Schlussbericht

zum Vorhaben

Thema:

Verbundvorhaben: Next Generation [BIOGAS] - einen Schritt weitergedacht (NxtGenBGA)

Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen

Teilvorhaben 1: Ökonomische Bewertung und Kostenallokation von Folgekonzepten;

Teilvorhaben 2: Deckung des Differenzbetrages, finanzwirtschaftliche und organisatorische Implikationen

Teilvorhaben 3: Technisch-ökologische Bewertung von Folgekonzepten

Zuwendungsempfänger:

Universität Stuttgart, Leuphana Universität Lüneburg, Hochschule Nordhausen

Förderkennzeichen:

22404616, 22407217, 22407717

Laufzeit:

01.11.2017 bis 29.02.2020

Monat der Erstellung:

08/2020

Datum der Veröffentlichung:

18.06.2021

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

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

Next Generation [BIOGAS] - einen Schritt weitergedacht

Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen

Gemeinsamer Sachbericht







Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

www.ier.uni-stuttgart.de

Hochschule Nordhausen Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)

Weinberghof 4 99734 Nordhausen

www.hs-nordhausen.de /forschung/inret

Leuphana Universität Lüneburg Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft (F&FW)

Universitätsallee 1 21335 Lüneburg

https://www.leuphana.de/institute/institut-fuer-bank-finanz-undgruendungsmanagement/finanzierung-finanzwirtschaft.html

Autor*innen:

Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger (IER)

Vincent, Lynn; Fischer, Joachim (in.RET)

Scherzinger, Katharina; Holstenkamp, Lars; Degenhart, Heinrich (FuFW)







Kurzfassung

Im Projekt NxtGenBGA wurden verschiedene Technologie-, Konzept und Systemvarianten ("Folgekonzepte") für die weitere Entwicklung von Bestands-Biogasanlagen (BGA) in drei Regionen Deutschlands nach dem Auslaufen der derzeitigen 20-jährigen Betriebszeit im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) entwickelt, analysiert und bewertet. Die Arbeit erfolgte in einem interdisziplinären und mehrstufigen Ansatz unter Einbeziehung von technischen, ökologischen, ökonomischen und systemischen Faktoren und Parametern. Die definierten Folgekonzepte entspringen dabei sowohl den bekannten Rahmenbedingungen einer Fortsetzung des EEG in einer z.B. 10-jährigen Laufzeit mit einem Ausschreibungsdesign als auch Möglichkeiten einer Weiterentwicklung außerhalb einer Stromerzeugung (und damit im Rahmen eines EEG) z.B. zur Erzeugung von Kraftstoffen aus Biomethan. Speziell für die ökonomische Bewertung wurden für diese beiden Entwicklungsoptionen die Kennzahlen des "anlegbaren Wertes" und des "Differenzbetrages" als entscheidende Größen entwickelt, um die Wirtschaftlichkeit eines Folgekonzeptes einschätzen zu können.

Für die untersuchten Folgekonzepte werden keine größeren Potentiale der Kostenreduktion gesehen, da auch im Anschlussbetrieb weiterhin viele Investitionen anfallen und mögliche Einsparung im Bereich der Substratbereitstellung gering sind. Der technologische Fortschritt und speziell Wirkungsgradgewinne durch eine Überbauung können die zum Teil steigenden spezifischen Kosten, etwa durch eine Reduktion der Bemessungsleistung, lediglich dämpfen. Neue Investitionen insbesondere bei einer Umrüstung zur Biomethanaufbereitung, aber auch bei einem hohen Überbauungsgrad, fallen sehr hoch aus. 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 einer nachhaltigen Regionalentwicklung in den Blick nehmen. Die hierzu untersuchten Instrumente sind jedoch auch im Zusammenspiel mit Steigerungen der Erträge im Energiemarkt nur für einen Teil des Bestandes ausreichend, um einen wirtschaftlichen Betrieb außerhalb eines EEG zu ermöglichen. 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 CO₂-Preisen honoriert wird.

Um den Unsicherheiten der zukünftigen Marktbedingungen und Rahmengesetzgebung, die das Ertragsniveau der BGA in den nächsten Dekaden bestimmen wird, zu begegnen, wird ein möglichst robustes Anlagenkonzept benötigt. Dabei sollten grundlegenden vorteilhaften Faktoren und Ausgangslagen Beachtung geschenkt bzw. solche geschafften werden: eine Mindest-Bemessungsleistung im Bereich 140-200 kW_{el,BL}, um Skaleneffekte zu heben und Kosten zu senken, ein möglichst hoher Anteil von Reststoffen und Nebenprodukten (nicht nachwachsenden Rohstoffen, Nawaro), um variable Gaskosten gering zu halten und eine ökologische Vorteilhaftigkeit zu garantieren, hohe Überbauungsgrade im Falle einer Vor-Ort-Verstromung im Bereich größer 3, um die Effizienz zu steigern, spezifische Kosten zu senken und ausreichende Flexibilität bereitzuhalten. Mit Bezug auf die Kostenentwicklung sind Skaleneffekte, die durch die Größe einer Anlage erzielt werden können, dabei die wichtigsten Effekte.

Das Folgekonzept "Substratwechsel" kann in diesem Zusammenhang speziell für Nawaro-Anlagen eine aussichtsreiche Option darstellen. Die Bemessungsleistung kann erhalten werden; so fallen spezifische Kosten geringer aus als bei einer Absenkung der Bemessungsleistung. Gleichzeitig können THG-Emissionen gesenkt werden. Im Falle einer Einführung neuer Finanzierungsinstrumente könnten in diesem Konzept höhere Erträge erzielt werden als mit Vergleichskonzepten. Der Substratwechsel bzw. die Substratoptimierung stellt im eigentlichen Sinn kein alleinstehendes Konzept dar und sollte immer in Kombination mit den vielfältigen weiteren Optionen für Folgekonzepte angegangen werden. Speziell im Bereich der Biomethanaufbereitung ist eine Substratoptimierung unter Berücksichtigung der zu erzielenden THG-Quotenerträge umzusetzen. Da dies in der Regel jedoch zu einer verstärkten Ausrichtung auf Substrate mit niedriger Energiedichte führt, erhält die Substratlogistik einen höheren Stellenwert für den Weiterbetrieb. Hier sollte auch eine Abwägung der Ketten "Vorortproduktion – Rohgastransport – zentrale Nutzung" vs. "Biomassetransport – zentrale Rohgasproduktion – zentrale Nutzung" im Zusammenhang mit neuen Organisationslösungen vorgenommen werden.







Im direkten Vergleich speziell über alle Szenarien hinweg stellt die saisonale Fahrweise, die "Saisonalisierung", das aussichtsreichste Konzept für Biogasanlagen in der Vort-Ort-Verstromung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) dar. Ein lokal vorhandenes entsprechendes saisonales Wärmebedarfsprofil stellt aber eine Voraussetzung dar, die pauschal nicht für alle Biogasanlagen gegeben ist. Auch ergeben sich je nach Anlagenausgangslage verschiedene Varianten eine Saisonalisierung umzusetzen. Eine langfristige Strategie kann hier die frühzeitige Flexibilisierung in der ersten EEG-Periode mit moderater Überbauung (2-3) und einer anschließenden Bemessungsleistungsreduktion für den Anschlussbetrieb sein. Investitionen für eine hohe Flexibilität fallen so geringer aus, werden über einen längeren Zeitraum verteilt und machen auch weniger Ersatzinvestitionen in Blockheizkraftwerke (BHKW) notwendig. Das Risiko kann so gesenkt werden. Neben der ökonomischen Vorteilhaftigkeit spricht auch das hohe THG-Minderungspotential für die saisonale Fahrweise, speziell wenn sie mit einer Bemessungsleistungs- und Nawaro-Reduktion umgesetzt wird.

Unter Berücksichtigung einer EEG-Förderung ist die Biomethanaufbereitung nur für einen kleinen Anteil des BGA-Bestandes die wirtschaftlichere Alternative, da die Biomethanaufbereitung mit sehr hohen Aufwendungen und unsichereren Erträgen verbunden ist. Außerhalb des EEG stellt es aber das wichtigste Konzept für einen wirtschaftlichen Betrieb dar. In der Regel ist die Gasnetzeinspeisung gegenüber der lokalen Kraftstoffbereitstellung vorteilhaft, da geringere Investitionen anfallen und die höheren Gaserträge aus einer Vermarktung von komprimiertem Erdgas (Compressed Natural Gas, CNG) dies nicht kompensieren können. Voraussetzung ist jedoch auch hier ein Gasnetzzugang in näherer Umgebung. Dies ist wie bei den Wärmesenken nicht pauschal gegeben und muss anlagenspezifisch geprüft werden. Gleichermaßen muss jedoch auch bei der lokalen Kraftstoffbereitstellung ein ausreichender lokaler Absatzmarkt vorhanden sein.

Die vielfältigen Folgekonzeptoptionen und Kombinationsmöglichkeiten verbunden mit den sehr unterschiedlich ausfallenden anlagenspezifischen Ausgangslagen machen eine langfristige Anpassungsstrategie notwendig, die bereits in der ersten EEG-Periode gestartet werden sollte. Mögliche Absatzmärkte und Netzzugänge (Strom, Wärme, Ergas, CNG-Kraftstoff) müssen überprüft werden, der Substratmix an die zukünftigen Rahmenbedingungen angepasst werden, Anlagenkomponenten saniert (Fermenter, Silo) und zum Teil aufgerüstet (Abdeckung Gärrestlager) werden, Genehmigungsprozesse und die Finanzierung neuer Investitionen geklärt werden.

Zusammen mit dem erhöhten Risiko durch komplexere und volatilere Absatzmärkte und einer zum Teil kleinteiligen Anlagen- und Agrarstruktur erfordert dieser zusätzliche, zum Teil erhebliche Aufwand neue Geschäfts, Organisations- und Logistikmodelle. Dies kann zum Beispiel das Anlagenpooling und der Aufbau einer Rohgasinfrastruktur beinhalten. Speziell dieser Bereich könnte durch regionale Raumplanung und Strukturförderung von Seiten der Politik und Verwaltung unterstützt werden, um langfristig Biogas aus regionaler Erzeugung mit hohem Klimaschutzpotential als Teil einer "grünen" Gasstrategie zu etablieren.

Unter Annahme einer Fortschreibung über 2023 hinaus wird ersichtlich, dass die derzeitigen Biomasse-Ausschreibungsvolumen des EEG nicht ausreichen, um den Bestand zu stabilisieren. Dies gilt speziell für die Jahre 2023 bis 2029; hier müssten die Volumen deutlich erhöht werden und die Ausschreibungsgrundlage von der installierten Leistung auf eine Größe unabhängig vom Flexibilisierungsgrad, wie etwa die Bemessungsleistung, verändert werden. Zwar kann bei veränderten Rahmenbedingungen ein deutlich größerer Anteil des BGA-Bestandes in einen Anschlussbetrieb überführt werden und die THG-Nettoemissionsminderung sowie installierte Leistung des BGA-Bestandes bis 2035 auf einem heutigen Niveau gehalten werden, der Bestand, die Vermeidung der Gülle-THG-Emissionen und die Stromproduktion aus Biogas bleiben trotzdem rückläufig. Insbesondere verändert sich auch die Struktur des Bestandes hinsichtlich ihrer regionalen Verteilung, der Altersstruktur, dem Anteil an Nawaro-Anlagen sowie kleineren Anlagen.

Neben der notwendigen Fortschreibung und dem Ausbau der Ausschreibungsvolumen stehen deshalb die Anpassung der Degression der Höchstvergütungssätze, eine Stärkung des Anreizes realer, flexibler Stromproduktion (Direktvermarktungs-Faktorprämie statt Leistungsprämien/Bonus), Anforderungen an die THG-Minderung, Berücksichtigung kleinerer Anlagen oder eine an die THG-Minderung gekoppelte Vergütungsstruktur, ein Hemmnisabbau bzgl. der Genehmigungen im Bereich der Flexibilisierung und eine langfristige Implementierung verursachensgerechter Finanzierungsinstrumente, die die Wirkungen in der Landwirtschaft mit Erträgen vergüten (THG-Minderung, Stärkung Biodiversität), als Mittel zur Auswahl, um die Güte der bestehenden BGA hinsichtlich Effizienz, Ökologie und Ökonomie zu heben.







Inhaltsverzeichnis

Ku	rzfas	sung		5
Inh	altsv	erzei	chnis	7
Ab	bilduı	ngsv	erzeichnis	9
Та	beller	nverz	eichnis	13
Glo	ossar	·		15
I	Ein	leitur	ng	18
ı	.1	Hin	tergrund und Ziele	18
ı	.2	Auf	gabenstellung und Zielerreichung	19
П	Me	thodi	k der Analyse von Folgekonzepten	24
ı	l.1	ΑP	I - Erweiterung der Datengrundlage	24
ı	1.2	AP2	2 – Qualitativer Bewertungsprozess und Modellierung der Folgekonzepte	25
	II.2	.1	Qualitativer Bewertungsprozess (Auswertung der Expertenumfrage)	25
	II.2	.2	Modellierung von Folgekonzepten und quantitative Analyse auf Anlagenebene	26
	II.2	.3	Kostenallokation	31
	II.2	.4	Leistungskennzahlen der quantitativen Folgekonzeptbewertung	32
I	1.3	APS	3 – Regionale Workshops	32
ı	1.4	ΑP	4 – Auswirkungen auf Finanzierung und im System	33
	II.4	.1	Gestaltung des Rahmenkonzepts für BGA-Gütekriterien	33
	II.4	.2	Produkte und Finanzierungsinstrumente im Biogasbereich	38
	II.4	_	Risikofaktoren bei der Biogasproduktion und der Einfluss durch die Implementi	-
	11.4	-	Rahmenbedingungen und Vorgehen der Szenarioanalyse	
Ш			sse der Analyse und Bewertung von Folgekonzepten	
	₉ II.1		alitative Bewertung von Folgekonzepten mittels Expertensystem	
	II.2		vertung von Gütekriterien und Entwurf eines Aggregationssystems	
•	III.2		Ökologie	
	III.2		Technik	
	III.2		Sozio-Ökonomie	
ı	II.3		Folgekonzepte Substratwechsel und Saisonale Fahrweise im Detail	
	III.3		Saisonale Fahrweise	
	III.3		Substratwechsel	
ı	II.4	Aus	wirkung und Ranking von Folgekonzepten auf die Referenz-BGA	
ı	II.5		nsitivitätsanalyse auf Anlagenebene – Auswirkungen auf die Folgekonzepte	
ı	II.6		ebnisse für den Gesamtbestand – Vergleich der Regionen und Folgekonzepte	
ı	II.7	_	wirkungen auf die Bestandsentwicklung	
	II.8		wirkungen von neuen Finanzierungsinstrumenten	
ı	II.9		ebnisse der Risikobewertung von Folgekonzepten	
	III.9	_	Folgekonzept "Flexibilisierung der Stromproduktion"	
	III.9	9.2	Umrüstung zur Gasaufbereitungsanlage	92







	111.3	9.3	Saisonale Fahrweise	94
	III.9	9.4	Substratwechsel	95
	III.9	9.5	Gärrestaufbereitung	97
IV	i	Bedeu	utung für Biogas in der Post-EEG Phase	99
	IV.1	Zus	ammenfassung der Ergebnisse	99
	IV.	1.1	Fazit zum Weiterbetrieb und Folgekonzepte anhand der Leistungskennzahlen	99
	IV.	1.2	Synopse der qualitativen und quantitativen Bewertung der Folgekonzepte	. 101
	IV.	1.3	Zukünftige Bestandsentwicklung in den untersuchten Regionen	. 102
	IV.	1.4	Bilanz der Gütekriterien und Finanzierungsinstrumente	104
	IV.2	Sch	lussfolgerungen	. 105
	IV.	2.1	Handlungsempfehlungen auf Betreiberebene	105
	IV.	2.2	Gestaltungsoptionen zukünftiger Rahmenbedingungen	106
	IV.	2.3	Weiterer Forschungsbedarf	.108
V	An	hang		. 110
	V.1	Lite	ratur	. 110
	V.2	Zus	ätzliche Daten und Ergebnisse	. 118
	V.2	2.1	Experteninterviews	. 118
	V.2	2.2	Workshop Ergebnisse	. 119
	V.2	2.3	Modellparameter	. 126
	V.2	2.4	Modellierungsergebnisse	130
VI	'	Verwe	ertung und Berichtspflichten	. 139
	VI.1	Erfo	olgsaussichten und Anschlussfähigkeit	. 139
	VI.2	Proj	ektaktivitäten & Zusammenarbeit mit anderen Stellen	. 139
	VI.3	Erk	enntnisse von Dritten	. 141
	VI.4	Ver	öffentlichungen	. 141
VI	l I	Berich	ite der Teilvorhaben	. 143
	VII.1	T	eilvorhaben 1: Ökonomische Bewertung und Kostenallokation von Folgekonzepten (IER)	. 143
	VII.2 Impli		eilvorhaben 2: Deckung des Differenzbetrages, finanzwirtschaftliche und organisatoris en (Leuphana Universität Lüneburg)	
	VII.3	Т	eilvorhaben 3: Technisch-ökologische Bewertung von Folgekonzepten (HS Nordhausen)	. 145







Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Projektstruktur und Übersicht über Arbeitspakete20
Abb. 2	Unterschiede der Konzeptvarianten für die saisonale Fahrweise im Jahresverlauf anhand der Wärmeproduktion und -last
Abb. 3	Emissionsquellen des Biogasprozesses
Abb. 4	Ablaufschema zum Vorlaufprozess zur Entwicklung von Gütekriterien34
Abb. 5	Übersicht der Risikofaktoren bei der Biogaserzeugung42
Abb. 6	Ablaufschema der Szenarioanalyse zur Bestimmung des Weiterbetriebs mit anlagenspezifischer Folgekonzepten oder Stilllegung
Abb. 7	Funktionsweise der Simulation des EEG-Ausschreibungsauktionsdesign mittels eines Uniform Pricing Ansatzes
Abb. 8	Vergleich verschiedener Konzeptbewertungen47
Abb. 9	Ausschnitt der Ergebnismatrix49
Abb. 10	Vergleich der Spotmarkerträge im Jahresverlauf mit Strompreisen von 201755
Abb. 11	Jährliche Spotmarkterträge und Marktwertfaktoren (Zahlen über Balken), auf Basis von historischen Strommarktdaten
Abb. 12	Details der BHKW-Einsatzoptimierung über einen Zeitraum von 72h – Vergleich REF (links) vs. SEA (rechts)
Abb. 13	Gestehungskosten (LCOE) der saisonalen Fahrweise, Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall
Abb. 14	Differenzbeträge der saisonalen Fahrweise, Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall
Abb. 15	Treibhausgasemissionen für saisonale Fahrweise, Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall
Abb. 16	Saisonale Fahrweise im Anlagenvergleich (für BHKW Variante 1), Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall
Abb. 17	Sensitivitätsanalyse für die Parameter Überbauung, Speicherkapazitäten und Wärmepreise in den Fällen REF, Redu & SEA der BGA1
Abb. 18	Kombination der Parametervariation Wärmepreis und Überbauungsgrad in den Fällen REF, Redu & SEA der BGA160
Abb. 19	THG-Emissionen der Bestandsanlagen in Thüringen, Niedersachsen und Baden-Württemberg (ohne Anwendung eines Folgekonzeptes)
Abb. 20	THG-Emissionen unter Anwendung des Konzeptes N-G62
Abb. 21	THG-Emissionen der Beispielanlage unter Anwendung der Substratwechsel-Konzepte64
Abb. 22	Versauerungspotenzial des Bestandes in den der drei untersuchten Regionen Thüringen. Niedersachsen und Baden-Württemberg
Abb. 23	Eutrophierungspotenzial des Bestandes in den drei untersuchten Regionen66







Abb. 24	Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im REF Szenario anhand der Leistungskennzahlen Differenzbetrag, THG-Emissionen, und Gestehungskosten
Abb. 25	Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im REF Szenario anhand des Investitionsbedarfes und des (normierten) Kapitalwertes
Abb. 26	Sensitivitätsanalyse der Ertragsparameter für die Vor-Ort-KWK-Folgekonzepte anhand der REF BGA 2
Abb. 27	Sensitivitätsanalyse der Kostenparameter für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte anhand der REF BGA 2
Abb. 28	Sensitivitätsanalyse der Ertragsparameter für die Biomethan-Folgekonzepte anhand der REF BGA 2
Abb. 29	Sensitivitätsanalyse der Ertragsparameter für die Biomethan-Folgekonzepte anhand der REF BGA 6
Abb. 30	Sensitivitätsanalyse der Kostenparameter für die Biomethan Folgekonzepte anhand der REF BGA 2
Abb. 31	Anlegbarer Wert des Bestandes für das Folgekonzept "FlexRegulär" in den Regionen BW, TH und NI im REF Szenario
Abb. 32	Anlegbarer Wert des Bestandes für das Folgekonzept "Saisonal" in den Regionen BW, TH und NI im REF Szenario
Abb. 33	Biomethangestehungskosten des Folgekonzepts "Biomethan" im REF Szenario mit dem anlagenspezifischen Gülleanteil
Abb. 34	Regionale Unterschiede und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen mit der Umsetzung des Folgekonzepts "FlexRegulär" im REF Szenario
Abb. 35	Regionale Unterschiede und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen mit der Umsetzung des Folgekonzepts "Gasnetz" im EEG Mod Szenario
Abb. 36	Folgekonzeptvergleich und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen REF Szenario 80
Abb. 37	Allokationsvergleich und Bestandsverteilung für das Konzept Flex-Regulär im REF Szenario 81
Abb. 38	Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung in BW, TH, NI im REF Szenario 82
Abb. 39	Entwicklung der Anlagenanzahl (Umrüstung auf Aufbereitung) und Biomethanproduktionsleistung in BW, TH, NI im REF Szenario
Abb. 40	Szenariovergleich der Bestandsentwicklung, Verteilung der umgesetzten Konzepte sowie der
	installierten elektrischen Leistung und der Biomethanproduktion
Abb. 41	
	Szenario bezogen auf die Ausgangsbasis des unveränderten Bestandes in 2020, Rohgas verteilt
A11 46	sich dabei auf alle Folgekonzepte inklusive der Biomethankonzepte
Abb. 42	Entwicklung des Substrateinsatzes (Mix & Menge) des Gesamtbestandes der drei Regionen je Szenario bis 2035







d	durch Güllevergärung) sowie der entstehenden THG-Emissionen und Netto Einsparung des Gesamtbestandes der drei Regionen
	/ergleich der Finanzierungsinstrumente anhand der Auswirkung auf den gewichteten Differenzbetrag für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte88
А	/ergleich der Finanzierungsinstrumente (mittleres Niveau der Ertragshöhen) anhand der Auswirkung auf den spezifischen (durchgezogen) und absoluten Differenzbetrag (gestrichelt) des Bestandes für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte
	ergleich unterschiedlicher Niveaus der Kombination der Finanzierungsinstrumente auf der Jewichteten Differenzbetrag für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte90
S	/ergleich unterschiedlicher Niveaus der Kombination der Finanzierungsinstrumente auf den spezifischen und absoluten Differenzbetrag des Gesamtbestandes für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte
Abb. 48 L	eitfaden für die Expertenbefragung118
	Bewertung der sozio-ökonomischen Gütekriterien des 2. regional Workshop anhand Anforderungskriterien, kritischen Werten und Einordung für ein Aggregationssystem119
	Bewertung der ökologischen Gütekriterien des 2. regional Workshop anhand Anforderungskriterien, kritischen Werten und Einordung für ein Aggregationssystem120
	Bewertung der technischen Gütekriterien des 2. regional Workshop anhand Anforderungskriterien, kritischen Werten und Einordung für ein Aggregationssystem121
	Ergebnisse der Gruppe Entwicklung der Biomasseversorgungskreisläufe Beispiel Bienenstrom des 3. regional Workshops
Abb. 53 E	Ergebnisse der Gruppe Entwicklung der Biomasseversorgungskreisläufe Beispiel Gärrestaufbereitung des 3. regional Workshops122
	Ergebnisse der Gruppe Flexibilisierung der Stromproduktion Beispiel zukünftige SDL des 3. regional Workshops
	Ergebnisse der Gruppe Fokussierung auf die Wärmenutzung, Beispiel Saisonale Flexibilisierung des 3. regional Workshops
	Ergebnisse der Gruppe Umstieg auf die Biomethanaufbereitung: "lokale Kraftstoffbereitstellung CNG)" des 3. regional Workshops125
Abb. 57 E	Einsatzdetails im REF+/SEA+ Modus130
	/ergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im Flex++ Szenario anhand verschiedener Leistungskennzahlen131
Abb. 59 V	/ergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im EEG-MOD Szenario anhand
V	verschiedener Leistungskennzahlen132
	/ergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im Flex++ Szenario anhand nvestitionsbedarf und (normierter) Kapitalwert133







Abb. 61	Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im EEG-MOD Szenario anhand
	Investitionsbedarf und (normierter) Kapitalwert
Abb. 62	Sensitivitätsanalyse für die Parameter Überbauung, Speicherkapazitäten und Wärmepreise in den
	Fällen REF+/SEA+ der BGA1
Abb. 63	Kombination der Parametervariation Wärmepreis und Überbauungsgrad in den Fällen REF+/SEA+
	der BGA1
Abb. 64	Folgekonzeptvergleich und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen Flex++ Szenario 136
Abb. 65	Folgekonzeptvergleich und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen EEG-MOD Szenario 136
Abb. 66	Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung in BW, TH, NI im Flex++ Szenario 137
Abb. 67	Entwicklung der Anlagenanzahl (Umrüstung auf Aufbereitung) und Biomethanproduktionsleistung in
	BW, TH, NI im Flex++Szenario
Abb. 68	Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung in BW, TH, NI im EEG-MOD Szenario
Abb. 69	Entwicklung der Anlagenanzahl (Umrüstung auf Aufbereitung) und Biomethanproduktionsleistung in
	BW TH NI im FEG-MOD Szenario 138







Tabellenverzeichnis

Tab. 1	ausgewerteten EEG-Daten
Tab. 2	Charakteristische Parameter zu Erstellung repräsentativer Anlagencluster24
Tab. 3	Referenz-BGA und ihrer charakteristischen Parameter im Ausgangszustand (ohne Umsetzung von Folgekonzepten)
Tab. 4	Parameter von vier Beispiel-BGA für die detaillierte Untersuchung der saisonalen Fahrweise28
Tab. 5	Input- und Output-Parameter der Untersuchungsvarianten für die Analyse einer saisonaler Fahrweise
Tab. 6	Versauerungspotenzial und Eutrophierungspotenzial ausgewählter Gase29
Tab. 7	Substratwechsel-Konzepte31
Tab. 8	Übersicht der ausgewählten Allokationsmethoden31
Tab. 9	Ausgewählte Leistungskennzahlen zur Bewertung von Folgekonzepten (Modellierung)32
Tab. 10	Bewertete Produkte und Vermarktungsoptionen des 3. Workshops
Tab. 11	Einordnung und Zusammenhang der Begriffe Bewertungskriterien, Leistungskennzahlen und Gütekriterien
Tab. 12	Literaturübersicht zu verschiedene Nachhaltigkeitsbewertungs- und Indikatorsystemen37
Tab. 13	Literaturauszug zur möglichen Gestaltung von Aggregationssystemen zur Bildung eines vereinfachten Indexes
Tab. 14	Kategorisierung von Finanzierungsinstrumenten39
Tab. 15	Produkte und Vermarktungswege für Biogasanlagen in der Post-EEG Zeit40
Tab. 16	Auswirkung der Folgekonzepte auf die Kosten- und Ertragsstruktur der Folgekonzepte40
Tab. 17	Übersicht über NxtGenBGA Szenarien und deren Parameter
Tab. 18	Übersicht und Ausgestaltung der in der Szenarioanalyse untersuchten Folgekonzepte anhand der Referenz-BGA2 im REF Szenario
Tab. 19	Ergebnisse Gewichtung der Bewertungskriterien durch Experten (standardisierte Befragung und 1 Regionaler Workshop)
Tab. 20	Zeitliche Implementierung von Folgekonzepten48
Tab. 21	Biodiversitäts-Werte für die verwendeten Substrate50
Tab. 22	Auswertung der standardisierten Umfrage, n=40 (Bewertung von Folgekonzepten)52
Tab. 23	Finale Auswahl der Gütekriterien zur Bewertung von Biogasanlagen53
Tab. 24	Regionale THG-Emissionen der Substrate unter Anwendung von regionalen Inputfaktoren61
Tab. 25	THG-Emissionen unter Anwendung der Substrat-Konzepte:
Tab. 26	Substratmix, Bemessungsleistung und THG- Emissionen der Beispielanlage (350 kW _{el}) unter Anwendung der verschiedenen Konzepte







Tab. 27	Regionales Versauerungs- und Eutrophierungspotenzial der verschiedenen Substrate für den BGA
	Bestand in den drei untersuchten Regionen
Tab. 28	Startwerte der Parameter für die Sensitivitätsanalyse zum Vergleich von Folgekonzepten 71
Tab. 29	Perspektiven der Markt-/Rahmenbedingungen für die beiden Folgekonzeptgruppen
Tab. 30	Zuordnung des BGA-Bestandes Deutschlands zu den NxtGenBGA Regionen
Tab. 31	Hochrechnung der Szenario Ergebnisse auf den Gesamtbestand Deutschland für das Jahr 2035 87
Tab. 32	Mögliche zukünftige Finanzierungsinstrumente für BGA
Tab. 33	Ertragshöhen der Kombination der Finanzierungsinstrumente
Tab. 34	Überblick über mögliche Risiken bei einer Umsetzung der Strategie "Flexibilisierung der
	Stromproduktion"
Tab. 35	Überblick über die Risiken bei der Gasaufbereitung
Tab. 36	Übersicht über die Risiken bei der Saisonalen Fahrweise
Tab. 37	Übersicht über die Risiken bei einem Substratwechsel
Tab. 38	Übersicht über die Risiken bei der Gärrestaufbereitung
Tab. 39	Zusammenfassung der Bestandstruktur in den drei Szenarien anhand der charakteristischen
	Anlagenparameter
Tab. 40	Substratdaten für THG Bilanzierung
Tab. 41	Emissionsquellen - und Faktoren (Auszug)
Tab. 42	Substrateigenschaften – Inputparameter IER Modell
Tab. 43	Tabelle für Zeitreihen der Parameter (Ausschreibungsvolumen, Strompreise, Wärmepreise, CO ₂ -
	Preise und -Emissionen)







Glossar

(Kosten-)Allokation

Zuteilung von Kosten-, Emissions- oder Energiebeiträgen zu der "eigentlichen Quelle", d.h. den verursachenden Produkten (Zurechnungsprinzip). Es kann im Bereich der Kostenallokation nach drei unterschiedlichen Prinzipien unterschieden werden: "Das Verrechnungsprinzip, das einem bestimmten Bezugsobjekt (meist Kostenträger) nur jene Kosten zurechnet, die dieses Bezugsobjekt verursacht hat (auch Kausalitätsprinzip genannt). Das Durchschnittsprinzip, das die Gemeinkosten nach Bezugsgrößen (Kostentreibern) verteilt. Das Tragfähigkeitsprinzip, das die Gemeinkosten auf die Kostenobjekte(-träger) nach Wertgrößen (Bsp. Umsatz) verteilt." (Definition nach Lexikon der Kostenrechnung, Uni Köln). Für die Allokation ergeben sich im Bereich der Energiewirtschaft insbesondere für KWK-Prozesse unterschiedliche Methoden (z.B. kalorische Methode, Arbeitswertmethode).

Anlegbarer Wert (EEG)

Der anlegbaren Wert stellt den anlagenspezifischen Wert dar, der im Ausschreibungsprozess mindestens geboten werden muss um die Kosten der Biogaserzeugung und -nutzung zu decken. Er setzt sich aus den Vollkosten abzüglich der zusätzlichen Erträge, die innerhalb des EEG möglich sind (Flexerträge, Flexzuschlag und Wärmeerträge sowie ggf. weitere Erträge außerhalb des Strommarkts). Bei erfolgreichem Zuschlag in der Ausschreibung stellt der anlegbare Wert dann den Wert dar, mittels dem die Marktprämie ermittelt wird.

Anpassungsstrategie

Längerfristige Planung der Umsetzung von Maßnahmen und Betriebsveränderungen zum Zwecke einer Zielerreichung (z.B. Erfüllung von Anforderungen oder Verbesserung der Wirtschaftlichkeit). Die Anpassungsstrategie ist anlagen-/betriebsspezifisch auf die jeweiligen Gegebenheiten der Anlagen abgestimmt. Sie enthält in der Regel verschiedene Maßnahmen, die aufeinander aufbauen oder kombiniert werden können. Ziel ist es für spezifische Anlagen Anpassungsstrategien zu identifizieren und zu belegen (→Handlungsempfehlungen).

Betriebsanpassung

"Betriebsanpassungen" sind Veränderungen an der Betriebsweise, Prozessparametern oder Anlagentechnik, die als Reaktion auf Veränderungen der Rahmenbedingungen (z.B. gesetzliche Anforderungen, neue Situationen an den Erlösmärkten) oder zur Optimierung des Anlagenbetriebes erfolgen. Im Projekt werden Betriebsanpassungen primär als Maßnahmen verstanden, die innerhalb der 1. EEG-Förderperiode einer Anlage umgesetzt werden/werden müssen.

Bewertung (Evaluation)

In der Bewertung geht es darum die Eignung für einen bestimmten Zweck zu beurteilen. Im Projekt ist dies primär die Eignung von Folgekonzepten für den Weiterbetrieb unter Berücksichtigung der ganzheitlichen Auswirkungen. Die Auswirkungen werden mit Kriterien (→ Leistungskennzahlen) quantitativ erfasst und vergleichbar gemacht. In der Bewertung geht es vorrangig um den (anlagenspezifischen) Vergleich von verschiedenen Folgekonzepten und Betriebsanpassungen. Abschließend erfolgt ein Vergleich des erreichbaren Zustands einer Maßnahme/eines Konzepts mit dem eines Zielzustandes (→ Gütekriterien). Somit kann die Wirksamkeit dieser bewertet werden.

Differenzbetrag

Ausmaß der für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb bestehender Biogasanlagen notwendigen öffentlichen Förderung. Er ergibt sich als Differenz aus (diskontierten) zahlungswirksamen Aufwendungen ["Kosten"] und (diskontierten) zahlungswirksamen Erträgen ["Erträgen"]:

$$\Delta K = \sum_{i=0}^{T} \left(\frac{K_i}{(1+r_i)^i} - \frac{E_i}{(1+r_i)^i} \right)$$

mit: ΔK: Differenzbetrag,

Ki: "Kosten" der Periode i, Ei: "Erträge" der Periode i,

i: Periode (Jahr),

T: Ende der Nutzungsdauer,

ri: Kalkulationszinsfuß für die Periode i.







Diversifikation(sstrategie/-potential)

Aufnahme neuer und andersartiger Produkte und neuer Märkte in das Programm zur Risikostreuung und/oder Realisierung von Wachstumschancen in das Portfolio einer BGA. Im Projekt wird auch die Ausweitung auf bestehenden Märkten (neue Kunden) zur Diversifikation gezählt. Aktuell beherrscht das Produkt "EEG-Strom" die Ertragsmöglichkeiten einer BGA. Ziel der Diversifikation für BGA ist es vor allem bestehende Synergieeffekte, z.B. auf Grund von Koppelungsproduktion, zu heben. Es kann nach horizontaler Diversifikation (Auffächerung eng verwandter Produkte der bisherigen Produktionsstufe → Wärme) und vertikaler Diversifikation, bei der ein Unternehmen in vor- oder nachgelagerte Produktionsstufen vordringt (Biomethan, Düngemittel), unterschieden werden. Laterale Diversifikation, bei der kein Zusammenhang zwischen den bisherigen und den neuen Produkten besteht, soll nicht Teil der Projektanalyse sein. Es ist zu berücksichtigen, dass Diversifikation allerdings auch Aufwand und Kosten nach sich zieht und somit auch mit Risiko behaftet ist.

Finanzierung

Der im Projekt verwendete Finanzierungsbegriff umfasst zwei Perspektiven: die Art und Weise der Deckung des Finanzbedarfs (Finanzierungsinstrument) und Maßnahmen zur Gestaltung des Finanzbedarfs (Finanzierungsmodell).

Finanzierungsinstrument (auch: Finanzierungsformen/-arten) = Deckung des Finanzbedarfs: Art und Weise, wie der identifizierte Mittelbedarf gedeckt wird

Finanzierungsmodell = Gestaltung des Finanzbedarfs: Betriebliche oder öffentliche Maßnahmen, die zu einer Verminderung der zahlungswirksamen Aufwendungen (Auszahlungen) oder einer Erhöhung der zahlungswirksamen Erträge (Einzahlungen) und damit zu einer Reduktion des Differenzbetrages führen

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.

Ganzheitlich(keit)

Art der Betrachtung / Analyse, die die umfassende Berücksichtigung möglichst vieler Aspekte beinhaltet. Im Projekt sind dies: regionale - standortangepasste -, technische (energetische), ökologische und ökonomische sowie temporale (zeitdynamische) Faktoren (Wirkungskategorien). Im Unterschied zu dem Begriff der ganzheitlichen Bilanzierung, die in der Regel den gesamten Lebensweg von Produkten und Dienstleistungen betrachtet, erfolgt im Projekt keine vollständige Lebenszyklusanalyse (LCA).

(Aus-)Gestaltungsoption

Im Projekt sind damit zukünftige/mögliche Optionen für die Ausgestaltung der für BGA relevanten Rahmenbedingungen gemeint. Es werden lediglich allgemeingültige Optionen und deren mögliche Auswirkungen z.B. anhand der Szenarioanalysen aufgezeigt. Es wird keine Bewertung oder Empfehlung der Optionen vorgenommen.

Gütekriterium

Kriterien zur Beurteilung der Qualität von BGA im Sinne eines "erhaltenswürdiger" Weiterbetriebes. Für die ausgewählten Leistungskennzahlen werden Ziel- und ggf. Zeitvorgaben (Grenzwerte) getroffen. Zum Teil muss dies als iterativer Prozess geschehen und es können mit Blick die Anwendbarkeit nicht für alle Leistungskennzahlen Zielvorgaben gemacht werden. Der Fokus liegt nicht auf der Neuentwicklung geeigneter Kriterien, sondern auf der praxisnahen Integration dieser. Die Gütekriterien sollen ein einheitliches, vergleichbares Werkzeug verkörpern, das auf Bestandsanlagen angewandt werden kann, eine (ggf. höhere) Anschlussförderung rechtfertigt und ggf. neue Geschäftsmodelle / Ertragsstrukturen und/oder Einnahmenquellen schafft. Die Gütekriterien sollen sich hierbei auf den BGA-Bereich der Verstromung in Vorort-KWK konzentrieren.







Leistungskennzahl (KPI)

Englisch Key Performance Indicator (KPI). Kennzahl, anhand derer eine objektive Bewertung z.B. des Erfüllungsgrades eines Zieles oder die Erstellung einer Rangfolge erfolgen kann und die quantitativ, reproduzierbar erfasst werden kann. Im Projekt stellt die Auswahl von Leistungskennzahlen den 1. Schritt der Operationalisierung der Bewertung (2. Schritt -> Gütekriterien) dar. Das ausgewählte Spektrum der Leistungskennzahlen muss in Bezug zu den Zielen des Weiterbetriebes der BGA stehen sowie dem Anspruch der Ganzheitlichkeit gerecht werden, d.h. es müssen Indikatoren für jede Wirkungskategorie vorhanden sein. In Bezug auf die Praxis müssen sie anwendbar bleiben.

Organisationslösung

Struktur der Organisation, d.h. die Formen der Spezialisierung und Koordination innerhalb eines arbeitsteiligen Systems, um ein Folgekonzept im landwirtschaftlichen Betrieb bzw. mit dem landwirtschaftlichen Unternehmen zu implementieren. Ein Beispiel ist der Zusammenschluss mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe für den Betrieb einer Gemeinschaftsbiogasanlage, um Skaleneffekte zu realisieren.







I Einleitung

I.1 Hintergrund und Ziele

Die energetische Nutzung von Biomasse ist ein wichtiger Bestandteil der europäischen sowie nationalen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen. So wird in Deutschland von einer deutlichen Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ausgegangen und dies auch in den Zielen der Bundesregierung angestrebt (min. 50% bis 2030, 80% bis 2050 nach BMWi und BMU 2010). Im Strombereich hat Biomasse, speziell in Form von Biogas, bereits substantielle Anteile (ca. 26,9%) an der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien erreicht. Im Wärmebereich ist dieser Anteil mit 88% noch deutlich höher (BMWi 2016). Aufgrund der klimapolitischen Zielsetzungen wird in Energiesystemstudien meist von einem weiteren, wenn auch begrenzten, Ausbau der Bioenergie ausgegangen. Insbesondere wenn dabei die Rolle der Biomasse für die Flexibilisierung in einem System mit hohem Anteil an fluktuierenden Energieträgern berücksichtigt wird, hat dies einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse (Knebel und Kunz 2015; Eltrop et al. 2016).

Unter aktuellen Rahmenbedingungen jedoch ist für Biogasanlagen (BGA) von einem weiteren Netto-Wachstum nicht auszugehen. Im Gegenteil wird nun vielfach ein Rückgang der Bioenergie erwartet, da für die ersten BGA mit den Jahren 2020/21 die 20-jährige Förderdauer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) endet und klare Perspektiven für den Weiterbetrieb fehlen. Dies lässt sich anhand sogenannter Sterbelinien für den Anlagenpark darstellen, wird aber in vielen Szenarien und Systemstudien noch nicht berücksichtigt.

Die Autor*innen der vorliegenden Studie gehen davon aus, dass der schleichende Rückgang der Biogaserzeugung hinsichtlich der Zielerreichung des deutschen Klimaschutzplanes 2050 einen deutlich negativen Einfluss hätte. Bioenergie und Biogas können weiterhin eine tragende Rolle spielen und zum Erreichen der Ziele beitragen. Um den Weiterbetrieb moderner, leistungsfähiger und umweltfreundlicher Biogasanlagen über den zeitlich befristeten Horizont einer EEG-Vergütung hinaus sicherzustellen, bedarf es geeigneter Anpassungs-& Optimierungsstrategien sowohl in ökonomischer und verfahrenstechnischer Sicht auf Seiten der Betriebe als auch bei den Rahmenbedingungen des Systems, sei es im Energie- oder im Agrarsektor. Die Ziele des Projekts wurden deshalb wie folgt formuliert:

- 1. Identifizierung, Konzipierung und Auslegung von Folgekonzepten, Betriebsanpassungen und Diversifikationsstrategien für den (langfristigen) Weiterbetrieb des Bestandes an BGA
- 2. Ganzheitliche Analyse und Bewertung dieser Konzepte unter Berücksichtigung regionaler, technischer, ökologischer und ökonomischer Faktoren und Leistungskennzahlen
- Bestimmung der Potentiale dieser Folgekonzepte, die Gestehungskosten und Differenzbeträge in Bezug zu den aktuellen Ertragsmöglichkeiten zu senken, sowie Bewertung der Konzepte im Hinblick auf die Ausgestaltung des Strommarkts, des EEG, sowie weiterer relevanter Rahmenbedingungen
- 4. Zusammenstellung von Gütekriterien für einen erhaltungswürdigen Weiterbetrieb und zur Rechtfertigung für eine mögliche Anschlussförderung
- 5. Identifikation, Ausgestaltung und Analyse möglicher Finanzierungsinstrumente, die zur Deckung des Differenzbeitrags beisteuern können und die Bezug auf die Gütekriterien nehmen
- 6. Zusammenstellung der Ergebnisse in Form von Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber und unterstützende Informationen für den Diskurs sowie für Ausgestaltungsoptionen der Rahmenbedingungen

Die Ausformulierung von Konzepten und Betriebsweisen für den Fortbestand von Bestandsanlagen soll im Einklang mit allgemeinen politisch-gesellschaftlichen Zielen nachstehende Punkte verfolgen. Damit wird auch der Rahmen für die Gütekriterien vorgeben:

- Verbesserte Ressourcenschonung, Umweltentlastung, ökologische Dienstleistung durch
 - einen zielgerichteten und effizienteren Einsatz der begrenzten und wertvollen Ressource "nachwachsender Rohstoff/Energiepflanzen" sowie
 - eine verbesserte Ausnutzung bestehender Potentiale im Bereich der Wirtschaftsdünger/Gülle und weiterer landwirtschaftlicher Reststoffe/Nebenprodukte (z.B. Maisstroh);
- Senkung des Differenzbetrags (auch "Deckungslücke" genannt), der sich aus den entstehenden Aufwendungen abzüglich aller Erträge ergibt und der aus anderen Mitteln finanziert werden muss (z.B. EEG-Umlage), über folgende allgemeine Strategien:







- den Weiterbetrieb abgeschriebener Bestandsanlagen,
- eine Reduktion der Gestehungskosten durch einen gezielteren Substrateinsatz, Veränderungen im Substratmix und allgemein höhere Nutzungsgrade,
- Senkung von Investitionskosten durch Technologieentwicklung (Lernrate),
- die Schaffung neuer Koppelprodukte, Absatzwege und "höherpreisiger" Produkte (z.B. auf Basis von Kundenbereitschaft), um zusätzliche Erträge zu erzielen,
- die Verstärkung von kooperativen Unternehmungen zur Hebung von Synergie- und Skaleneffekten.
- Veränderung der Rahmenbedingungen (kein direkter Einfluss/aktive Teilhabe durch Betreiber), was primär zu einem Preisanstieg für relevante Produkte führt, z.B.:
 - o Höhere Marktpreise für Strom durch Rückgang von Überkapazitäten
 - Mehr und deutlichere Preisspreads (Mehreinnahmen durch Flex-Betrieb)
 - Höhere anlegbare Wärmepreise/Kosten der Referenztechnologien durch CO₂-Bepreisung von fossilen Brennstoffen
 - Höhere Markpreise für Biomethan durch Steigerung der Nachfrage (Ausbau internationaler Handel + CO₂-Bepreisung von fossilen Brenn- und Treibstoffen)

Mit den skizzierten Rahmensetzungen und Annahmen (siehe auch Kapitel II.4.4) besteht ein Bedarf an neuen Handlungsoptionen für BGA-Betreiber, sofern ein Weiterbetrieb angestrebt wird. Gleichzeitig erlaubt eine Betrachtung losgelöst von den Spielregeln des EEG neue Gestaltungsmöglichkeiten und Betriebsweisen, die auf Grund meist wirtschaftlicher Kriterien zurzeit nicht praktikabel sind. Biogas kann und muss somit neu gedacht werden und den nächsten Entwicklungs- und Diversifizierungsschritt nehmen und sich der künftig erwarteten Ressourcenstruktur sowie alternativen Leitgedanken (z.B.: stofflich vor energetisch) des Biomasseeinsatzes annähern. Die Umwandlung von Biomasse in Bioenergie in Form von Strom stellt zwar auf Grund der Bedeutung des Stromsektors für den Klimaschutz sowie exergetischen Betrachtungen einen sehr wichtigen Aspekt dar, darf aber nicht isoliert betrachtet werden. Hinsichtlich der Umwandlungspfade und Konversionstechnologien muss Strom aus Biomasse immer im Sinne einer vielfältigen Koppelproduktion gesehen werden. Eine einseitige Betrachtung der Kette Primärenergie zu Strom ist nicht zielführend. Dies gilt insbesondere für die Deckung der entstehenden Kosten. Eine einseitige Finanzierung aus dem Stromsektor, wie es in der Vergangenheit weitgehend durch das EEG erfolgt ist, führt zu einer falschen Kostenallokation und der Wertschätzung der unterschiedlichen Koppelprodukte. Dies hat insbesondere im Bereich der Wärme aus Biogas-Kraft-Wärme-Koppelungs-(KWK)-Anlagen zu einem "Wertverfall" geführt (vgl. FvB 2016 mit Brennstoffpreis von Referenztechnologien z.B. Holzpellets oder Gas C.A.R.M.E.N. e.V. 2016; EEX 2016).

Insbesondere vor dem Hintergrund der historisch etablierten Strukturen ist die Stromerzeugung aus Biomasse weiterhin von hoher Priorität, muss weiterverfolgt, entwickelt und integriert werden, sie ist aber nur ein Produkt und Standbein der energetischen Biomasseumwandlung und muss deshalb im Verbund mit anderen Produkten, auch stofflich, im Idealfall in einer Kaskadennutzung, gedacht und finanziert werden. Anlagen, die eine öffentliche Förderung in Anspruch nehmen wollen, sollten daher ein vielfältiges Leistungsportfolio abdecken und hohe Qualitätskriterien in Bezug auf Umweltwirkung, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit (die "Gütekriterien") erfüllen.

I.2 Aufgabenstellung und Zielerreichung

Das Projekt war wie in Abb. 1 gezeigt in fünf Arbeitspakete (AP) gegliedert. AP2 "Ganzheitliche Analyse und Bewertung von Folgekonzepten und Anpassungsstrategien" und AP4 "Auswirkungen auf Finanzierung und im System" stellen dabei die Hauptarbeiten der Modellanalyse und mehrstufigen Bewertung dar, während AP1 "Datenaggregation und -aufbereitung", AP3 "Regionalspezifische Beteiligung und Diskurs" sowie AP5 "Handlungsempfehlungen für Betreiber & Darstellung von Gestaltungsoptionen" vorbereiteten, begleitende und zusammenfassende Arbeiten beinhalten.







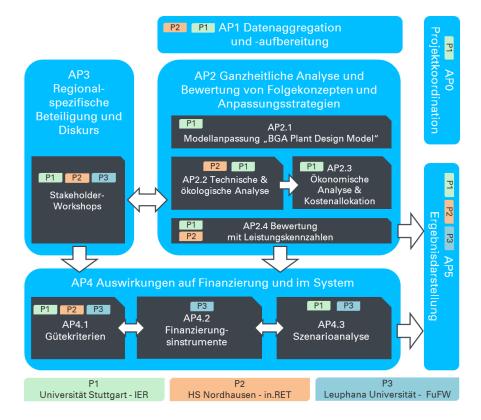


Abb. 1 Projektstruktur und Übersicht über Arbeitspakete

Im Folgenden werden die Ziele (Plan) und die Ziel- bzw. Meilensteinerreichung (Ist) der einzelnen APs kurz tabellarisch für die einzelnen AP dargestellt, und jeweils auf die zugehörigen Abschnitte in den Ergebniskapitel III und IV verwiesen. Für den Ablauf der Durchführung, den verwendeten Methoden und Daten sowie Annahmen wird auf Kapitel II verwiesen. Die Struktur des Kapitels II ist dabei AP-orientiert aufgebaut. Die Ergebnisdarstellung in Kapitel III ist dagegen stärker inhaltlich strukturiert und gibt den fortlaufenden und mehrstufigen Analyse- und Bewertungsprozess des Projektes wider. Kapitel IV gibt die Ergebniszusammenfassung und Schlussfolgerungen wider (AP5).

AP1 Datenaggregation und -aufbereitung

Ziele:

- Datenaggregation regionaler Parameter der Bestandsanlagen
- Katalog zu aktuellen und zukünftigen BGA-Technologien

Zielerreichung:

Im AP1 wurden die regionalen Bestandsdaten zu den BGA in Thüringen und Niedersachsen gesammelt und für die Modellintegration aggregiert. Da viele Daten auf Landkreisebene vorlagen, wurde dies häufig als Aggregationsebene gewählt. Die Datengrundlage und der Detaillierungsgrad konnte jedoch nicht einheitlich für alle Regionen etabliert werden und es mussten zum Teil (primär bei den Daten in Niedersachsen) vereinfachende Annahmen getroffen werden. Zudem erfolgte anhand anderer Studien und dem auf den EEG-Daten basierenden Datensatz eine Einordnung in unterschiedliche BGA-Cluster, die den Bestand charakterisieren und repräsentieren (ReferenzBGA) und die für die Ergebnisdarstellung herangezogen worden sind (siehe Kapitel II.1). Weiterhin wurde in AP1 ein Technologiekatalog mit möglichen Technologien, Konzepten und Optionen für den Anschlussbetrieb zusammengestellt und in einem ersten Schritt projektintern bewertet.







AP2 Ganzheitliche Analyse und Bewertung von Folge¬konzepten und Anpassungs¬strategien

Ziele:

- Technologiesteckbriefe für Folgekonzepte
- Leistungskennzahlen-Katalog
- Anlagenspezifisches Ranking der Folgekonzepte
- Bandbreite des nötigen Differenzbetrags der BGA in Deutschland
- Methodik Kostenallokation

Zielerreichung:

Aufbauend auf dem Technologiekatalog wurden Steckbriefe für die Folgekonzepte erstellt und in verschiedenen Versionen in den Interviews und Workshops als Poster für die weitere qualitative Bewertung verwendet. In einem mehrstufigen Verfahren, das neben dem internen Ranking aus einer qualitativen Befragung (leitfadengestützte Experteninterviews) und einer standardisierten Befragung (Online-Umfrage) bestand, wurden elf Folgekonzepte ausgewählt und in fünf Gruppen gebündelt (II.2.1).

Anhand der Ergebnisse der qualitativen Bewertung (III.1) wurden für die Konzepte Substratwechsel und saisonale Fahrweise für eine detaillierte Modellanalyse ausgewählt (II.2.2). Die Ergebnisse zu beiden Konzepten (III.3) bestätigen die hohe Potentialeinschätzung der qualitativen Bewertung, speziell auch bei der THG-Reduktion. Die saisonale Fahrweise benötigt jedoch hohe Überbauungsgrade und Wärmepreise um im direkten Vergleich die Reduktion der Bemessungsleistung auszugleichen (III.3.1).

Für die Kostenallokation wurde drei unterschiedliche Methoden ausgewählt, die jeweils auf verschiedenen Dimensionen basieren (II.2.3), es zeigt sich das dabei die Allokation nach der sektoralen THG-Minderung den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat (Abb. 37). Gleichermaßen wurden für die Modellierung verschiedenen Leistungskennzahlen ausgewählt (II.2.4). Eine erweitertet Leistungskennzahlen-Katalog bildet dabei die Grundlage für die Erstellung der Gütekriterien (II.4.1).

Je nach Leistungskennzahl lässt sich für die Folgekonzepte ein anlagenspezifisches Ranking ermitteln, speziell für den anlegbaren Wert hängt dies jedoch von dem gewählten Szenariorahmen ab. Im REF Szenario ist dies für den anlegbaren Wert und die THG-Emissionen in der Regel die saisonale Fahrweise, für stark Nawaro geprägte BGA aber auch der Substratwechsel. Bezogen auf den Differenzbetrag ist dies die Biomethan Netzeinspeisung (Abb. 24).

Die gesamte Bandbreite des Differenzbetrages für den Bestand lässt sich regional für einzelne Folgekonzepte (Abb. 34) oder folgekonzeptspezifisch für den Gesamtbestand vergleichen (Abb. 36.). Am niedrigsten ist er für den Bestand TH (im Mittel unter 100€/MWh_{el} bei der regulären Flexibilisierung und nahe 0 €/MWh_{Ho} bei Biomethan Gasnetz). Für den Großteil der BGA bleibt aber speziell in der Vor-Ort-KWK Verstromung ein großer Differenzbetrag um ca. 100 €/MWh_{el} bestehen und mach so einen wirtschaftlichen Betrieb ohne weitere Finanzierungsinstrumente wie etwa dem EEG nicht möglich. Andere untersuchten Finanzierungsinstrumente können den Differenzbetrag zwar senken, sind im Mittel nicht ausreichend um alle Kosten zu decken (III.8).

AP3 Regionalspezifische Beteiligung und Diskurs

Ziele:

- Prüfung und Diskussion der Zwischenergebnisse und Umsetzbarkeit sowie wirtschaftlicher Aussicht von Folgekonzepten
- Externer, praxisrelevanter Input zur Ausgestaltung von Leistungskennzahlen, Gütekriterien, Finanzierungsinstrumente

Zielerreichung:

Die Ergebnisse der Workshops konnten direkt in den Projektprozess und die Arbeiten in den AP2 und AP4 eingebunden werden. Der 1. Workshop konzentrierte sich auf die Bewertung von Folgekonzepten und ist in den qualitativen Auswahlprozess eingeflossen, der 2. Workshop fokussierte die Entwicklung der Gütekriterien und der 3. Workshop hatte die Entwicklungsmöglichkeiten der Ertrags- und Finanzierungsoptionen (siehe auch Tab. 15) der Folgekonzepte zum Thema (siehe auch V.2.2).







AP4 Auswirkungen auf Finanzierung und im System

Ziele:

- Gütekriterien-Katalog für Biogas KWK
- Bewertung unterschiedlicher (Förder-)Instrumente und Finanzierungslösungen sowie Organisationsmodelle
- Szenarien zur BGA Bestandsentwicklung

Zielerreichung:

Die Entwicklung der Gütekriterien (II.4.1) konnte in eine Auswahl von elf Gütekriterien (Tab. 23) überführt werden und ein Aggregationssystem entworfen werden. Als aussichtsreiches Anwendungsgebiet wird eine regionale Förderung oder Auflagen für eine Genehmigung gesehen (III.2).

Im Bereich der Finanzierungsinstrumente (AP4.2) wurden die Finanzierungsinstrumente kategorisiert, Vermarktungswege systematisiert (II.4.2) und die Risikofaktoren der Folgekonzepte identifiziert (II.4.3). Weiterhin wurde für vier Finanzierungsinstrumente die Auswirkungen auf den Differenzbetrag des Bestandes berechnet. Der Förderbedarf im Stromsektor ließe sich durch Etablierung dieser Finanzierungsinstrumente substantiell senken, ein wirtschaftlicher Betrieb ließe sich je nach Ertragshöhen jedoch nur für einen Teil des Bestandes realisieren (III.8). Die meisten Folgekonzepte gehen mit einer Erhöhung der projektspezifischen Risiken einher. Diese Risiken wurden für die ausgewählten Folgekonzepte qualifiziert und ihre Implikationen für die Finanzierung bzw. Finanzierbarkeit und die Organisation der Implementierung der Folgekonzepte diskutiert (III.9).

Die Szenarioanalyse mit einer vereinfachten Simulation des Ausschreibungsprozesses zeigt, dass unter den angenommenen Szenario Rahmenbedingungen (II.4.4) dem BGA Bestand ein großer Rückgang bevorsteht (III.7). Speziell betroffen sind der Bestand NI (Abb. 38), stark NawaRo-lastige Anlagen und kleine Gülleanlagen. Eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumen mindert den Rückgang etwas und kann sogar ein Leistungsausbau ermöglichen. Auch ermöglichen hohe CO₂-Preise verstärkt eine Umrüstung zur Biomethantaufbereitung, in der Regel ist das EEG aber die wirtschaftlich attraktive Option (Abb. 40). Weiterhin geht zwar die THG-Minderung durch Güllevergärung zurück, der Bestand wird aber r speziell bzgl. der Brutto-THG-Emissionen effizienter. Die Netto-THG-Minderung kann so vor einem stärkeren Rückgang bewahrt werden (Abb. 43). Hochgerechnet auf den gesamten BGA Bestand in Deutschland reduziert sich der Bestand in 2035 je nach Szenario auf 23%-54% während die installierte Leistung zwischen 39% und 124% liegt.

AP5 Handlungsempfehlungen für Betreiber & Darstellung von Gestaltungsoptionen

Ziele:

- Handlungsempfehlungen für Betreiber
- Darstellung von Ausgestaltungsoptionen der Rahmenbedingungen

Zielerreichung:

Für Anlagenbetreiber wurde ausgehenden von der in AP2 und AP4 erarbeiteten Ergebnissen Handlungsempfehlungen abgeleitet (IV.2.1). Diese umfassen unter anderem eine frühzeitige, strategische Anpassungsstrategie aufbauend auf den anlagenspezifischen Ausgangssituation (Fokus Substratmix, Bemessungsleistung, Wärmenutzung) die möglichst innerhalb der 1. EEG Periode gestartet wird, die Ermittlung des anlegbaren Werts für die Ausschreibung, die langfristige Sicherung vorteilhafter Substrate (Berücksichtigung der Auswirkungen des Klimawandels) und die Substratmixoptimierung (Minimierung variabler Kosten) sowie die Entwicklung neuer Organisations- und Geschäftsmodelle wie dem Zusammenschluss und Bündelung von Anlagen um steigenden Risiken (Unsicherheit Märkte/Erträge ggü. hohen Investitionen) zu begegnen. Im Bereich der Vor-Ort-KWK Verstromung wird allgemein eine hohe Flexibilisierung empfohlen, diese kann auch über einen Ausbau der installierten Leistung und einer gleichzeitigen Reduktion der Bemessungsleistung erfolgen und sollte eine Saisonalisierung der Gasproduktion/nutzung bei entsprechender lokaler Wärmebedarfsprofilen beinhalten.







Gleichermaßen wurde für die Gestaltung der zukünftigen Rahmengesetzgebung Optionen für die Entwicklung und den Erhalt der Bestands-BGA abgleitet (IV.2.2), der sich aus den vielfältigen Beträgen BGA im Bereich Bereitstellung flexibler Energie(träger), THG-Minderung und weiteren (Öko-)Systemdienstleistung (z.B. zu der Biodiversität) ergibt. Diese beinhalten unter anderem die zwingenden Fortschreibung und Ausbau der Ausschreibungsvolumen, die Anpassung der Degression der Höchstvergütungssätze, eine Stärkung des Anreizes realer, flexibler Stromproduktion (DV-Faktorprämie statt Leistungsprämien/Bonus), Anforderungen an die THG-Minderung, Berücksichtigung kleinere Anlagen oder einer an die THG-Minderung gekoppelte Vergütungsstruktur, ein Hemmnisabbau bzgl. der Genehmigungen im Bereich der Flexibilisierung, ein Aufbau der regionalen Rohgasinfrastruktur als Teil einer "grünen" Gasstrategie und eine langfristige Implementierung verursachensgerechter Finanzierungsinstrumente, die die Wirkungen in der Landwirtschaft mit Erträgen vergüten (THG-Minderung, Stärkung Biodiversität).







II Methodik der Analyse von Folgekonzepten

II.1 AP1 - Erweiterung der Datengrundlage

Die EEG-Daten-Grundlage wurde erweitert, die Auswertung über ein Matlab-Skript stärker automatisiert und nochmals überarbeitet. Die Stamm- und Bewegungsdaten der Jahre 2017 und 2018 wurden in die Analyse mitaufgenommen. Zudem wurde das Modul der Substratanalyse mit der Aufnahme von Lapf-Material als explizites Substrat verfeinert. Auch die Aussortierung von Anlagen anhand der installierten Leistung wurde mit <50 kW_{el} und >5 MW_{el} enger gefasst. Damit ergibt sich der finale Datensatz wie in Tab. 1 dargestellt. Speziell für den Bestand in Niedersachsen ergibt sich eine große Diskrepanz von 44% bzgl. der installierten Leistung. Für Thüringen beträgt die Abweichung 22%. Die beste Übereinstimmung wird für Baden-Württemberg erzielt.

Tab. 1 Anzahl und installierte Leistung der Bestandsanlagen nach Statistik (FvB 2019; AEE 2020) und ausgewerteten EEG-Daten

	Statistik 2018	Zugeordnete EEG- Daten	Differenz Abso- lut	Differenz Rela- tiv
Gesamt Anlagen	2.903	2.508	395	14%
Gesamt Leistung [MWel]	1.683	1.103	580	34%
Anlagen BW	958	814	-144	15%
Anlagen TH	275	217	-58	21%
Anlagen NI	1670	1477	395	12%
Leistung BW [MW _{el}]	333	317	16	5%
Leistung TH [MWel]	127	99	28	22%
Leistung NI [MWel]	1223	687	536	44%

Repräsentative Anlagencluster und Referenz-BGA

Die Grenzen für die Klasseneinteilung der charakteristischen Parameter in der Anlagenclusterung wurde anstatt normativ festgelegt, anhand der vorliegenden Daten so gesetzt, so dass jeweils immer die gleiche Anzahl an Anlagen in jeder Klasse vorhanden ist. Lediglich die Anzahl der Klassen muss normativ vorgegeben werden. Weiterhin wurde die installierte Leistung als charakteristischer Parameter durch Bemessungsleistung (BL) ersetzt. Damit ergeben sich für die verschiedenen charakteristischen Parameter die in Tab. 2 aufgeführten Klassen.

Tab. 2 Charakteristische Parameter zu Erstellung repräsentativer Anlagencluster

Index	Bemessungsleistung			ungsleistung Substrate (Gülleanteil)			Bundesland	Wärmenutzung
	Klassen- Mittel	Untere Grenze	Obere Grenze	Klassen- Mittel	Untere Grenze	Obere Grenze		
	kW_{el}	kW_{el}	kW_{el}	%	%	%	-	-
1	714	491	5,000	69	50	100	BW	Ja
2	415	338	491	39	23	50	TH	Nein
3	267	230	338	15	0	23	NI	
4	186	136	230					
5	75	0	136					

Aus der Kombination aller bestimmten Klassen der charakteristischen Parameter miteinander ergibt sich eine theoretische Anzahl von 90 Clustern. Die BGA des vorliegenden Datensatzes finden sich dabei in 80 Clustern wieder. Für rechenintensive Modellabschnitte wie die BHKW-Einsatzoptimierung werden jeweils drei Anlagen je Cluster ausgewählt und deren spezifischen Ergebnisse auf den Rest des Clusters übertragen. Dadurch reduziert sich der Rechenbedarf um ca. den Faktor 10. Zusätzlich erfolgt für die Ergebnisdarstellung auf Anlagenebene und für die bessere Übertragbarkeit eine Auswahl an Referenz-BGA aus den Clustern. Dazu wurde zunächst eine Mindestanzahl an Anlagen des Clusters auf 60 festgelegt, was auf 13 Cluster zutrifft. Da







der Anlagenpark in Thüringen im Verhältnis sehr klein ist und kein TH-Cluster mehr als 60 Anlagen aufweist, wurde zudem noch das größte TH-Cluster mitaufgenommen. Von diesen 14 Clustern wurden dann normativ 6 Cluster so ausgewählt, dass möglichst eine hohe Bandbreite an Parametervariation für die Referenz-BGA gegeben ist. Die Referenz-BGA und ihre Parameter sind in Tab. 3 dargestellt. Insgesamt werden durch die Referenz-BGA-Cluster 23,4% des Datensatzes abgedeckt.

Tab. 3 Referenz-BGA und ihrer charakteristischen Parameter im Ausgangszustand (ohne Umsetzung von Folgekonzepten)

Anlagenparameter	Einheit	BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4	BGA 5	BGA 6
Inbetriebnahmejahr	-	2013	2005	2009	2010	2009	2011
Bemessungsleistung	kW_{el}	66	220	268	401	708	253
Installierte Leistung	kWel	75	250	365	500	760	265
Bundesland	-	BW	BW	TH	NI	NI	NI
Substratmix	Gülle/ "Mais"/ Rest	85/9/6	51/33/16	71/22/7	40/50/10	18/68/13	18/68/13
Netto-Wärmenutzung	%	0	41	48	45	0	0
GRL-Abdeckung	-	gasdicht	offen	offen	gasdicht	Offen	gasdicht
Verweilzeit gasdichtes System	h	221	79	50	249	92	233
Anlagen im selben Cluster	-	132	94	37	111	126	88

II.2 AP2 – Qualitativer Bewertungsprozess und Modellierung der Folgekonzepte

II.2.1 Qualitativer Bewertungsprozess (Auswertung der Expertenumfrage)

Zur Bewertung der Folgekonzepte (AP2.3, 2.4, Vorbereitung zu AP4.1) wurden die folgenden Schritte definiert:

- Interne Beschreibung und Bewertung mittels eines Technologiekatalogs
- Leitfadengestützte Experteninterviews
- Standardisierte Befragung von Experten mittels Online-Tool

Das Team der Leuphana Universität übernahm dabei die Koordination der beiden letztgenannten Schritte. Diese dienen der Reduktion der Anzahl an Bewertungskriterien und zu untersuchenden Folgekonzepten sowie der ersten Bewertung dieser ausgewählten Folgekonzepte.

Für die Datenerhebung in den **Experteninterviews** wurde als Erhebungsinstrument das leitfadengestützte Interview (siehe Abb. 48) genutzt. Es wurden Personen aus verschiedenen Akteurskategorien der Biogasbranche für die Interviews ausgewählt. Diese Personen waren Vertreter von Kreditinstituten, Anlagenbetreibern, Behörden, Fachverbänden sowie Stadtwerken aus den Regionen der Projektpartner. Die Partner führten insgesamt neun Interviews durch, davon acht im Jahr 2018 und eines im Jahr 2019.

Eine erste interne Auswertung erfolgte im Anschluss an die Transkription der Interviews. Dadurch konnten bereits die Anzahl der Folgekonzepte und Bewertungskriterien reduziert werden. Die vertiefte Auswertung der leitfadengestützten Experteninterviews fand mithilfe der Inhaltsanalyse nach Mayring (Mayring 2010) statt Es wurden alle transkribierten Interviews mittels des Programmes MAXQDA kodiert und analysiert.

Die **standardisierte Befragung** wurde mit dem Online-Umfragetool Limesurvey (LimeSurvey GmbH 2020) realisiert. Durch diese Umfrage konnte eine Bewertung der Konzepte anhand verschiedener Bewertungskriterien durchgeführt werden. Der inhaltliche Aufbau orientierte sich an der Abfolge, nach der auch in den Experteninterviews vorgegangen wurde. Für alle Bewertungsschritte wurde eine Likert-Skala mit 5 Punkten von 1 (unwichtig) bis 5 (sehr wichtig) gewählt. Die Experten wurden zunächst gebeten, die Kriterien zu gewichten. Diese Kriterien lauten: wirtschaftlicher Erfolg, THG-Emissionen, Akzeptanz in der Bevölkerung, Biodiversität







und Flächenbedarf. Danach wurden die einzelnen Konzepte gemäß den Kriterien bewertet. Dabei wurden die folgenden Konzepte und Unterkonzepte abgefragt:

1. Gasaufbereitung

- a. Gasaufbereitung und Netzeinspeisung
- b. Gasaufbereitung und lokale Kraftstoffbereitstellung
- c. Zusammenschluss zu Micro Grid

2. Flexibilisierung

- a. Überregionale Vermarktung
- b. Regionale Vermarktung
- c. Zukünftige Systemdienstleistungen

3. Substratwechsel

- a. Energiepflanzen (Silphie, Zuckerrübe etc.)
- b. Reststoffe (Getreide-, Maisstroh etc.)

4. Wärmenutzung

- a. Saisonale Fahrweise
- b. Direkte Wärmenutzung

5. Gärrestaufbereitung

Am Ende der Umfrage erfolgte eine Zuordnung des Befragten in eine Akteurskategorie, die eine Auswertung der Daten nach diesen Kategorien ermöglichte. Für die Folgekonzeptbewertung wurde anschließend ein Indexwert gebildet, welcher sich aus den gewichteten Bewertungskriterien und der Bewertung der einzelnen Folgekonzepte zusammensetzt. Dadurch konnte ein direkter Vergleich der Folgekonzepte erfolgen und somit – trotz der möglichen Probleme mit einem solchen einfachen Scoringverfahren (z.B. Hubbard und Evans 2010) – eine Auswahl von Folgekonzepten aufgrund von Experteneinschätzungen getroffen werden. Die Konzepte mit den geringsten Indexwerten wurden vorerst nicht weiter betrachtet und die mit den höchsten Werten genauer analysiert. Da diese Art der Folgekonzeptbewertung auch auf dem ersten regionalen Workshop durchgeführt wurde, konnten die Ergebnisse verglichen werden.

Die Umfrage wurde bei einem Teilnehmerstand von n = 40 beendet und ausgewertet. Die beiden größten Teilnehmergruppen (jeweils n = 10), die die Umfrage bearbeiteten, sind in der Wissenschaft und in Kreditinstituten tätig. Die übrigen Teilnehmer gehörten den folgenden Gruppen an: Behörden (n = 5), Verbände (n = 4), Energieversorger (n = 3), Berater (n = 1), Anlagenhersteller (n = 1) und andere (n = 6).

II.2.2 Modellierung von Folgekonzepten und quantitative Analyse auf Anlagenebene

Konzept und Varianten der saisonalen Fahrweise

Das Konzept der untersuchten saisonalen Fahrweise richtet sich primär nach dem Wärmelastprofil, auch wenn die Stromnachfrage ebenfalls ein saisonales Profil aufweist. Es kann grundsätzlich von zwei unterschiedlichen Fällen ausgegangen werden. Im ersten Fall limitiert die maximale Wärmelast im Winter die Wärmenutzung bei Vollversorgung durch die BGA über das Jahr. Für die saisonale Fahrweise wird die BL reduziert und die Gasproduktion entsprechend der Nachfrage angepasst (siehe Fall SEA in Abb. 2). Im Modell wurde hierzu vereinfacht von durchschnittlichen monatlichen Gasproduktionsraten ausgegangen. Die Anpassung der Gasproduktion wird vereinfacht ohne Berücksichtigung der Restriktionen seitens der Gaserzeugung betrachtet und nicht näher beleuchtet wie diese gewährleistet werden kann (z.B. durch einen angepassten und wechselnden Substrateinsatz). Es wird lediglich angenommen, dass die BL Reduktion durch einen reduzierten Nawaro Einsatz umgesetzt wird (siehe auch Tab. 5). Im zweiten Fall kommt es zu einer Verschiebung der Bemessungsleistung von den Sommermonaten in den Winter (SEA+). Ist die BGA Vollversorger könnte so das Wärmenetz erweitert und weitere Verbraucher angeschlossen werden. Ist die BGA Teilversorger könnte mehr Wärme im Netz durch die BGA bereitgestellt werden. Im vorliegenden Fall wird vereinfacht von einer erhöhten Wärmenachfrage ausgegangen, das zu Grunde gelegte Lastprofil bleibt das gleiche. Neben dem Ausgangsreferenzfall (REF = geringe Wärmenachfrage, BL bleib konstant, keine saisonale Fahrweise) werden für die saisonalen Fälle zusätzliche Referenzfälle betrachtet. Im Reduktion Fall (Redu) wird die BL wie im SEA Fall reduziert, aber über das Jahr konstant produziert. Im REF+ wird wie im Fall SEA+ eine erhöhte Wärmenachfrage bedient, während







ebenfalls eine konstante Produktion vorliegt. Für alle Fälle gilt eine tageszeitlich stromgeführte Fahrweise basierend auf der BHKW-Einsatzoptimierung. Dazu muss wie bei der gewöhnlichen Flexibilisierung die Anlage durch Zubau an BHKW-, ggf. auch Gas- und Wärmespeicherkapazität überbaut werden.

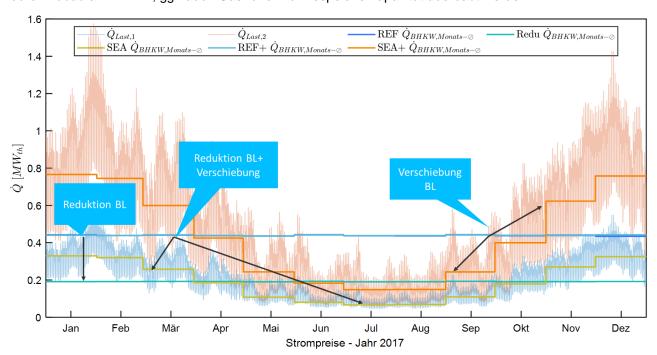


Abb. 2 Unterschiede der Konzeptvarianten für die saisonale Fahrweise im Jahresverlauf anhand der Wärmeproduktion und -last

Abweichend von den oben eingeführten Referenz-BGA wurde die detaillierte Untersuchung der saisonalen Fahrweise an anderen Beispielanlagen durchgeführt. Diese sind in Tab. 4 dargestellt. Grund hierfür war die zeitliche Abfolge im Berichtsjahr 2019.

Für BGA1 sind in Tab. 5 Details der Umsetzung der oben beschrieben fünf Untersuchungsfälle dargestellt. Auch wird auf Auswirkungen auf einige Parameter wie dem Bruttowärmenutzungsgrad der BHKW Wärme, den BHKW Starts pro Jahr oder der organischen Raumbelastung (OLR) eingegangen. Wie beschrieben werden im Redu- und SEA-Fall Nawaro reduziert, dadurch sinkt die Bemessungsleistung um ca. 60%. Die Raumbelastung bleibt auch im Winter im Rahmen, da Ausgangsniveau relativ gering ist (Maximum bei SEA+ von knapp 4). Die saisonale Fahrweise ermöglicht eine fast vollständige Wärmenutzung und reduziert ungenutzte Wärme bzw. den zusätzlichen Heizkesselbedarf. Zudem taktet das BHKW in der saisonalen Fahrweise weniger.







Tab. 4 Parameter von vier Beispiel-BGA für die detaillierte Untersuchung der saisonalen Fahrweise

ID			BGA1	BGA2	BGA3	BGA4
Inbetriebnahmejahr/ Start 2. EEG Periode		2006/2026	2006/2026	2010/2030	2005/2025	
Installierte Leis	stung [kW _{el}]		500	120	205	1,040
Bemessungsle	eistung [kW _{el}]		441	100	200	599
	Gülle [%]		39.8	57.3	47.9	13.6
Substratmix	Mais* [%]		41.3	26.8	31.9	50.4
Weitere** [%]			19.9	15.9	20.2	36
GRL Abdeckung		offen	offen	offen	gasdicht	
Verweilzeit [d]		110	129	132	187	
Gasspeicherkapazität [h]		4	6.3	6.2	6.8	
Prozesswärmebedarf [%]		13	25.5	18.9	5	
Externer Wärmebedarf [MWh]		Fall 1	1,328	315	635	2,060
		Fall2	3,822	1,120	2,195	5,993

Tab. 5 Input- und Output-Parameter der Untersuchungsvarianten für die Analyse einer saisonalen Fahrweise

	Parameter	Einheit	Referenz (REF)	Reduk- tion (Redu)	Saisonal (SEA)	Referenz + mehr Wärme- bedarf (REF+)	Saisonal + mehr Wärme- bedarf (SEA+)
	Bemessungsleistung	kW_{el}	501	198	198	501	502
	Installierte Leistung	kW_{el}	997	412	412	997	997
	Überbauung (Auslegung)	-			2		
nputs	Speicherkapazität (Gas und Wärme)	h			15.65		
=	Anpassung Substratmix	-	Unverändert		n Nawaro 67%	Unver	ändert
	Substratmix Gülle/Nawaro	%	40/60	67	7/33	40/	[′] 60
	Externe Wärmebedarf	MWh	1,3	28 (Fall1)		3,822	(Fall2)
	Interner Wärmebedarf	MWh	539	436	435	534	537
	BHKW Wärmenutzung	MWh	1,866	1,292	1,623	3,006	3,785
isse	Brutto Wärmenutzungs- grad	%	48.42	77.1	96.61	78	98.03
rgebnis	Anteil Heizkessel am Ge- samtwärmebedarf	%	0.03	26.73	7.96	30.98	13.17
Ш	Starts BHKW pro Jahr		645	852	623	655	507
	OLR Fermenter System (Min-Max)	kg oTM/ d*m ³	2.28	1.05	0.36-1.8	2.28	0.77-3.96

Weiterhin wurden alle Fälle mit unterschiedlichen BHWK-Varianten analysiert und verschiedene Sensitivitätsanalysen bzgl. der Überbauung, Wärmepreise und Speicherkapazitäten durchgeführt. Die BHKW-Varianten unterscheiden sich wie folgt:

- Variante 1: Zubau installierte Leistung durch ein neues, einzelnes, großes BHKW
- Variante 2 und 3: Zubau installierte Leistung durch zwei unterschiedliche neue BHKW, mit unterschiedliche Auslegungsvarianten der Größe zueinander (Verhältnisse 1:1 und 4:1)







 Variante 4: Bestands-BHKW mit Restlaufzeit bleibt bestehen plus Zubau eines neuen BHKWs bis zur Erfüllung des jeweiligen Überbauungsgrade

Substratwechsel

Der Fokus des Folgekonzeptes Substratwechsel lag auf den ökologischen Auswirkungen, sowie der Einfluss der regionalen Faktoren und die weitere Verbesserung und Optimierung der bisherigen Ökobilanz, welche für die Bestandsbiogasanlagen nach DIN EN ISO 14040 und 14044 erstellt wurde. Der gesamte Lebensweg der Biogasproduktion bzw. der Stromproduktion aus Biomasse wird dargestellt und bilanziert.

Für die Bestimmung des Einflusses der Regionalität wurden weitere Daten aggregiert. Dazu zählen unter anderem die Stickstoffvorräte im Boden (Nmin), die Hof-Feld-Entfernungen, Erträge pro Hektar der verschiedenen Substrate und weiterer damit einhergehende Größen. Es wurde auf folgende Quellen zurückgegriffen: (Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung 2014; Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft; ainfo; BWAgrar 2019; Dr. Dagmar Matuschek 2019; Heckelmann und Anja 2019; Heckelmann 2019; Heckelmann und Grimm 2019; Landesamt für Landwirtschaft und ländlichen Raum, Thüringen 2019; Sachsen, Statistisches Landesamt des Freistaates NaN; Statistisches Bundesamt 2019; Landesamt für Statistik Niedersachsen 2020; Thüringer Landesamt für Statistik 2020).

Diese Konzepte bilden aber nur einen kleinen Teil der Möglichkeiten ab. Es gilt eine Substratoptimierung zu entwickeln, um für jede Anlage den möglichst besten Substrateinsatz zu berechnen, basierend auf ökologischen und ökonomischen Faktoren. Ein Ausschnitt der verwendeten Daten ist im Anhang (Tab. 40 und Tab. 41) dargestellt, die Ergebnisse der regionalen Unterschiede, welche sich vor allem in den THG-Emissionen für den Substratanbau wiederspiegeln, sind im Kapitel III.3.2 zu finden. Um die ökologischen Auswirkungen darzustellen, wurde neben den THG-Emissionen der Biogasanlagen in Ansätzen auch die Versauerung und Eutrophierung betrachtet. Das Versauerungs- und Eutrophierungspotenzial für die Bestandsanlagen und für den Substratwechsel sind in Kapitel III.3.2 dargestellt in Abb. 22.

Im Gegensatz zum Global Warming Potential (GWP) des IPCC für die Berechnung der THG-Emissionen, wurden die in der Tab. 6 dargestellten Potenziale für die Versauerung und Eutrophierung angesetzt.

Tab. 6 Versauerungspotenzial und Eutrophierungspotenzial ausgewählter Gase (Klöpffer und Grahl 2009)

Stoff	AP [kg SO ₂ -Äquivalente]	EP [kg PO ₄ 3-Äquivalente]
Schwefeldioxid	1	
SO ₃	8,0	
NO	1,07	0,2
NO3		0,0,1
Stickoxide	0,7	0,13
Ammoniak	1,88	0,327
NH4		0,33
HNO ₃	0.51	
Phosphorsäure	0,98	
PO4 ³⁻		1
HCI	0,88	
HF	1,6	
H₂S	1,88	
H ₂ SO ₄	0,65	

Um die Berechnungen durchzuführen, müssen zunächst alle Emissions-Quellen identifiziert werden und die resultierenden Mengen bestimmt werden. In der Abb. 3 sind alle Emissionsquellen, die für THG-Emissionen die Versauerung und für die Eutrophierung eine Rolle spielen, dargestellt.







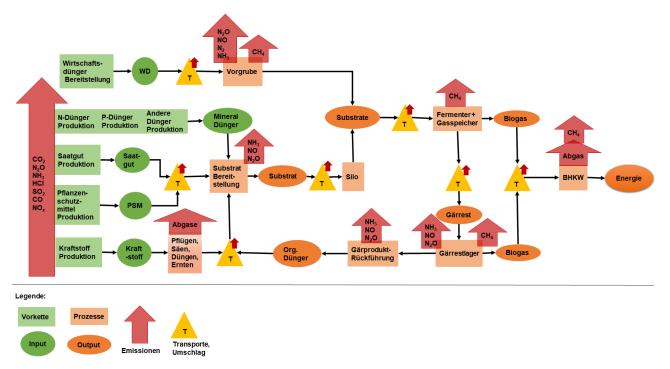


Abb. 3 Emissionsquellen des Biogasprozesses; erstellt nach (Geldermann et al. 2012; Pucker et al. 2010)

Das System beginnt bei der Herstellung des Saatguts, mineralischen Dünger und Pflanzenschutzmittel und endet bei der eingespeisten Strommenge. Jeder Input und jeder Prozessschritt können mit Emissionen in Verbindung gebracht. Für die Herstellung von Saatgut und aber auch mineralischen Dünger werden THG-Emissionen freigesetzt. In der Vorgrube entstehen Methan-Emissionen und ggf. auch Lachgas-Emissionen. Im Silo werden Massenverluste verzeichnet. Im Fermenter und im gasdichten Gärrestlager können diffuse Methan-Emissionen entstehen. Auch die Gärprodukt-Rückführung bzw. die Ausbringung des Düngers ist mit Emissionen verbunden, wie die Deposition von Stickstoff. Nicht berücksichtigt werden der Bau der Bestandsanlage, die Infrastruktur und die Pflege der Anlage.

Als funktionelle Einheit wird eine Kilowattstunde ins Netz eingespeiste elektrische Energie (1 kWhel) gewählt. Auf diese Einheit werden die Sachbilanzgrößen in der Wirkungsabschätzung bezogen. Neben der eingespeisten Strommenge als Produkt entsteht noch Wärme und nutzbarer Dünger aus dem Gärprodukt. Diesen Produkten werden Äquivalenzprozesse (Wärme aus fossilen Quellen, mineralische Dünger) gegenübergestellt und die Umweltwirkungen durch die Einsparung dieser Prozesse gutgeschrieben. Dazu zählt auch die Gülle-Gutschrift für vermiedene Emissionen gegenüber der offenen Lagerung.

Alle benötigten Daten für die Berechnung wurden in AP 2.1 aggregiert.

Der Substratanbau verursacht den größten Anteil der Emissionen, deshalb ist ein Substratwechsel aus ökologischer Sicht durchaus sinnvoll.

Um nun die ökobilanziellen Auswirkungen eines Substratwechsels ausfindig zu machen, müssen verschiedene Konzepte/Substratmixe bzw. Bedingungen entwickelt und festgelegt werden. Diese können sowohl negative als auch positive Auswirkungen mit sich ziehen. In der folgenden Tab. 7 sind die verschiedenen bisher berechneten Konzepte gelistet.







Tab. 7 Substratwechsel-Konzepte

Bezeich- nung	Bedingung 1	Bedingung 2	Bedingung 3
MD_Si	Silphie-Einsatz bis Mais* <=44 %		
MD_G	Gülle-Einsatz bis Mais* <=44 %		
MD_R	Reduktion Mais* bis <=44 %		
N_S	Max. 10 % Nawaro** durch Stroh ersetzen		
N_Si	Max. 10 % Nawaro** durch Silphie ersetzen		
N_G	Max. 10 % Nawaro** durch Gülle ersetzen		
MD_SSi	wenn Mais*> 44 %, dann 10 % Stroh-Einsatz,	wenn Mais* immer noch > 44 %, dann zusätzlich bis zu 10 % Silphie	wenn Mais* immer noch > 44 %, dann Re- duktion des Mais*-an- teils bis <=44 %
MD_GSSi	wenn Mais*> 44 %, dann 10 % mehr Gülle	Mais* immer noch > 44 %, dann Zusätzlich bis 10 % Stroh	Zusätzlich 10 % Silphie, wenn Mais* immer noch > 44 %

Legende: Mais*= Körnermais, Silomais, CCM, Getreide; Gülle=Rindergülle; Nawaro*=Mais* plus GPS, ZR, Hirse,

Weitere Folgekonzepte

Am IER wurden zudem folgende Konzepte modelliert und in das Modell in Matlab integriert.

- Umsetzung einer anlagenspezifischen Substratoptimierung (Model der linearen Programmierung), dass technische (TS-Gehalt, Raumbelastung, Gärrestlagerkapazität) und ökologische Randbedingungen (spezifischen THG-Emissionen) berücksichtigen kann. Optimierungsziel sind die Minimierung der variablen Gaskosten (Substratkosten). Details in (Liu 2019)
- Modellierung zweier innovativer Verfahren der Gasaufbereitung zu unterschiedlichen Biomethanqualitätsstufen. Dazu wurde die chemische Wäsche mit anschließender Komprimierung auf CNG-Qualität
 und ein kryogenes Verfahren mit direkter LNG und Trockeneis (CO₂) Bereitstellung ausgewählt und
 umgesetzt. Details in (Sailer 2019)

II.2.3 Kostenallokation

Als Standard Allokationsmethode wird im Projekt die Restwertmethode verwendet (siehe Tab. 8) da sie die höchste Überschneidung mit der in der Praxis relevanten Leistungskennzahlen wie dem Anlegbaren Wert bietet. Daneben werden für den theoretischen Vergleich die exergetische Allokationsmethode und eine Methode die nach den Anteilen der vermiedenen THG-Emissionen allokiert. Erstere findet in der REDII (RED II, vom 11.12.2018) Anwendung und ermöglicht die anlagenspezifische Überprüfung ob ein KWK-Betrieb nach der REDII möglich ist. Die RED II liefert zudem fossile Referenzwerte. Letztere Methode ermöglicht eine zunächst Marktneutrale, verursachungsgerechte Allokation.

Tab. 8 Übersicht der ausgewählten Allokationsmethoden

Methode	Exergetisch	Restwert	Nach Anteilen der THG-Re- duktion
Тур	Thermo-dynamisch	Ökonomisch	Ökologisch
Erklärung	Aufteilung entspre- chend des Exergie- verhältnis der Zielpro- dukte	Zuordnung entsprechend der Marktsituation. Die Erzeugungskosten eines Nebenproduktes werden vorgegeben (z.B. Referenz-kosten/ Marktpreis). Der Rest der Gesamtkosten wird dem Hauptprodukt zugeordnet.	Zuordnung entsprechend der vermiedenen THG-Emissionen in den Energiesektoren (Strom, Wärme, Kraftstoff) bzw. der Landwirtschaft







II.2.4 Leistungskennzahlen der quantitativen Folgekonzeptbewertung

Die im Projekt gewählten und mit den Modellen primär quantitativ berechenbare Leistungskennzahlen für den Vergleich und die Bewertung von Folgekonzepten sind in Tab. 9 gelistet. Diese decken die Dimensionen Effizienz, Ökonomie und Ökologie ab und werden dabei für den gesamten Betrachtungszeitraum berechnet.

Tab. 9 Ausgewählte Leistungskennzahlen zur Bewertung von Folgekonzepten (Modellierung)

Dimension	Parameter	Einheit	Erläuterung
Effizienz	Brennstoffausnutzungsgrad	[%]	Verhältnis von Energieoutput (Strom, Wärme, Gas) zu Energieinput (bezogen auf theoretischen Energiegehalt der Trockenmasse), Bilanzierung als Gate-to-Gate Ansatz
	Netto-Wärmenutzungsgrad	[%]	Anteil der Wärme an der Gesamtwärmerzeugung (Bruttowärme) nach Abzug des Eigenverbrauchs (Nettowärme), die zur Deckung eines Wärmebedarfs genutzt wird
	Gestehungskosten	Ct/kWh _{el,th,Ho}	Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum, die mit der Produktion und Nutzung von Biogas im Zusammenhang stehen
Ökonomisch	Anlegbarer Wert (EEG- Ausschreibung)	Ct/kWh _{el,th,Ho}	Gesamtkosten abzgl. Gutschriften für Wärme und weitere Erträge z.B. durch den flexiblen Betrieb o- der Wärme
	Differenzbetrag	Ct/kWh _{el,th,Ho}	Gesamtkosten abzgl. aller Markterträge wie Strom, Wärme, Gas oder THG-Quote
	Normierter Kapitalwert	-	Gesamtkapitalwert normiert mit den Gesamtin- vestitionen über den Betrachtungszeitraum (als Barwert)
Ökologisch	Treibhausgasemissionen	gCO ₂ eq/kWh _{el,th,Ho}	Ermittlung aller Emissionen auf der BGA, Emissionsfaktoren für Substratbereitstellung und Gutschriften für Nebenprodukte (z.B. Wärme) und Güllevergärung (Emissionsminderung) Bilanzierung als Gate-to-Gate Ansatz

II.3 AP3 – Regionale Workshops

In AP3 wurden drei regionale Stakeholder Workshops durchgeführt. Der erste Workshop fand am 25. Oktober 2018 in Stuttgart statt. Insgesamt haben acht externe Akteure am Workshop teilgenommen. Thematisch konzentrierte sich der Workshop auf die Bewertung der Folgekonzepte, die aus dem Interviewprozess ausgewählt wurde. Die Bewertung erfolgte in Gruppenarbeit an Postern. Die Ergebnisse des Workshops finden sich zu Beginn des Kapitels "Ergebnisse AP2", da es die Vorlage für die standardisierte Umfrage bildet und als Teil des Auswahlprozesses angesehen wird.

Der 2. Workshop "Mitteldeutschland" wurde in Nordhausen (21.2.2019) mit 12 Teilnehmern durchgeführt und konzentrierte auf die Gütekriterien für Biogasanlagen. Dazu wurden die Definition und die erarbeiteten Gütekriterien und deren Auswahlprozess in einem Impulsvortrag aufgezeigt und diskutiert. Die Gütekriterien wurden in die drei Wirkdimensionen Sozio-Ökonomie, Ökologie und Technik unterteilt und von den Teilnehmern in verschiedenen Anforderungskriterien, den möglichen kritischen Werten und der Integration in Aggregations-







systeme bewertet. Zudem gab es die Möglichkeit die bisherigen Gütekriterien zu ergänzen. Die Ergebnismatrizen sind in Abb. 49, Abb. 50 und Abb. 51 dargestellt und in die Gestaltung des Rahmenkonzepts für BGA-Gütekriterien (AP4) eingeflossen. Dort sind der Auswahlprozess sowie das Bewertungssystem der Gütekriterien detailliert dargestellt. Neben den Gütekriterien wurde auch die Möglichkeit der Aggregation diskutiert und bewertet, dies erfolgte mittels Handouts. Eine detaillierte Beschreibung der Auswahl der Aggregationssysteme finden sich im Methodenabschnitt zu AP4 und den Ergebnissen in Kapitel III.2.

Der dritte regionale Workshop mit dem Thema "Wirtschaftlichkeit und Finanzierung von Post-EEG-Folgekonzepten" fand am 03.07.2019 an der Leuphana Universität in Lüneburg statt. Es wurden Akteure aus den Bereichen Landwirtschaft, Energiewirtschaft sowie Finanzierer eingeladen. Insgesamt partizipierten 18 externe Teilnehmer am Workshop. Den Teilnehmern wurden in Impulsvorträgen mögliche Vermarktungswege zu Produkten, die durch die Implementierung der verschiedenen Folgekonzepte produziert werden können oder anfallen, vorgestellt. Dabei wurden die folgenden Produkte und Vermarktungswege vorgestellt und bewertet:

Tab. 10 Bewertete Produkte und Vermarktungsoptionen des 3. Workshops

Konzept	Produkt	Vermarktungsoption
Substratwechsel	Strom	"Bienenstrom"
Gärrestaufbereitung	Gärrest	Düngemittelvermarktung
Flexibilisierung der Stromproduktion	Zukünftige Systemdienstleistungen	Bisher noch kein Markt aber bilaterale Vereinbarungen möglich
Fokussierung der Wärmenutzung	Wärme	Direktvermarktung
Aufbereitung zu Biomethan	Treibstoff: CNG Treibhausgasminderungsquote	Direktvermarktung und eigener Tank- stellenbetrieb Quotenhandel

Bei der darauffolgenden Bewertungsrunde wurden die Entwicklungsmöglichkeiten und Treiber dieser Konzepte bewertet. Dies wurde für die drei Teilnehmergruppen separat durchgeführt und anschließend im Kollektiv diskutiert. Die detaillierten Ergebnisse der Gruppen zu den Vermarktungsoptionen sind Abb. 52 bis Abb. 56 im Anhang dargestellt.

II.4 AP4 – Auswirkungen auf Finanzierung und im System

II.4.1 Gestaltung des Rahmenkonzepts für BGA-Gütekriterien

Ziel war es Gütekriterien zu entwickeln, anhand derer die "Güte" einer BGA bemessen bzw. beurteilt werden kann und um eine gewissen Förderhöhe zu rechtfertigen. Mögliche Anwendungsoptionen werden in der Überführung in eine Verordnung / Gesetz wie etwa der Fortführung von EEG Anforderungen aber auch in der Entwicklung eines Labels und damit der Schaffung von Vermarktungsmöglichkeit (Mehrwert) gesehen. Auch könnten Gütekriterien als Voraussetzung für anderweitige Förderung z.B. wären analog zum KfW-Standard auch verschiedene Güteklassen denkbar z.B. unterschiedliche Zuschusshöhen für spezielle Investitionen oder es könnte so auch auf Länder/Regionaler Ebene Umsetzungen erfolgen.







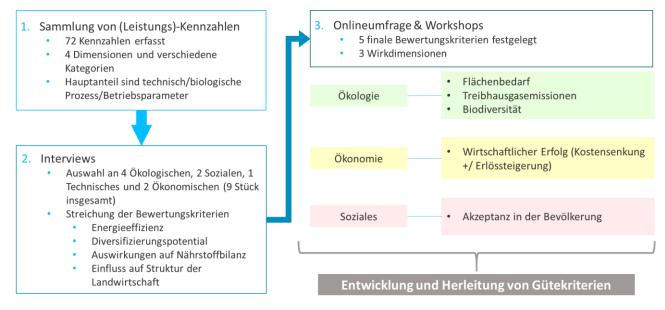


Abb. 4 Ablaufschema zum Vorlaufprozess zur Entwicklung von Gütekriterien

Der Vorlaufprozess der Gütekriterien war dabei im Projekt eng mit der Bewertung der Folgekonzepte verknüpft und folgte parallel dem gleichen Ablauf (Abb. 4). Dabei gab es mehrere Stufen, die von der Sammlung von Leistungskennzahlen über Bewertungskriterien zu den Gütekriterien liefen. Tab. 11 stellt hierzu einen Zusammenhang der Begrifflichkeiten und verdeutlicht die Abgrenzung von Gütekriterien gegenüber den Bewertungskriterien und Leistungskennzahlen. Während die Bewertungskriterien speziell im Prozess der Folgekonzeptauswahl und Stakeholdereinbindung Anwendung fanden, wurden Leistungskennzahlen für die quantitativen Analysen der Modellierung herangezogen.

Tab. 11 Einordnung und Zusammenhang der Begriffe Bewertungskriterien, Leistungskennzahlen und Gütekriterien

	Bewertungskriterien	Leistungskennzahlen	Gütekriterien
Projektebene	Bewertung durch Experten	Bewertung in der Ana- lyse/Modellierung	Bewertungssystem für die Praxis
Bewertungsgrößen	Einfache Skalen	Operationalisierung / kon- krete berechenbare Einhei- ten	
Detaillierungsgrad	Grobe Ab-/Einschätzung	Detaillierte Betrachtung	Gemischtes System aus
Umfang	Reduzierte Anzahl an Indikato- ren pro Wirkungskategorie	Höhere Anzahl, auch Vorstu- fen von Indikatoren möglich	quantitativen und qualitativen Größen
Bewertungscharak- ter	Qualitativ	Quantitativ	
Outputs	 Vorläufiges Ranking/Auswahl Allgemeine, akteursspezifische Sicht auf Folgekonzepte ("Branchenbarometer") 	 Anlagenspezifisches Ranking & Regionalspezifische Auswirkungen von Folgekonzepten Szenarioanalyse und Auswirkung die Struktur des Anlagenbestandes (Bestandsprognose) 	 Gütegrad einer Anlage für Weiterbetrieb Integration externer Effekte Rechtfertigung für Förderhöhe

Da der Begriff Güte im Zusammenhang mit den gesellschaftlichen Zielen und der "Erhaltungswürdigkeit" eng mit dem Thema Nachhaltigkeit und den damit verbundenen Nachhaltigkeitsbewertungs- und Indikatorensystemen verknüpft ist, wurde hierzu eine Literaturrecherche durchgeführt und die Ergebnisse nach Systemgröße kategorisiert. Diese sind in Tab. 12 aufgelistet und dienen als Orientierung und Grundlage für die Ausgestaltung der Gütekriterien und den dazugehörigen Diskussionsprozess.







Gütekriterien wurden daraufhin unter Berücksichtigung der getroffenen Abgrenzung in Tab. 11 wie folgt definiert:

Definition:

Kriterien zur Beurteilung der Qualität von BGA im Sinne eines "erhaltenswürdigen" Weiterbetriebes. Für ausgewählte Kriterien in den unterschiedlichen Nachhaltigkeitsdimensionen werden Ziel- und ggf. Zeitvorgaben (kritische Werte) getroffen werden. Es wird dadurch eine Bezugsgröße bzw. ein Vergleichsstandard geschaffen. Die Gütekriterien sollen ein einheitliches, vergleichbares Werkzeug verkörpern, das auf Bestandsanlagen angewandt werden kann, eine (höhere) Anschlussförderung rechtfertigt oder ggf. neue Geschäftsmodelle (z.B. über Label für höheren Vermarktungswert) schafft

Synonyme/ : (Mindest-)Anforderungen, Qualitätsstandard, Gütesiegel, Benchmark, **ähnliche Begriffe** (Nachhaltigkeits-) Indikatoren, Grenzwerte, Leistungskennzahl

Weiterhin wurden Anforderungen an Gütekriterien gestellt und wie folgt formuliert. Gütekriterien...

- müssen mit gesellschaftlichen Zielen übereinstimmen und diese möglichst vollständig wiedergeben,
- sollten sich dynamisch/zeitlich verändern (Stand der Technik/gesellschaftliche Relevanz verändert sich),
- sollten in aktuelle Regelwerke enthalten sein oder integrierbar sein,
- mittels Monitorings ...
 - auf Anlagenebene sein messbar bzw. erfassbar (Datenverfügbarkeit),
 - · standardisierbar sein (Kompatibilität/Vergleichbarkeit),
 - und kein zu hoher Transaktionsaufwand verursachen.
- zudem müssen sie Transparenz und Vergleichbarkeit gewährleisten (Kommunizierbarkeit). Dies gilt auch für den Entstehungsprozess und z.B. wer/welche Institution Kriterien festlegt und wer die Kriterien überprüft.

Kritische Werte von Gütekriterien können auf prinzipiell auf unterschiedliche Weise ausgelegt sein und Bereiche beschreiben, die entweder

- ein Optimum d.h. den besten Wert im Vergleich bzw. die maximal zu erreichende Größe darstellen (auch als Best-Practise zu verstehen)
- ein Pessimum d.h. eine Minimalanforderung bzw. Maximalbeschränkung, die eingehalten werden muss respektive nicht überschritten werden darf oder
- in einem bestimmten Korridor z.B. um einen Mittelwert bewegen müssen.

Da viele Nachhaltigkeitsbewertungssystem einen aggregierten Index bilden, der als zentrale Zahl den Bewertungsprozess wiedergibt und sich dadurch leicht vergleichen und einordnen lässt, wurde für die Gütekriterien von BGA auch über ein solches Aggregationssystem nachgedacht. Beispiele aus der Literatur sind in Tab. 13 gelistet. Zwei davon sind bereits für BGA entwickelt. In der Regel werden die Kriterien einer Normierung unterzogen und mittels einer anschließenden Gewichtung zusammengefasst. Die Anzahl der Kriterien kann deutlich variieren, eine Gruppierung der Kriterien ist aber häufig der Fall. Die Gewichtung basiert meist auf individueller Zuordnung bzw. Einschätzung von Experten, analog zu der Gewichtung der Bewertungskriterien des Qualitativen Bewertungsprozesses (AP2).

Die aus dem Vorlaufprozess entwickelten Gütekriterien wurden im 2. Regional Workshop hinsichtlich dieser Anforderungskriterien, möglicher kritischen Werte und der Integration in Aggregationssystem bewertet. Die detaillierten Ergebnisse aufgeteilt in die drei Dimensionen Sozio-Ökonomie (Abb. 49), Ökologie (Abb. 50) und Technik (Abb. 51) finden sich im Anhang wieder. Eine weitere Konzentration (Reduzierung der Kriterien) und Konkretisierung findet sich im Ergebnisabschnitt wieder.

- Die Bewertung Gütekriterien in den unterschiedlichen Wirkdimensionen gestaltete sich nicht einheitlich. Die vorgeschlagenen Gütekriterien wurden als ausreichend erachtet, jedoch wurden auch zusätzlich Vorschläge gemacht, die wiederum aber häufig als optional gewertet wurden.
- Im Bereich der Sozio-Ökonomie werden die Anforderung für die Umsetzbarkeit auf Anlagenebene eher schwierig eingeschätzt. Während die Messbarkeit sich ggf. umsetzen lässt, wird speziell der







Transaktionsaufwand als sehr hoch eingeschätzt. Als Fazit wird angedacht, dass dies Gruppe der Gütekriterien eher auf einer höher gelegenen, regionalen Ebene erfasst werden sollte und z.B. als Begleitmonitoring einer (regionalen) Förderung umgesetzt werden könnte. Als obligatorisch für die Begutachtung der BGA-Güte werden speziell die Kriterien 'Einfluss auf die Struktur der LW' und die 'regionale Wertschöpfung' gewertet, die aber bei der Stakeholderbewertung im Vorfeld (Qualitative Interviews) teilweise herausgefallen waren.

- Die Umsetzung der Gütekriterien im Bereich Technik und Ökologie wird als deutlich positiver/einfacher erachtet. Ausnahme stellt die Biodiversität dar, die sich nur schwer für die Einzelanlage erfassen lässt und zudem regionalspezifisch ausgeprägt ist. Zudem wird der Bereich Ökologie aber auch der Bereich Technik in weiten Teilen als obligatorisch in einem Aggregationssystem erachtet. Auch ist die Vergabe von kritischen Werten hier einfacher als im Bereich Sozioökonomie.
- Allgemein wird angemerkt, dass viele vorgeschlagenen Gütekriterien nicht exakt genug beschrieben sind und für eine Charakterisierung eine Vielzahl an Indikatoren (messbare Einheiten) herangezogen werden könnten. Für eine genauere/bessere Bewertung von Gütekriterien müssen diese Indikatoren/Parameter zunächst festgelegt werden.
- Die Vergabe/Einschätzung von kritischen Werten wurde als allgemein schwierig eingestuft, auch da viele Gütekriterien nicht ausreichend mit einem geeigneten Indikator (messbarer Einheit) versehen waren (s.o.).







Tab. 12 Literaturübersicht zu verschiedene Nachhaltigkeitsbewertungs- und Indikatorsystemen

Ebene/ Systemgröße	Beispiel	Beschreibung
Globale, nationale	UN Sustainable Development Goals (SDGs) 2015	17 SDGs, 169 Unterziele, 232 Indikatoren
und regionale Nach- haltigkeits-Bewer-	GBEP Sustainability Indicators for Bioenergy 2011	8 Indikatoren je Nachhaltigkeitsdimensionen
tungs-systeme (Makro-Ebene)	Bioökonomie-Index BW (Eltrop et al. 2018)	Synopse aus SDG, System der planetaren Grenzen, natio- nalen/Landes-Politikstrategien und Regelwerken (ISO, DIN, Verordnungen)
Umsetzung von Indi- katorsystemen in der Landwirtschaft (Meso Ebene)	Nachhaltigkeitsindex DLG für die Landwirtschaft (DLG e.V. 2016)	 Gleichgewichtung der Dimensionen: Ökonomie, Ökologie und Soziales mit jeweils Schlüsselindikatoren Ökologie: 2/3 N-Überschuss (Grenzwert: 60kg N/ha), 1/3 THG-Emissionen (Grenzwert: 30% Reduktion von 1990) Ökonomie: wertschöpfungsbasierte Arbeitsproduktivität Sozial: Angleichung der landw. Pro-Kopf Einkommen
	EEG Boni / Zuschläge	KWK, Nawaro, Gülle-Bonus (EEG 2009)Grad der Überbauung (EEG 2012/2014)
Umsetzungs-bei- spiele in Gesetzen und Verordnungen (verbindlich auf Mik-	EEG Mindestanforderungen/ Limitierungen	 Verweilzeit gasdichtes System / Restgaspotential Mindestwärmenutzung (EEG 2012) Maisdeckel (EEG 2017) Grad der Überbauung (EEG 2017)
roebene)	BioSt-NachV für flüssige Bio- masse / 38. BlmSchV mit Bi- okraft-NachV für Kraftstoffe / EU RED II Richtlinie	Anforderungen an THG Emissionsminderungspotenzial (bis 85% für 2026)
	ISO 13065 Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie	7 Ökologie + 4 Soziale + 2 Ökonomie-Kriterien plus Vielzahl an Indikatoren je Kriterium
Richtlinien im Be- reich Bioenergie/ Bi- ogas (mit Ausnah- men unverbindlich)	VDI 4631 Gütekriterien für BGA	 Vielzahl an Bewertungskenngrößen in den Bereichen: Verfahrenstechnik, Ökonomie und Ökologie Hohe Detaillierungsgrad und Unterteilung nach Prozess- schritte/Komponenten sowie Kosten- und Ertragsgruppen Fokus auf Beschreibung + methodische Erfassung der Kenngrößen und Durchführung für ein Monitoring Nur vereinzelte kritische Werte, die einen "anzustreben- den" Betriebszustand repräsentieren, wenn dann Orien- tierungswerte z.B. für Eigenstrombedarf
	VDI 3475 Emissionsminderung	Maßnahmen zur Emissionsminderung wie Gasdichte Mindestverweilzeit
	NABU Grundsätze	10 Grundsätze zum BGA Betrieb mit Fokus auf dem Substratanbau
Forschungsprojekte	Best Biogas Practise (Schöftner et al. 2006)	Aufbau eines Benchmarking-Systems (Vergleich von Prozessen, Identifizierung besserer Vergleichspartner="Best Practise"), Verfolgt die Frage "Was/Welche Verbesserung ist möglich?" und "Was ist Vorbild?"
im Bereich Biogas	Gütesiegel Biogas (Braun et al. 2007)	Ziel ist es "positive Hinweise über die Qualität des Gesamt- prozesses zu liefern und andererseits den ausgezeichneten Anlagenbetreiber als besonders vertrauenswürdigen Ökostrom-Anbieter herauszustellen"







Tab. 13 Literaturauszug zur möglichen Gestaltung von Aggregationssystemen zur Bildung eines vereinfachten Indexes

Beschreibung (Quelle)	Indikatoren	Normierung	Gewichtung
Bewertung von Wärmeversorgungssystemen für Gebäude mittels multikriterielle Analyse (Zech 2013)	17 Indikatoren	Überführung der Grenz- werte Optimum/ Pes- simum in Ordinalskala -1 bis 1	gleiche Gewichtung für jeden Einzelindikator
Bewertung von Nahwärmever- sorgungsnetzen (Hehenberger- Risse 2013)	Zwei Indikatorgrup- pen: Ursache/Wir- kung und Effizienz/Bi- lanz mit insgesamt 11 Einzelindikatoren	Normierung mit Ordi- nalskala -1 bis 1	Individuelle Gewichtung
Benchmarksystem für BGA (Buschmann et al. 2013) mit dem Ziel relative "Effizienz" der Biogaskette einer Gruppe ver- gleichen für Ranking und Schwachstellenanalyse	4 Kriterien Anlageneffizienz 2 Umweltwirkung 2 Sozio-Ökonomie	Normierung mit Effizienz- maß zwischen 0 und 1, dazu werden 5 "Effizienz- klassen" für jedes Krite- rium gebildet	Gewichtung durch Experten- gruppe + Fuzzyfizierung der Gewichtungsfaktoren und Kennwerte um Da- tenungenauigkeit mit einzube- ziehen
Punktesystem Grüner Gas La- bel (Zertifikat des Grüner Strom Label e.V. 2018)	Verschiedene Einzel Kriterien in den Pro- zessbereichen Sub- stratbereitstellung (12), Gasproduktion (6), Gärreste (1), und Distribution Biogas	Keine, Punkte vergabe für Einzelkriterien im Be- reich -3 bis 27+; für Label Mindestpunktzahl 20 not- wendig	Indirekte Gewichtung über in- dividuelle Punkteanzahl in den Kriterien

II.4.2 Produkte und Finanzierungsinstrumente im Biogasbereich

Das Arbeitspaket beinhaltet die Identifizierung, Systematisierung und Bewertung von "Finanzierungsinstrumenten". Diese werden in (a) "Instrumente zur Deckung des Finanzbedarfs", entsprechend dem Sprachgebrauch in der Betriebswirtschaftslehre, sowie (b) "Instrumente zur Gestaltung des Finanzbedarfs", eher einer energie- bzw. volkswirtschaftlichen Perspektive ("öffentlich") oder produktionswirtschaftlichen bzw. produktpolitischen Überlegungen ("betrieblich") folgend, unterteilt (vgl. Tab. 14). Im Vorhaben steht gemäß der Fragestellung die Gestaltung des Finanzbedarfs im Mittelpunkt.

Das Arbeitspaket ist in vier Schritte untergliedert:

- 1) Synopse umwelt-, agrar- und energiepolitischer Instrumente
- 2) Systematisierung der Vermarktungswege/-optionen
- 3) Analyse von Organisationsmodellen
- 4) Bewertung aus finanzwirtschaftlicher Perspektive







Tab. 14 Kategorisierung von Finanzierungsinstrumenten

(=Banken) und Finanzierungskonditionen

Instrumente zur Deckung des Finanzbedarfs	Instrumente zur Gestaltung de	es Finanzbedarfs
Unterschiedliche Systematisierungsan-	Betrieblich	Öffentlich
sätze: nach Rechtsstellung der Kapitalgeber/ Kapitalhaftung, Fristigkeit, finanzieller Ausstattung, Finanzierungsanlass, Mittelherkunft • Anforderungen der Eigenkapitalgeber (Landwirte/landwirtschaftliche Betriebe) →Investitionsmotive, Renditeanforderungen, Risikobereitschaft • Anforderungen der Fremdkapitalgeber	 Technische Anpassungen an den bestehenden Anlagen (Retrofit) Erschließung von für den Betrieb neuen, im System schon bestehenden Ertragsquellen Erschließung von neuen Ertragsquellen, die sich durch technische Weiterentwicklungen und/oder Entstehung neuer 	4. Veränderungen des rechtlichen Rahmens5. Schaffung neuer Märkte6. Steuererleichterungen

Für Schritt 1) wurden die aus der Literatur bekannten wirtschaftspolitischen Instrumente zusammengestellt und hinsichtlich ihrer Bedeutung für den vorliegenden Kontext bewertet. Dabei wurde partiell auf Ergebnisse aus der technisch-ökologischen Bewertung der Folgekonzepte zurückgegriffen, in der u.a. eine Quantifizierung der Umwelteffekte vorgenommen wurde. Die energiepolitischen Instrumente können den Strom-, Wärme- und Kraftstoffprodukten in Tab. 15 entnommen werden. Agrarpolitisch von Relevanz sind mögliche Wechselwirkungen mit den Greening-Anforderungen sowie Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen. Hier werden aber, der Literatur folgend (z.B. Projekt MakroBiogas), eher indirekte Wirkungen mit nicht so starker Ausprägung vermutet. Die Umwelteffekte der Biogaserzeugung wurden wie folgt systematisiert:

Märkte ergeben

- Verringerung der Treibhausgasemissionen gegenüber der Nutzung fossiler Energieträger,
- Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Viehwirtschaft (durch Güllevergärung),
- Verringerung der Geruchsemissionen und möglicher Krankheitserreger,
- Ökosystemdienstleistungen (beim Anbau vorteilhafter Kulturen) im Bereich Biodiversität, Boden (Erosion, Humus, Fruchtbarkeit (Nielsen 2018)),
- Nährstoffmanagement für den landwirtschaftlichen Betrieb (Lagerkapazität, verbesserte Pflanzenverfügbarkeit (FvB 2015)).

Die THG-Emissionsreduktion und daraus resultierende Zahlungen könnten insbesondere dann eine größere Relevanz bekommen, wenn die Landwirtschaft in den Emissionshandel einbezogen wird bzw. mögliche Strafzahlungen wegen zu geringer Reduktionen in den Nicht-ETS-Sektoren in den Blick geraten. Geruchsemissionen und Ökosystemdienstleistungen lassen sich derzeit nicht monetarisieren. Hierzu bestehen in der Literatur aber Gedankenansätze. Da sich bereits die Quantifizierung der physischen Effekte schwierig gestaltet, werden diese Ansätze lediglich in qualitativer Form weiterverfolgt.

Gerade bei den Agrarumweltmaßnahmen werden die Wechselwirkungen zwischen den beiden Betriebszweigen – Energie- und Landwirtschaftsbetrieb – deutlich. Hier stellen sich in der betrieblichen Praxis vielfältige Verrechnungsprobleme, die im Regelfall unter steuerlichen Gesichtspunkten gelöst werden dürften, sofern sie überhaupt im betrieblichen Rechnungswesen Berücksichtigung finden. Dies gilt auch für die Auswirkungen des BGA-Betriebs auf das Risiko des Gesamtbetriebs. Mögliche Hedging-Effekte können im Rahmen des vorliegenden Vorhabens im Simulationsmodell nicht berücksichtigt werden, weil sie betriebsspezifisch sind und Daten hierzu üblicherweise der Geheimhaltung unterliegen.

In Teilschritt 2) **Systematisierung der Vermarktungswege/-optionen** wurden die verschiedenen Produkte, die bei der anaeroben Vergärung entstehen, identifiziert. Diese sind Strom, Wärme, Biomethan und Gärreste. Die jeweiligen Vermarktungswege dieser Produkte sind in Tab. 15 dargestellt. Auch die möglichen Ertragsquellen zur Deckung des Differenzbetrages wurden bestimmt. Weiterhin werden Tab. 16 in die Umweltdienstleistungen, die sich durch die Implementierung verschiedener Folgekonzepte ergeben, dargestellt. Auch die Auswirkungen auf die Kosten- und Ertragsstruktur wurden dabei betrachtet.







Tab. 15 Produkte und Vermarktungswege für Biogasanlagen in der Post-EEG Zeit

Biogas- produkt	Ма	arkt/Regelung/Segment	Ertragsquelle zur Deckung des Differenzbetrages		
	EEG	Geförderte Direktvermarktung	Marktprämie, Flexibilitätsprämie		
		Sonstige Direktvermarktung	Preisaufschlag (regional, "grün")		
		Biomasse-Auktion	Zuschlagswert		
		Eigen-/Vor-Ort-Verbrauch	Wegfall von Umlagen und Abgaben		
	Großhandels- markt	Spotmarkt: Day-Ahead, Intraday Handel	Nutzung Preisdifferenz		
		Terminmarkt: Futures, OTC	Nutzung Preisdifferenz		
Strom	Bilateral/OTC	Power-Purchase Agreement (PPA)	Biogasstrom als Flexibilitätsoption in virtuellen Kraftwerken		
		Primärregelleistung (PRL)			
	Regelleistungs- märkte	Sekundärregelleistung (SRL)	Zuschlagswert		
	marke	Minutenreserveleistung (MRL)			
	Andere Systemdienstleistungen	bisher noch kein Markt vorhanden b	zw. bilaterale Vereinbarungen		
Wärme	Nahwärmenetze	e zur Versorgung von Haushalten	Preisaufschlag (regional, "grün")		
Biomethan		Tankstellen	Preisaufschlag (regional, "grün"), Treib-		
für CNG		Zapfsäulen	hausgasminderungsquote		
		Düngemittelmarkt (bei konstanten und vergleichbaren Produkteigenschaften z.B. ASL)	Preisaufschlag (regional)		
Gärrest		eigene Nutzung	Einsparung von Kosten für andere Düngemittel, Aufwertung der Düngewirkung durch Gärprozess		
		Direktvermarktung	Preisaufschlag (regional, Wertschöpfung, "Naturdüngemittel"), kostenlose Abgabe (ggf. Ausbringungskosten)		

Tab. 16 Auswirkung der Folgekonzepte auf die Kosten- und Ertragsstruktur der Folgekonzepte

Konzept		onzept	Umweltdienstleistung	Auswirkung auf die Kosten- und Ertrags- struktur
		Durchw. Silphie	THG-Minderung im Anbau, Erhöhung der Biodiversität	Einsparung bei den Saatgutkosten im Vergleich zu Einjährigen
	Substrat- wechsel	Maisstroh	Einsparung von THG-Emissionen	Einsparung in den Substratkosten
	Wechsel	Wirtschafts- dünger	THG-Minderung durch Stabilisierung	Einsparung durch Verringerung des Flächen- bedarfs, Reduktion der Anbaukosten, Erträge durch Annahme von Gülle (regional)
	Saisonale l	Fahrweise	Kein Wärmeverlust durch be- darfsgerechte Erzeugung	
Flexibilisierung und regionale Strom-vermaktung		•		Verlagerung der Einspeisung in "Hochpreis- phasen", Preisaufschlag (regional, "grün")
	Gasaufbereitung und lo- kale Kraftstoff-bereitstel- lung		Einsparung von THG-Emissi- onen durch Substitution fossi- ler Energieträger	Erträge durch Treibhausgasminderungsquote







Zu den Schritten 3) +4) wurden die mit den Folgekonzepten verbundenen Unsicherheiten/Risiken identifiziert und systematisiert. Hierzu wurde auch auf die durchgeführten Experteninterviews zurückgegriffen (siehe nachfolgend II.4.3 sowie unten III.9).

II.4.3 Risikofaktoren bei der Biogasproduktion und der Einfluss durch die Implementierung von Folgekonzepten

Die Finanzierung von Biogasvorhaben erfolgt zumeist in Form einer Mischung aus Unternehmens- und Projektfinanzierung, auch wenn bei Erneuerbaren-Energien-Vorhaben je nach Konstellation unterschiedliche Finanzierungsformen gewählt werden (Degenhart und Holstenkamp 2011; Böttcher 2013). Im Zentrum einer Projektfinanzierung steht das Projekt (nicht das Unternehmen) und die damit verbundenen Zahlungsströme. Die Aufgabenstellung des Projektes unterteilt sich in die Phasen Planung, Bau und Betrieb der Biogasanlage beziehungsweise Implementierung des Folgekonzeptes. Das Vorhaben ist in seiner Laufzeit begrenzt. Dabei war oftmals die zu Beginn im EEG festgeschriebene 20-jährige Einspeisevergütung maßgeblich. Seit dem Inkrafttreten des EEG 2017 kann durch die Teilnahme an Ausschreibungen eine 10-jährige Anschlussvergütung für Bestandsanlagen erlangt werden. Stellt die Bank primär auf die Zahlungsströme aus dem Projekt ab, kommt dem Risikomanagement eine besondere Bedeutung zu (Böttcher 2013). Bei Biogasanlagen beeinflussen eine Vielzahl von Risikofaktoren den wirtschaftlichen Erfolg des Vorhabens. Die Risiken müssen bei der Implementierung von Folgekonzepten neu analysiert und bewertet werden. Daher sollen im Folgenden die Risiken und die Auswirkung des jeweiligen Folgekonzeptes auf ausgewählte Risikofaktoren erläutert werden. Eine Übersicht der Risikofaktoren, unterteilt nach technischen, wirtschaftlichen und sonstigen Risiken, ist in Abb. 5 dargestellt.

Technische Risiken lassen sich weiterhin nach ihrem Ursprung unterteilen in die technischen Risiken, welche sich durch die Anlagendimensionierung ergeben, und die technischen Risiken aus dem Anlagenbetrieb (Herbes und Scholwin 2015). Da es sich bei der vorliegenden Betrachtung um Bestandsbiogasanlagen handelt, trifft das Risiko durch die Anlagendimensionierung nur bedingt zu. Wird die Anlage jedoch bei Konzepten wie der Flexibilisierung der Stromproduktion oder der Gasaufbereitung erweitert, müssen die Anlagendimensionierung und die damit einhergehenden Stoffströme erneut überprüft werden. Die aus dem Anlagenbetrieb resultierenden Risiken ergeben sich vor allem durch das Zusammenspiel von mikrobiologischen und technischen Prozessen.

Das Regulierungsrisiko durch Gesetzesänderungen hat einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung. Vor allem die im EEG bisher garantierte Abnahme und gleichbleibende Vergütung des produzierten Stromes stellte eine weitgehend sichere Kalkulationsbasis der Einnahmen des Biogasprojektes dar. Bei diesem Risiko handelt es sich um die vorherrschenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zum Inbetriebnahmezeitpunkt des Projektes, verbunden mit der Frage nach deren Beständigkeit (Böttcher 2009). Es besteht das Risiko eines Verlusts durch den Erlass neuer bzw. die Änderung bestehender Gesetze oder Vorschriften sowie durch eine nachteilige Interpretation oder Anwendung von Gesetzen oder Vorschriften durch Gerichte. Daraus resultieren insbesondere genehmigungs- und vergütungsrechtliche Hemmnisse, beispielsweise durch Anforderung (Beschränkungen der eingesetzten Menge) an eingesetzte Substrate (Maisdeckel) oder vorgeschriebene Verweilzeiten im gasdichten System. Genehmigungsrisiken können einen wesentlichen Einfluss nicht nur auf die Wirtschaftlichkeit, sondern auch auf die Realisierbarkeit eines Biogasprojektes haben (Wolff 2013). Dies muss hauptsächlich bei der Erstinbetriebnahme beachtet werden, kann sich aber auch auf die Implementierung von Folgekonzepten auswirken, da manche Konzepte mit erheblichen Veränderungen/Erweiterungen der Anlagen einhergehen.







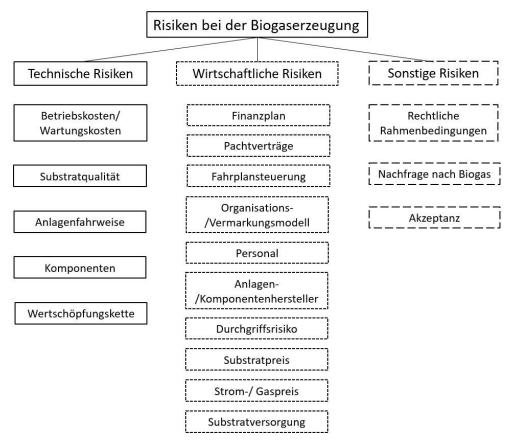


Abb. 5 Übersicht der Risikofaktoren bei der Biogaserzeugung

Im Vergleich zur Stromproduktion aus anderen erneuerbaren Energieträgern wie Solarenergie oder Windkraft wird für die Biogaserzeugung Biomasse als Substrat benötigt und stellt somit den wichtigsten Inputstoff des Prozesses dar. Daher sollte schon bei der Planung der Biogasanlage für die Standortwahl die verfügbare Biomassemenge und deren Qualität berücksichtigt werden (Paterson 2016). Der Anteil, den die Kosten für das Substrat an den gesamten jährlichen Stromerzeugungskosten haben, schwankt zwischen 34 und 48 % (Wolff 2013) .Es lassen sich also die Risiken der Substratversorgung, des Substratpreises und der Substratqualität identifizieren. Die Konkurrenz um Anbaufläche für die landwirtschaftliche Nutzung beeinflusst die mengenmäßige Verfügbarkeit der Biogassubstrate bzw. die Flächen für den Anbau der Substrate und die Nutzung der Rohstoffe (Lieferrisiko) gerade in Regionen mit hoher BGA-Dichte. Weiterhin besteht durch Preisschwankungen das Risiko, dass Substrat durch externe Bezugsquellen zu unattraktiven Preisen beschafft werden muss, und damit verbunden das Risiko eines Nutzenkonfliktes des Substrates bei positiver Entwicklung des Substratpreises (Eigennutzung für die BGA vs. Verkauf am Markt). Da die Substratqualität einen entscheidenden Einfluss auf den Vergärungsprozess und somit die Biogasausbeute hat, besteht das Risiko, dass wenn diese schlechter als geplant ausfällt, dies einen geringeren Methangehalt zur Folge hätte. Dadurch kann pro Substrateinsatz weniger Strom produziert werden und somit wird die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst. Eine gleichbleibende gute Substratqualität ist daher von großer Bedeutung.

Durch die hohe Komplexität und eine Vielzahl von Komponenten, die bei der Biogaserzeugung und Verstromung nötig sind, ergeben sich verschiedene **technische Risiken**. Diese können oftmals nicht klar vom Fertigstellungsrisiko abgegrenzt werden (Böttcher 2013). Es handelt sich dabei um Verluste infolge der Nichtfertigstellung (im Insolvenzfall) oder der verzögerten Fertigstellung der Ersatz-/Neuinvestitionen sowie daraus bedingte Kostenüberschreitungen. Auch die Anlagenfahrweise kann ein technisches Risiko darstellen. Diese beeinflusst das Ausmaß des Verschleißes, der Korrosion und des Wartungsaufwandes. Dies gilt es vor allem beim Folgekonzept "Flexibilisierung der Stromproduktion" zu berücksichtigen, da die Bestandsanlagen (d.h. Komponenten wie BHKW und Gasspeicher) für eine konstante Stromproduktion ausgelegt waren (Daniel-Gromke et al. 2019b).







Wie auch bei anderen Projekten zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Energieträgern stellt die Reputation und Akzeptanz dieser Anlagen ein Risiko dar. Bei der Biogaserzeugung spielen Befürchtungen der Bevölkerung bezüglich Geruchs- und Lärmemissionen sowie die Angst vor einer Gefährdung durch Havarie und die möglichen Auswirkungen auf die Ökologie sowie das Landschaftsbild, welches durch den Biomasseanbau einerseits und/oder die Gärrestausbringen andererseits beeinflusst wird, eine wichtige Rolle (Wotha 2013). Stakeholder sollten daher von Beginn an mit eingebunden werden. Diese Einbindung ist schon im frühen Planungsstadium sinnvoll und kann möglicherweise Verzögerungen verhindern (Paterson 2016). Das **Akzeptanzrisiko** gilt es vor allem beim Bau neuer Anlagen zu berücksichtigen, kann jedoch auch bei der Implementierung von Folgekonzepten relevant sein.

II.4.4 Rahmenbedingungen und Vorgehen der Szenarioanalyse

In der Szenarioanalyse wurden drei unterschiedliche Szenarien definiert (Tab. 17) und für jedes Szenario die Auswirkungen der sechs Folgekonzepte in Tab. 18 berechnet. Abschließend wurde nach dem Ablaufschema in Abb. 6 entschieden welches Folgekonzept umgesetzt wird bzw. ob die jeweilige Anlage unter den angenommenen Rahmenbedingungen stillgelegt werden muss. Die Rahmenbedingungen der Szenarien ergeben sich aus den Parametergruppen 1) EEG-Anforderungen, 2) technische Anpassungen und Fortschritt und 3) den ökonomischen Entwicklungen wie Energie oder Biomassepreise. Das REF Szenario entspricht der Fortführung des aktuellen EEG 2017, im Szenario Flex++ wird von einem verstärkten Flexibilisierungsbedarf ausgegangen, der sich in den Anforderungen und Marktausichten wiederspiegelt und im Szenario EEG-MOD werden neue Wege einer möglichen EEG-Reform durchgespielt. Wichtigste Anforderungen sind hier eine veränderte mindest-Verweilzeit, eine Mindest-THG-Emissionsreduzierung und eine zusätzliche Höchstgebotsgrenze für kleine BGA unter 200 kWel Bemessungsleistung. Technische Anpassungen und die Entwicklung der BHKW und Gasaufbereitungstechnologien sind in allen Szenarien gleich. Für die ökonomischen Parameter wurden häufig Zeitreihen verwendet, die aus verschiedenen Systemstudien entnommen sind (siehe hierzu Tab. 43 im Anhang).

Die Auswahl des anlagenspezifischen Folgekonzeptes erfolgt anhand des höchsten normierten Kapitalwertes, sofern dieser positiv ist. Ist dieser negativ wird die Anlage stillgelegt. Für die Biomethankonzepte lässt dieser sich über die Einnahmen der Energieprodukte (Erdgas, CNG und LNG) sowie der THG-Quote im Kraftstoffsektor berechnen.

Für die Bestimmung Einnahmen der KWK Konzepte aus der EEG-Vergütung wird mittels einer vereinfachen Simulation des Ausschreibungsverfahren die anlagenspezifische Vergütungshöhe ermittelt. Dafür wird zunächst für jedes Jahr ein Ausschreibungsvolumen festgelegt. Dies wird anhand der szenariospezifischen Werte (Tab. 43 im Anhang) für die drei Regionen (Anteil 30%) und Biogas (Anteil 73%, BMWi 2019) für den untersuchten Bestand vereinfacht. Für jedes Jahr wird dann ein Auktionsverfahren mittels eines "Uniform-Pricing" Ansatzes durchgeführt (Abb. 7). Jede Anlage in dem zutreffenden Jahr (Annahme BGA gehen drei Jahre vor Auslaufen der 1. EEG Periode in die Ausschreibung) bietet dabei mit ihrem niedrigsten Anlagebaren Wert und der installierten Leistung des dazugehörigen Folgekonzepts. Voraussetzung ist, dass der anlegbare Wert unter der Höchstgebotsgrenze des jeweiligen Jahres liegt. Ist das Auktionsvolumen aufgebraucht, setzt die letzte Anlage, die noch innerhalb des Volumens liegt, mit ihrem anlegebaren Wert die ermittelte Vergütungshöhe. Damit kann der Kapitalwert der KWK-Konzepte berechnet werden und wiederum in Vergleich zu den Biomethankonzepten gebracht werden.







Tab. 17 Übersicht über NxtGenBGA Szenarien und deren Parameter

Kategorie	Parameter	Einheit	Fortführung EEG 2017 (REF)	Starker Flexbedarf (Flex++)	Neue Wege im EEG (EEG-MOD)		
	"Maisdeckel"	%		50-44			
	Min. Grad der Überbauung	-	2	4	3		
	Höchstgebotsgrenze	Ct/kWh	16,	,9	17.5 / 19.5		
EEG	Ausschreibungsvolumen (Biomasse gesamt, 2035)	MW	3.650	13.350	9.750		
Anforderungen	Degression Höchstgebot	-	Ja		Nein		
•	Flex Zuschlag	€/kW	40)	60		
	Verweilzeit gasdichtes System	d	15	0	60+1%-Punkt/%- Nicht-Gülle		
	Mindest-THG-Minderung ggü. Referenzstrommix	%	-		70		
	Anpassung Substratmix	-		Nawaro ↓, Rest →			
Technische	Sanierungskosten	%	20				
Anpassungen & Fortschritt	Lernrate Invest. neuer BHKW / Gasaufbereitung	%/a	2				
	Steigerung Wirkungsgrad neuer BHKW	%-Punkte/a	0,16				
	Ø-Strompreis Börse (Zeitreihen)	€/MWh _{el}	34-65		45-80		
	Wärmepreis (Zeitreihen)	€/MWh _{th}	55-70				
Ökonomische	Zusätzliche Erträge Intra- day-Handel	% der Flexer- träge	10	25	15		
Entwicklung	Zusätzliche Erträge aus Regelleistung	€/kW _{el}	4	6	5		
	THG Quote Kraftstoff (Zeitreihen)	€/tCO ₂ -eq	150-200	150-300	150-300		
	Preissteigerungen Nawaro	%/a	1,8	4	1,8		

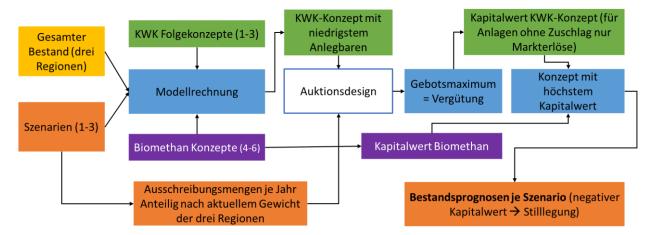


Abb. 6 Ablaufschema der Szenarioanalyse zur Bestimmung des Weiterbetriebs mit anlagenspezifischen Folgekonzepten oder Stilllegung







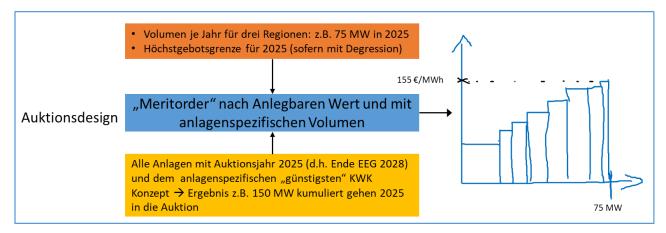


Abb. 7 Funktionsweise der Simulation des EEG-Ausschreibungsauktionsdesign mittels eines Uniform Pricing Ansatzes

Zu beachten ist, dass es sich bei den Ergebnissen der Bestandsentwicklung eher um "Best Case" Szenarien handelt, da zum einen auch sehr geringe Kapitalwerte umgesetzt werden und weiterhin viele individuelle Hemmnisse wie etwa die Hofnachfolge, Finanzierungsprobleme oder Genehmigungsschwierigkeiten nicht berücksichtigt werden. Diese reduzieren die Weiterbetriebsoptionen der BGA. Gleichzeitig reduziert sich dadurch auch die Teilnahme an den Ausschreibungen, so dass sich dieser Effekt ggf. wieder reduziert. Zudem führt reduzierte Abbildung der Biomasseausschreibung (nur drei Regionen & nur Biogas) zu weiteren Unsicherheiten. Andererseits können im Gegenteil zu der vorliegenden Analyse können BGA theoretisch auch mehrfach an Auktionen teilnehmen und durch strategisches Bieten ihre Chancen auf einen Zuschlag, ggf. die Gebotshöhe und damit auch den Kapitalwert erhöhen. Weiterhin sind für die Bestandsentwicklung keine weiteren Änderungen der BGA innerhalb der 1. EEG-Periode angenommen. Anlagen die bereits eine Flexibilisierung vorgenommen haben wird tendenziell ein Vorteil gegenüber nicht flexibilisierten Anlagen zugesprochen, da sie z.B. mehr Förderung zur Deckung der Kapitalkosten gelten machen können (Flexprämie) und ggf. mit niedrigeren Geboten in die Ausschreibung gehen können. Ein potentielles Wachstum durch Neuanlagen ist ebenfalls nicht Teil der Betrachtung.

Die Gestaltung bzw. Auswirkungen der in den Szenarien untersuchten Folgekonzepte wird in Tab. 18 anhand der Referenz-BGA2 dargestellt. Es sind drei Vorort-KWK und drei Biomethanaufbereitungs-Konzepte modelliert. Die KWK-Konzepte unterscheiden sich primär hinsichtlich der BL und der Veränderungen des Substratmixes. Das Konzept Flex Regulär stellt dabei das Referenzkonzept dar, dass lediglich die Anforderungen des EEG erfüllt und sonst keine Änderungen vornimmt. Bei dem Substratwechsel werden konventionelle Nawaro systematisch durch Silphie und Stroh ersetzt. Das Saisonale Konzept stellt die Umsetzung des SEA Konzepts (siehe Beschreibung des AP2) jedoch mit vierfacher Überbauung dar. Die BL sinkt demgemäß am stärksten im saisonalen Konzept. Die Biomethankonzepte unterscheiden sich hinsichtlich der eingesetzten Aufbereitungstechnologie und der Qualität der Gasprodukte. So wird im Biomethankonzept Gas in das Erdgasnetz eingespeist, während im Bio-CNG Biomethan auf CNG-Druckniveau (>200bar) für die lokale Vermarktung als Kraftstoff bereitgestellt wird. Bei Bio-LNG Konzept wird durch das kryogene Verfahren zudem Trockeneis als weiteres Produkt bereitgestellt.







Tab. 18 Übersicht und Ausgestaltung der in der Szenarioanalyse untersuchten Folgekonzepte anhand der Referenz-BGA2 im REF Szenario (Erklärung Pfeile: Parameter bleibt konstant (→), steigt (↑) oder sinkt (↓))

			Vor-Ort KWK			Biomethan			
Kategorie	Parameter	Einheit	Flex Re- gulär	Substrat- wechsel	Saisonal	Gasnetz	Bio-CNG	Bio-LNG	
	Anpassung an Szenari- orahmen		EEG-Anf	orderungen füllt	werden er-	bleiben unv	Komponenten der Gasproduktion bleiben unverändert, sonstige Nicht- EEG Anforderungen werden erfüllt		
	Überbauungsfak bereitungs-techr Änderung BL			2* →	4 ↓ +saiso- nale Gas- produktion	Membran- trenn-ver- fahren	Chemische Wäsche	Kryogenes Verfahren	
Konzept	Hauptprodukte		Strom & Wärme		Gas (Netz- einspeisung)	Kraftstoff für satz (Ta			
	An-pas- sung Sub- strat-mix Rest	/Nawaro	↓** →	↓ um 50% Silphie & Stroh ↑ (60:40)	↓ um 67% →	Substratmi THG-Minder	xkostenoptim ungsziel als I gung		
Nava Anla	Bemessungs- leistung	kWel	238	217	109	-	-	-	
Neue Anla- gen-daten	Installierte Leistung	kWel	476	436	431	-	-	-	
(BGA2) & Technische An-passun-	Riomothan ka		-	-	-	557	578	586	
gen	Verweilzeit im gasdichten System	d	178	154	159		73	-	

^{*}Wenn nicht durch Szenariorahmen höher gefordert (z.B. Flex++ Szenario)

^{**}Wenn Anlage von Maisdeckel betroffen ist, wird Maissilage usw. soweit reduziert, sodass Maisdeckel eingehalten werden kann. Dadurch sinkt auch die BL.







III Ergebnisse der Analyse und Bewertung von Folgekonzepten

III.1 Qualitative Bewertung von Folgekonzepten mittels Expertensystem

Ergebnisse für die Gewichtung der Bewertungskriterien (sowohl aus der Umfrage als auch vom ersten Workshop) sind in Tab. 19 skizziert. Die berechneten Indexwerte für den Vergleich der Folgekonzeptbewertung hinsichtlich aller Bewertungskriterien sind in der Tab. 22 dargestellt.

Tab. 19 Ergebnisse Gewichtung der Bewertungskriterien durch Experten (standardisierte Befragung und 1. Regionaler Workshop)

Bewertungskriterium	Online Umfrage (n=40)	Davon Kreditinstitute (n=10)	Davon Wissenschaft (n=10)	Workshop (n=8)
Wirtschaftlicher Erfolg	4,45	4,6	5,0	4.25
Akzeptanz in der Bevöl- kerung	3,36	3,6	2,8	3.5
THG-Emissionen	3,28	2,7	3,7	4.25
Biodiversität	2,93	2,6	3,0	2.75
Flächenbedarf	3,28	3,3	3,3	3

Die Konzepte **Substratwechsel** mit 0,48 und **saisonale Fahrweise** (4a) mit 0,44 erreichten die höchsten Werte. Dieses Ergebnis der standardisierten Befragung spiegelte sich auch im regionalen Workshop in Baden-Württemberg wider, bei dem der Substratwechsel den Wert 0,53 und saisonale Fahrweise den Wert 0,52 erzielte. Unter dem Blickwinkel der Wirtschaftlichkeit wurde die saisonale Fahrweise am höchsten bewertet. Insgesamt zeigt sich aber, dass die meisten Folgekonzepte in der Gesamtbewertung nah beieinanderliegen. Am wenigsten als geeignetes Folgekonzept für Bestandsanlagen wurde das Konzept "Überregionale Stromvermarktung" (0,38) eingeschätzt. Ein Vergleich der am besten bewerteten Konzepte mit dem am schlechtesten bewerteten Konzepte ist in Abb. 8 dargestellt.

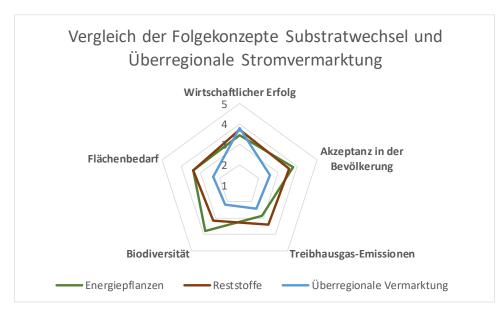


Abb. 8 Vergleich verschiedener Konzeptbewertungen

Da die beiden Folgekonzepte Substratwechsel und saisonale Fahrweise in beiden Bewertungen insgesamt als sehr positiv/relevant für einen Weiterbetrieb der Bestands-BGA eingeschätzt wurden, erfolgte eine Priorisierung für die anschließende Modellierung. Neben der Gewichtung der Bewertungskriterien und der Einschätzung der Folgekonzepte hinsichtlich verschiedener Bewertungskriterien wurde in der Umfrage auch eine Beurteilung der zeitlichen Perspektive für die Implementierung der Folgekonzepte durchgeführt. Dabei konnten für die verschiedenen Konzepte 3 Zeithorizonte (kurzfristig, mittelfristig, langfristig) ausgewählt werden. Die Ergebnisse sind in Tab. 20 dargestellt.







Tab. 20 Zeitliche Implementierung von Folgekonzepten

Konzept-	NI	Kate-	Einschätzung der zeitlichen Implementierung von Folgekonzepten [Anteil Antworten in %]					
name	Nummer	gorie	kurzfristig: 2020 bis 2025	mittelfristig: 2025 bis 2030	langfristig: ab 2030	keine Angabe		
Cassuf		а	60,0	32,5	5,0	2,5		
Gasauf- bereitung	1	b	22,5	62,5	10,0	5,0		
bereitarig		С	22,5	55,0	20,0	2,5		
F1. 3.31		а	72,5	15,0	10,0	2,5		
Flexibili- sierung	2	b	60,0	30,0	5,0	5,0		
Sicrurig		С	25,0	42,5	25,0	7,5		
Substrat-	3	а	65,0	35,0				
wechsel	S	b	62,5	37,5				
Wärme-	4	а	60,0	37,5	2,5			
nutzung	4	b	65,0	30,0	2,5	2,5		
Gär- restaufbe- reitung	5		77,5	7,5	2,5	12,5		

[Konzept sind: 1. Gasaufbereitung: a) und Netzeinspeisung, b) und lokale Kraftstoffbereitstellung, c) Zusammenschluss zu Micro Grid; 2. Flexibilisierung: a) Überregionale Vermarktung, b) Regionale Vermarktung, c) Zukünftige Systemdienstleistungen; 3. Substratwechsel: a) Energiepflanzen (Silphie, Zuckerrübe etc.), b) Reststoffe (Getreide-, Maisstroh etc.); 4. Wärmenutzung: a) Saisonale Fahrweise, b) Direkte Wärmenutzung]

Das Konzept der Gärrestaufbereitung wurde insgesamt von den Experten als kurzfristig implementierbares Konzept eingeschätzt, wobei auch die höchste Zahl derer, die dazu keine Angaben machten, auftrat. Auch die überregionale Stromvermarktung wurde mit 72 % als kurzfristig implementierbares Folgekonzept bewertet. Weitere Konzepte, die durchweg als kurz- bis mittelfristig umsetzbar erscheinen, sind die verschiedenen Substratwechsel. Die Gasaufbereitung und lokale Kraftstoffbereitstellung werden als Konzept eingestuft, die eher mittelfristig (62 %) implementierbar scheinen. Da Konzepte, die als langfristig gelten würden, wie die Integration der Biogasanlage in eine Bioraffinerie, bereits bei der ersten Expertenbewertung (leitfadengestützten Interviews) als weniger relevant eingeschätzt wurden, fand keine erneute Bewertung in der Umfrage statt. Grundsätzliche lassen sich die Konzepte unterteilen in solche die mehrheitlich als kurzfristig implementierbar gelten und welche, die eher in einer mittleren Frist als umsetzbare erachtet werden.

Für die weitere Modellierung wurde nach der standardisierten Umfrage Konzepte ausgewählt, die einerseits unter den verschiedenen Bewertungskriterien mit hohen Indexwerten bewertet wurden (siehe Tabelle 6) und andererseits bei der Bewertung der zeitlichen Perspektive als kurzfristig eingeschätzt wurde. Dazu gehörten neben der Gärrestaufbereitung die verschiedenen Substratwechselkonzepte. Auch die Kategorie der Gasaufbereitungskonzepte, die bei der Netzeinspeisung als kurzfristig und bei der lokalen Kraftstoffbereitstellung als mittelfristig eingestuft wurden, wurde weiter betrachtet.

III.2 Bewertung von Gütekriterien und Entwurf eines Aggregationssystems

Aus den Bewertungskriterien für die Gütekriterien (Ergebnisse im 2. Workshop) wurden ein Index gebildet und eine weitere Auswahl der Gütekriterien erstellt. Tab. 23 gibt diese finale Auswahl wieder. Im Folgenden werden für die drei Dimensionen Ökologie, Technik und Ökonomie einzelne Gütekriterien erläutert und konkretisiert. Abschließend wird ausgeführt wie diese in einem zusammenfassenden System weiterverwendet werden könnten.

III.2.1 Ökologie

Weitere Schadstoffemissionen

Neben den THG-Emissionen sind weitere Emissionen mit dem Betrieb von Biogasanlagen verbunden. Speziell mit dem Anbau von Biomasse verbunden sind dabei die Emissions-Wirkungskategorien Versauerung und die Eutrophierung und sollten deswegen als Gütekriterien herangezogen werden. Um weitere,







zum Teil sehr lokale, Emissionen wie etwa Feinstaub oder Schwermetallbelastungen klassifizieren zu können, werden weitere Daten benötigt. Die Bestimmung dieser Emissionen würde aber nach dem gleichen Prinzip wie auch die Bestimmung der THG-Emissionen erfolgen (Lebenzyklusanalyse). Die Emissionsquellen und –mengen müssten identifiziert werden, und ggf., mit entsprechenden Potenzialen, die derzeit nicht bekannt sind, berechnet werden.

Biodiversität

Die Biodiversität lässt sich als Indikator nicht pauschal an einer Zahl festmachen, wie es beispielsweise bei den THG-Emissionen funktioniert. Von Natur aus ist die Biodiversität raumbezogen, das bedeutet, dass die Wirkung auf die Biodiversität eine Funktion des Ortes und nicht von Produkteinheiten ist (Geyer et al. 2010). Die Biodiversität ist sehr komplex, hängt stark von subjektiven Eindrücken ab, und lässt sich nur anhand eines Referenzzustandes bewerten (Haaren et al. 2013).

Nachfolgend wird ein Konzept von (Scheftelowitz et al. 2014) aufgezeigt, welches für die Anwendung in einem Gütekriterien Aggregationssystem als geeignet angesehen wird.

In dem Projekt "Evaluierung und Untersetzung der relevanten Regelungen zu Naturschutzanliegen bei der Stromerzeugung aus Biomasse im aktuell verabschiedeten Erneuerbare-Energien-Gesetz" wurde das Konzept von (Peters et al. 2010) weiter entwickelt. Es wurde ein Bewertungsraster erschaffen, welches eine differenzierte und übersichtliche Darstellung der Zusammenhänge zwischen Anbaukultur/verfahren und naturschutzfachlichen Schutzgütern ermöglicht. Wichtig ist dabei das komplexe Wirkgefüge bei der Biomassebereitstellung hinsichtlich Wirkung der Anbaukultur in Zusammenhang mit jeweiligen Anbauverfahren aufzuschlüsseln. Das Bewertungsraster diente dazu Anbaukultur und -verfahren von Experten bewerten zu lassen. Nicht beachtet wurde die Fruchtfolge, der Standort und kumulativen Effekte. Es wurde eine relative Bewertung gewählt. Wie schon erwähnt, wird ein Referenzzustand benötigt, in dieser Studie ist es die Anbaufrucht Winterweizen. Alle Fruchtarten werden demnach mit Winterweizen verglichen (Scheftelowitz et al. 2014).

Nach einem mehrstufigen Bewertungsverfahren konnte die nachfolgende Ergebnismatrix erstellt werden, Abb. 9 zeigt dabei nur einen Ausschnitt, für die vollständigen Ergebnisse wird auf Scheftelowitz et al. verwiesen. In dieser Matrix sind die verschiedenen Substrate (Anbaufrüchte) aufgelistet und wurden im Vergleich zu Winterweizen-Korn bewertet. Somit ergeben sich positivere oder auch negativere Wirkungen. Die Bewertungskategorien sind Boden, Fauna, Flora und Landschaftsbild, welche noch Kleineiliger aufgeteilt sind. Außerdem wird noch unter den verschiedenen Anbauverfahren der Anbaufrüchte unterschieden.

Anbaufruch	Anbaufrucht/-verfahren			Fauna					Flora		
Anbaufrucht	Anbauverfahren	Lebensraumeignung Brutvögel im Halboffenland ⁷	Lebensraumeignung Brutvögel im Offenland ⁸	Lebensraumeignung Säuger	Lebensraumeignung Laufkäfer	Lebensraumeignung Spinnen	Lebensraumeignung Blütenbesucher	Begleitflora	Agrobiodiversität	Pflanzen schutzmitteleintrag	
Annuelle Hauptfrüchte											
Winterweizen	Körner (Wi)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Silomais	in Einzelkomsaat				M/F/S						
Getreide Ganzpflanzensilage	GP (Wi)				M/S/F						
Über/Mehrjährige Hauptfrücht	e										
Ackergras (Grassilage)	(>3 Schnitte)		M/S		M/S	M/S	M/S				
Klee-/ Luzernegras	(>3 Schnitte)						M/S	S/M/F			
Miscanthus	GP										
Durchwachsene Silphie	GP										
Wildpflanzen (mit Leguminosenanteil)	Blühstreifen, Blühflächen, Schonstreifen, Ackerrandstreifen		M/S/F								
Pappel	Flächen, mittlere Umtrieb (3- 5Jahre)						M/S				
Dauergrünland	(2 Schnitte)										

Legende				
Erheblich positivere Wirkungen als WW, Korn				
Deutlich positivere Wirkungen als WW, Korn				
Positivere Wirkungen als WW, Kom				
Vergleichbare Wirkungen wie WW, Korn				
Negativere Wirkungen als WW, Korn				
Deutlich negativere Wirkungen als WW, Kom				
Wirkungen maßgeblich standortabhängig	ю			
Wirkungen maßgeblich fruchtfolgeabhängig	H			
Wirkungen maßgeblich abhängig von weiterem Management	М			

Abb. 9 Ausschnitt der Ergebnismatrix (Quelle: Strauß 2017)

Diese Matrix kann zur Bewertung der Biodiversität eingesetzt werden, jedoch nur im Vergleich zum Winterweizen. Dazu werden die einzelnen Kategorien zusätzlich zur Farbe mit Faktoren von - 2 (rot) bis + 3







(grün) belegt. Daraus ergeben sich folgende "Biodiversitäts-Werte" für die einzelnen Substrate (Tab. 21). Für eine Anwendung gilt es dieses Konzept aber weiter zu entwickeln und zu erweitern, vor allem um den Faktor "Fruchtfolge", da diese einen erheblichen Einfluss auf die Biodiversität hat.

Tab. 21 Biodiversitäts-Werte für die verwendeten Substrate ; ermittelt nach (Scheftelowitz et al. 2014)

Anbaufrucht	Biodiversitätsfaktor
Silomais (in Einzelkornsaat/Mulchsaat/Untersaat)	-16/ -9 / -8
CCM	-11
Sorghum Hirse ((in Einzelkornsaat/ Mulchsaat /Untersaat)	-12/-8/-6
GPS (Wi)	-3
Grassilage	+13
Kleegras	+20
Silphie	+19
Dauergrünland (>3 Schnitte/ 2 Schnitte)	+20/+42

III.2.2 Technik

• Energiewirtschaftlicher Nutzen (Systemdienlichkeit)

Mit dem Gütekriterium Energiewirtschaftlicher Nutzen' oder Systemdienlichkeit ist primär die Steuerbarkeit und Flexibilität der Biogasanlagen gemeint, da dies auch als eines der Hauptargumente für eine höhere Vergütung ggü. den volatilen EE angeführt wird. Jedoch lässt sich die Systemdienlichkeit nicht einfach über den Grad der Überbauung festmachen, da dieser nämlich nur einen theoretischen Wert für das Flexbilitätspotential und nicht die praktische Umsetzung im Betrieb darstellt. Aktuell wird dieser Wert aber nur dieses theoretische Flexibilitätspotential über die Förderstruktur des EEG angereizt bzw. setzt im EEG2017 ein Mindestgrad der Flexibilität voraus. Der Marktanreiz für einen flexiblen Betrieb (Preisdifferenz) ist dagegen aktuell meist nicht hoch genug, könnte aber in einem zukünftigen Energiesystem stärker ausfallen und durch weitere SDL-Märkte für BGA erweitert werden. Eine Alternative könnten die Volllaststunden je Generatoreinheit (BHKW) darstellen, was jedoch wieder die freie bzw. optimale Fahrweise von BGA mit mehreren BHKW stark einschränken würde. Ein Set aus acht Indikatoren für die Erfassung der Flexibilität einer BGA werden in (Dotzauer et al. 2018) vorgestellt, sie beschreiben aber auch eher das technische Flexibilitätspotential.

• Brennstoffausnutzungsgrad

Der Brennstoffausnutzungsgrad, der allgemein in der Energietechnik verwendet wird (VDI-Richtlinie 4608 Blatt 1), wurde in (Postel et al. 2017) als Methode für Biogasanlagen erarbeitet. Der Vorteil ist, dass dieser auch ein Vergleich mit anderen Nutzungspfaden ermöglicht und auf standardisierten Bezugswerten für den Energieinput der Substrate bezogen werden kann. Da die Nutzenergie (eingespeiste Strommenge und Nutzwärme) sowie der Eigenenergiebedarf relativ gut erfassbar sind, lässt sich der Brennstoffausnutzungsgrad gut erfassen und Anlagen vergleichen. Zudem lassen sich so gut Werteklassen festlegen.

III.2.3 Sozio-Ökonomie

Regionalplanung

Als weiteres Gütekriterium wurde die Bedeutsamkeit des Standortes der BGA (Nähe zu Wohnsiedlung/ Stadtgebiet) hervorgehoben, da einerseits eine Nähe zu Wärmesenken / Verbrauchern sinnvoll ist, gleichzeitig aber Anwohner häufig gegen BGA in der näheren Umgebung eingestellt sind (soziale Akzeptanz; u.a. Problem der Beeinträchtigungen durch z.B. höheres Verkehrsaufkommen). Die Entfernung sollte in die Regionalplanung mit einfließen. Es ist jedoch anzumerken, dass dieses Gütekriterium primär für Neuanlagen zutreffen würde und weniger für den Bestand.

Struktur der Landwirtschaft (LW)

Das Gütekriterium "Struktur der LW" wird als sehr wichtig erachtet, es kann aber sehr vielfältig betrachtet werden und ist nicht klar eingegrenzt. So kann es grundsätzlich aus strukturpolitischen und sozialen Gesichtspunkten wünschenswert sein, dass landwirtschaftliche Betriebe in ausgewählten Regionen wirtschaftlich überleben. Hierzu können im Einzelfall die von diesen Unternehmen betriebenen Biogasanlagen einen wesentlichen Beitrag leisten. Als problematisch erweist sich das Kriterium nicht nur wegen der Schwierigkeiten bei der Bewertung der einzelnen Leistungen des landwirtschaftlichen Betriebes, die unter dem Stichwort der "Multifunktionalität der Landwirtschaft" diskutiert werden. Vielmehr ist dies auch darin







begründet, dass unter diesen Gesichtspunkten regelmäßig nicht ein einzelner Betrieb als schützenswert zu erachten ist, sondern ein Mindestbestand an Betrieben. Darüber hinaus stellt die landwirtschaftliche Nutzung ein wesentliches Element der bestehenden Kulturlandschaften dar, deren Erhalt ein gesellschaftliches Ziel darstellen kann. Mindestens werden Landschaftsbilder unterschiedlich wahrgenommen, wie die Diskussion um den Maisanbau auch für Biogasanlagen zeigt.





Tab. 22 Auswertung der standardisierten Umfrage, n=40 (Bewertung von Folgekonzepten)

	Konzepte	Ø	Gesamtindex				
	Was many to a	Wirtschaftlicher Erfolg	Akzeptanz in der Bevölkerung	Treibhausgas- Emissionen	en Biodiversität	Flächenbedarf	
Umrüetung zur	Netzeinspeisung	0.68	0.36	0.39	0.26	0.34	0.41
Umrüstung zur	lokale Kraftstoffbereitstellung	0.66	0.46	0.41	0.26	0.34	0.43
Gasaufbereitung Micro Grid	Micro Grid	0.68	0.42	0.41	0.28	0.32	0.42
25	Überregionale Vermarktung	0.68	0.35	0.32	0.26	0.31	0.38
Flexibilisierung	Regionale Vermarktung	0.66	0.49	0.36	0.29	0.32	0.43
	Zukünftige Systemdienstleistungen	0.69	0.37	0.34	0.26	0.28	0.39
Oubstratussbasi	Energiepflanzen	0.61	0.51	0.38	0.45	0.44	0.48
Substratwechsel	Reststoffe	0.67	0.48	0.45	0.37	0.44	0.48
Gärrestaufbereitu	ng	0.65	0.43	0.43	0.24	0.34	0.42
Wärmenutzung	Saisonale Fahrweise	0.74	0.47	0.41	0.27	0.32	0.44
	Direkte Wärmenutzung	0.66	0.44	0.39	0.24	0.27	0.40





Tab. 23 Finale Auswahl der Gütekriterien zur Bewertung von Biogasanlagen

Wirkungs- kategorie	Gütekriterium	Beschreibung der zu ermittelnden Größen	Art des Güte-krite- riums	System- integra- tion	Monito- ring Ein- heit	Index für Anforde- rungskriterien	Vorschlag für Art der kritischen Werte
	Akzeptanz durch Bevölkerung	Einzugsgebiet/-Transportaufkommen / Einfluss auf Landschaftsbild	Qual.		?	1,70	Korridor
	Einfluss auf "Struktur der Landwirtschaft" (Ländlicher Raum)	Inkl. Landschaftsbild; Konkurrenz in der Landnutzung			?	1,90	Pessimum
Sozio- Ökonomie	Regionale Wertschöpfung	z.B. Direktvermarktung Umkreis um BGA - lokale Kreisläufe	Semi	Regional	km	1,77	unklar
	Einfluss auf regionale Beschäftigung		Quan.		Beschäf- tigte pro ???	2,08	unklar
	Regionalplanung	Standortqualität bzgl. Nähe zu Verbrauchern oder Netzinfrastruktur	Quan.		km	2,4	unklar
	Spezifische THG-Emissionen für Hauptprodukt	Bei verschiedenen Produkten Allokation, Gutschriften für vorgelagerte Ketten	Quan.	Global	gCO ₂ -eq/ kWh	2,82	Pessimum
Ökologie	Biodiversität 'v.a. Fruchtfolge'	Indirekt z.B. über Anteile bestimmter Substratgruppen oder Anteil ökologi- scher Ausgleichsflächen	Semi	Regional	-	2,09	Optimum
	Weitere Schadstoff-emissionen	Vorschlag: Eutrophierung, da kritisch jedoch im regionalen Kontext	Quan.		Emissio- nen/ kWh	2,62	Korridor
	Brennstoffausnutzungsgrad	Produktunabhängig; Gesamt-energie- output / Gesamtenergieinput	Quan.		%	2,36	Korridor
Technik	Energiewirtschaftlicher Nutzen (Systemdienlichkeit)	Überbauungsgrad; 'VBh je BHKW'	Quan. Global		-	2,11	unklar
	Güte Biogasprozess	Verweilzeit im gasdichten System	Quan.		d	2,66	Korridor







Auch wenn die Vergabe von kritischen Werten nicht einfach gesehen wird, wurden sie von den Teilnehmern des 2. Workshops als essentiell eingestuft. Es muss zu einem Kriterium mindestens ein Vergleichswert gegeben sein. Eine einfache Normierungsskala im Bereich 1-5 wurde dabei von den meisten Teilnehmern bevorzugt. Ähnlich zu dem Projekt "Benchmarksystem für BGA" (Buschmann et al. 2013) wird deshalb vorgeschlagen, für die einzelnen Gütekriterien 5 Klassen zu bilden, die kritische Werte mittels Korridoren wiedergeben. Bezüglich der Gewichtung wird ein Expertensystem bevorzugt, dass spiegelt das Bild, das sich aus den Systemen in Tab. 13 ergibt, wider. Für das Aggregationssystem wird ein Mischsystem aus einer Mindestanzahl aus obligatorischen und optionalen Kriterien bevorzugt.

Daraus ergibt sich folgendes Fazit bzw. Vorschlag für ein Konzept für BGA-Gütekriterien:

- Für jedes Gütekriterium aus Tab. 23 werden fünf Klassen von Gut zu Schlecht anhand bestimmter Wert Korridore für die Monitoring Einheit vergeben. Für die spezifischen THG Emissionen für Strom könnte dies beispielsweise wie folgt aussehen.
 - a. Klasse 1: Werte im Bereich =< 0 g CO₂-eq/kWh_{el}
 - b. Klasse 2: Werte im Bereich 75 =< & >0 g CO₂-eq/kWhel
 - c. Klasse 3: Werte im Bereich 125 =< & >75 g CO₂-eg/kWh_{el}
 - d. Klasse 4: Werte im Bereich 200 =< & >125g CO₂-eq/kWhel
 - e. Klasse 5: Werte im Bereich >200g CO₂-eg/kWhel
- Kriterien die in der Expertenbewertung eine hohe Gewichtung erhalten werden als obligatorisch angesehen und es wird eine Mindestklasse festgelegt. Dies könnte speziell für globale Kriterien wie den THG-Emissionen gelten. Regional könnte auch für anderen Kriterien Mindestklassen eingeführt werden.
- 3. Weiterhin sollte jede Dimension mit mindestens einem Kriterium einer höheren Klasse vertreten sein und maximal ein Kriterium einer niedrigen Klasse beinhalten. Dabei sollte es offen bleiben welche Kriterien dafür in Frage kommen.
- 4. Werden diese Randbedingungen eingehalten kann der Anlage eine ausreichende Güte zugeschrieben werden
- 5. Über eine zusätzlich einfache Experten-Gewichtung kann mit den Klassen ein Index berechnet werden der ein Vergleich zulässt und überdurchschnittlichen Anlagen ggf. ein Vermarktungsvorteil verschafft.

Als Anwendungsziel wird eine regionale Förderung vorgeschlagen. Ergänzend zu bundeseinheitlicher Förderung, die dann ggf. geringer ausfallen könnte nur eine "Basis" liefert und deren Ziele global geprägt sind. Die vorliegende Agrarstruktur und dazugehörige Biomassepotentiale sowie Konfliktstellen macht aber zwingend eine regionale Anpassung notwendig. Somit könnten die Gütekriterien als Grundlage für einen regionalen Standard dienen, in dem z.B. die kritischen Werte bestimmter Parameter den regionalen Bedingungen angepasst werden. Andere Parameter, die globale Wirkung haben, sollten dabei auf Bundesebene einheitlich bleiben. Alternativ könnten die Gütekriterien auch für den Genehmigungsprozess herangezogen werden. Die Kriterien würden als Zusatzauflagen einfließen und müssen erfüllt werden damit die BGA/ der Anschlussbetrieb genehmigt wird.

III.3 Die Folgekonzepte Substratwechsel und Saisonale Fahrweise im Detail

III.3.1 Saisonale Fahrweise

Anhand der Ergebnisse der BHKW Einsatzoptimierung (Abb. 12) wird für einen Zeitraum von drei Tagen der Unterschied der saisonalen Fahrweise (SEA) gegenüber dem Referenzfall (REF) anhand der BHKW Fahrweise und Wärmenutzung sowie den Gas- und Wärmespeicherfüllständen verdeutlicht. Zu berücksichtigen ist die höhere installierte Leistung im REF Fall (siehe auch Tab. 5). Zu sehen ist das die BHKW Fahrweise sich nicht stark unterscheidet, im REF Fall taktet das BHKW lediglich häufiger, was im Optimierungsmodell auch mit einem höheren Gasmehrverbrauch durch Anfahren berücksichtigt wird. Die Einsatzzeiten überschneiden sich aber stark, da die zugrunde gelegten Strompreise die gleichen sind. Größter Unterschied wird jedoch bei der Wärme sichtbar. Durch die höhere Produktion im REF Fall muss deutlich mehr Wärme notgekühlt werden (gelbe Balken) und kann nicht genutzt werden. Im SEA Fall dagegen wird die Wärme vollständig genutzt, zum Teil muss sogar zusätzliche Wärme mit einem Heizkessel bereitgestellt werden. Auch fluktuiert der Wärmespeicherfüllstand im SEA Fall stärker. Die Auswirkungen der höheren Wärmenutzung über das Jahr sind in Tab. 5 dargestellt. So steigt die Brutto Wärmenutzungsgrad vom 48% im REF Fall auf 96% im SEA Fall.







Abb. 10 gibt die Auswirkungen auf die theoretischen Erträge am Spotmarkt für das Jahr 2017 im Jahresverlauf anhand monatlicher Werte für die spezifischen Erträge wieder. Zunächst ist für alle Fälle ein saisonaler Verlauf zu erkennen mit hohen Werten (Januar) und niedrigen Werten (April). Weiterhin zeigt die saisonale Fahrweise (SEA/SEA+) im Vergleich in den Sommermonaten höhere und in den Wintermonaten niedriger Werte. Dies lässt sich mit der veränderten Flexibilität erklären. Im Winter steht viel Gas zu Verfügung und das BHKW hat viele Einsatzstunden um die Wärme zu decken, dadurch sinkt die Flexibilität am Strommarkt. Im Sommer ist die Flexibilität dadurch deutlich höher, da weniger Gas zu Verfügung steht und das BHKW nur geringe Einsatzzeiten hat, die dann aber in Zeiten mit hohen Strompreisen erfolgen. Im REF Fall bleibt die verfügbare Flexibilität über das ganze Jahr konstant. Weiterhin zeigt die Abb. 10 das die Größe der Anlage für spezifischen Erträge nicht entscheidend ist (Vergleich REF vs Redu oder auch SEA vs SEA+). Auch sind die relativen Auswirkungen auf die Flex Mehrerträge (innerhalb des EEG Systems) stärker als auf die spezifischen Erträge der Direktvermarktung.

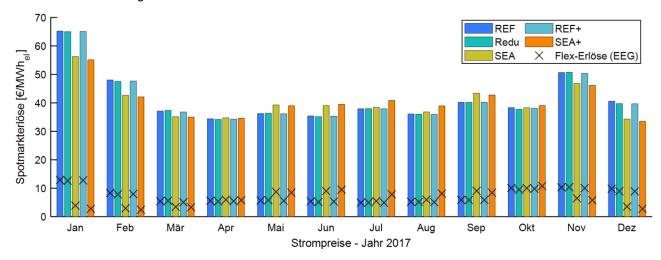


Abb. 10 Vergleich der Spotmarkerträge im Jahresverlauf mit Strompreisen von 2017

Über das Jahr gesehen gleichen sich die saisonalen Unterschiede der Fälle jedoch wieder an. So bewegt sich der Jahres-Marktwertfaktor (spezifischer Ertrag im Verhältnis zum Marktmittelwert) für alle Fälle zwischen 1.21 und 1.22. Je höher der Marktwerkfaktor desto höher die spezifischen Erträge und damit auch die Flexerträge innerhalb des EEG Systems. Betrachtet man die historischen jährlichen Spotmarkterträge der Jahre 2008-2017 (Abb. 11) weisen die nicht saisonalen Fahrweisen jedoch höhere Marktwertfaktoren auf (Zahlen über Balken). Die Markwertfaktoren reicht von 1,26 (REF in 2009) bis 1,11 (SEA/SEA+ in 2011). Auch Abb. 11 zeigt für die theoretische, historische Erträge (absolut & Flex-EEG) um das Ende der 10er Jahre deutlich höhere Werte und für 2016 einen Tiefpunkt. Im Mittel über alle Jahre ergibt sich ein Marktwertfaktor von 1,21 für den REF Fall und 1,17 für den SEA+ Fall.

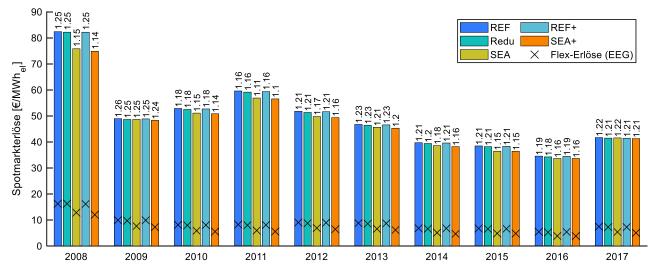


Abb. 11 Jährliche Spotmarkterträge und Marktwertfaktoren (Zahlen über Balken), auf Basis von historischen Strommarktdaten







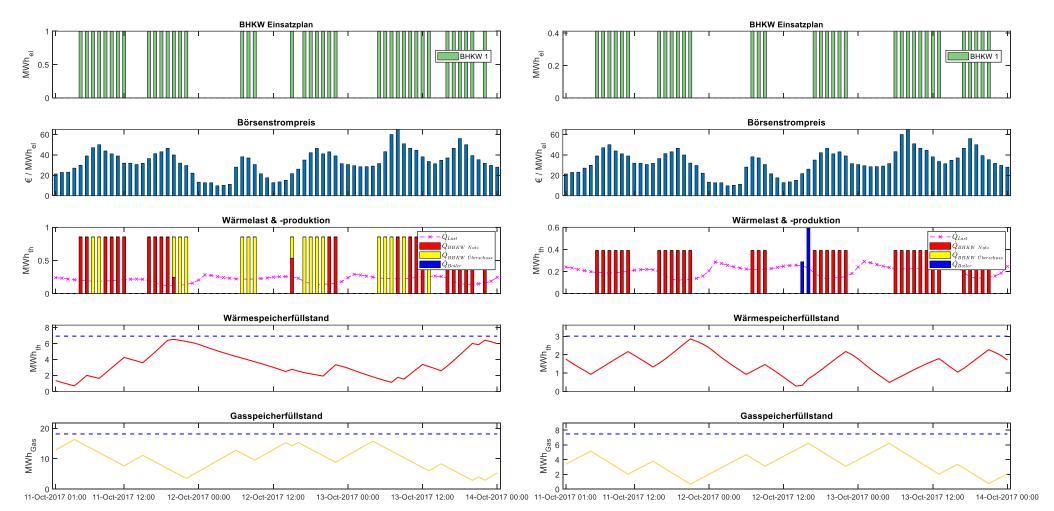


Abb. 12 Details der BHKW-Einsatzoptimierung über einen Zeitraum von 72h – Vergleich REF (links) vs. SEA (rechts)







Werden neben den Erträgen auch die Kosten betrachtet (Abb. 13) ist die saisonale Fahrweise im direkten Vergleich bezüglich des anlegbaren Werts, der für die Ausschreibung des EEG relevante Größe, vorteilhaft (siehe Vergleich Redu mit SEA oder REF+ mit SEA+). D.h. die höhere Wärmenutzung gleicht den Flexverlust im Strommarkt aus. Jedoch ist eine Reduktion der BL nur vorteilhaft, wenn andere Gründe wie etwa der Nawaro-Reduktion auf Grund des Maisdeckels, neue Gärrestlagerkapazitätsrestriktion oder Genehmigungshemmnisse vorliegen. Dies zeigt sich im Vergleich REF mit SEA, durch die höhere BL im REF Fall sind die reinen Gestehungskosten deutlich geringer (Skaleneffekte) und somit auch der anlegbare Wert. Die Differenz beträgt 30 €/MWh_{el}. Für die Anlage wäre dadurch eine Reduktion der BL mit Blick auf die Höchstgebotsgrenze der EEG Ausschreibungen für Biomasse nicht möglich.

Neben den Vergleich der unterschiedlichen Fahrweisen sind in Abb. 13 auch die unterschiedlichen BHKW Varianten abgebildet. In den meisten Fällen ist hier die Variante 1 (ein großes neues BHKW) ggü. den Varianten 2 und drei (mit zwei BHKW) mit ca. 10 €/MWhel im Vorteil. Ausnahme ist hier die Variante 4 (altes BHKW wird weiter betrieben) im Redu und SEA Fall, da hier durch die Absenkung der BL, die vorhanden installierte Leistung ausreicht und keine Neuinvestition bzw. Zusatzinvestition zu Beginn der Betrachtungsperiode notwendig ist. Auch zeigt Abb. 13, dass der Flexzuschlag den gleichen Größenbereich wie die Flexerträge aufweisen, und somit für den Weiterbetrieb des EEG von großer Bedeutung ist.

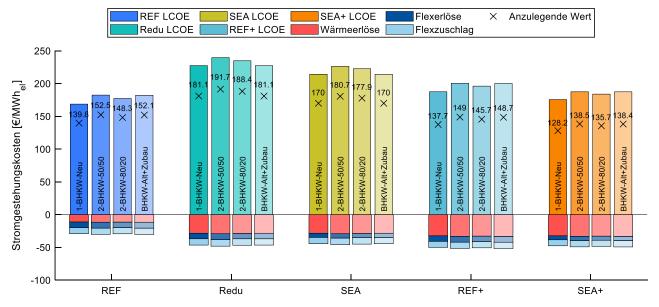


Abb. 13 Gestehungskosten (LCOE) der saisonalen Fahrweise, Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall

Werden nur die reinen Markterträge betrachtet (Abb. 14), ist kein Fall und BHKW-Variante ohne Förderung unter aktuellen Bedingungen wirtschaftlich. Die Differenzbeträge, d.h. nicht gedeckten Kosten, reichen von 157 €/MWh_{el} im Redu Fall Variante 2/3 bis 93 €/MWh im SEA+ Fall Variante 1. Wie auch bei dem anlegbaren Wert, ist die saisonale Fahrweise im direkten Vergleich mit ca. 10 €/MWh_{el} vorteilhaft.

Wie bereits in Tab. 5 gezeigt, steigen durch die saisonale Fahrweise die Wärmenutzung. Dies gilt jedoch auch für die reine Leistungsreduktion (Redu). Analog zu höheren Wärmenachfrage wie im Fall REF+ steigt die Wärmenutzung in den Bereich 70-80% (siehe Abb. 15). Dies Steigerung reduziert die THG-Emissionen um 50% (REF+). Die weitere Steigerung der Wärmenutzung 98% reduziert die Emissionen um 84% (SEA+). Durch zusätzliche Veränderung des Substratmixes (Nawaro-Reduktion) sind sogar negative Emissionen (SEA) im Bereich -38 bis -48 kg/MWhel möglich.

Die Ergebnistrends aus Abb. 13- Abb. 15 sind auf alle Anlagen aus Tab. 4 übertragbar. Abb. 16 zeigt die Ergebnisse der Gestehungskosten, des anlegbaren Werts, Differenzbetrag sowie THG-Emissionen und Wärmenutzungsgrade. Die Verhältnisse der unterschiedlichen Fälle zueinander sind unabhängig von der Größe der Anlage, absolut zeigen sich jedoch deutliche Unterschiede zwischen den Anlagen. Zum Beispiel weist BGA2 für alle Fälle hohe anlegbare Werte für einen EEG-Anschlussbetrieb auf. BGA4 weist dagegen die niedrigsten Werte auf. Skaleneffekte spielen auch hier wieder die größte Rolle. Der niedrigste Differenzbetrag wird für BGA4 mit 86 €/MWhel erzielt, weist aber gleichzeitig die höchsten THG Emissionen der SEA+ Fälle auf.







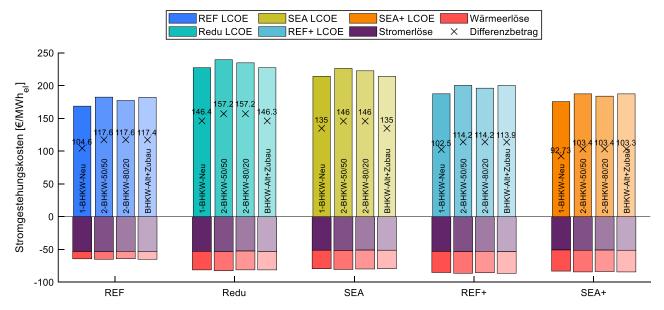


Abb. 14 Differenzbeträge der saisonalen Fahrweise, Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall

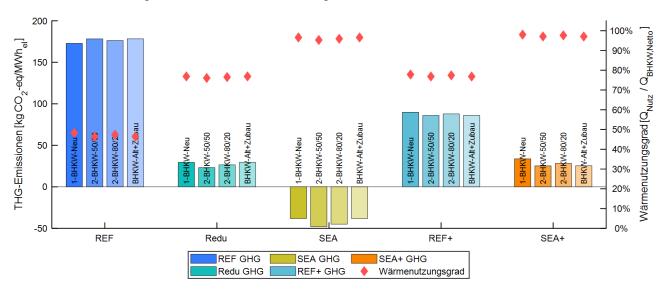


Abb. 15 Treibhausgasemissionen für saisonale Fahrweise, Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall

Werden wichtige Faktoren wie die Überbauung, Speicherkapazitäten (Wärme und Gas) oder der Wärmepreise verändert ergeben sich die Ergebnisse in Abb. 17 für die Fälle REF, Redu und SEA. Die Fälle REF+ und SEA+ sind im Anhang in Abb. 62 dargestellt. Abb. 17 zeigt die Auswirkungen auf die Gestehungskosten, Marktwertfaktoren den anlegbaren Wert und den Differenzbetrag. Die Auswirkungen der veränderten Speicherkapazitäten sind im Vergleich vernachlässigbar. Lediglich der Marktwertfaktor steigt leicht mit zunehmender Speicherkapazität, da aber auch die Gestehungskosten steigen sinkt der anlegbare Wert bzw. Differenzbetrag nicht. Gegenteiliges kann für eine steigende Überbauung gesehen werden. Die Gestehungskosten steigend nicht zwingend mit der Überbauung (siehe LCOE für Redu/Sea), da Skaleneffekte des BHKWs und Gasspeicher-Aspekte (BL Reduktion benötigt weniger zusätzlichen Gasspeicher). Gleichzeitig gleichen sich die Marktwertfaktoren, d.h. die saisonale Fahrweise profitiert stärker von höheren Überbauungsgraden. Damit ergibt sich für den anlegbaren Wert und den Differenzbetrag ein Optimum bei einem Überbauungsgrad von 4. Der wichtigste Faktor für die Wirtschaftlichkeit ist jedoch der Wärmepreis. Auch sind die Auswirkungen auf die Fälle mit höherer Wärmenutzung (Redu, SEA) stärker.







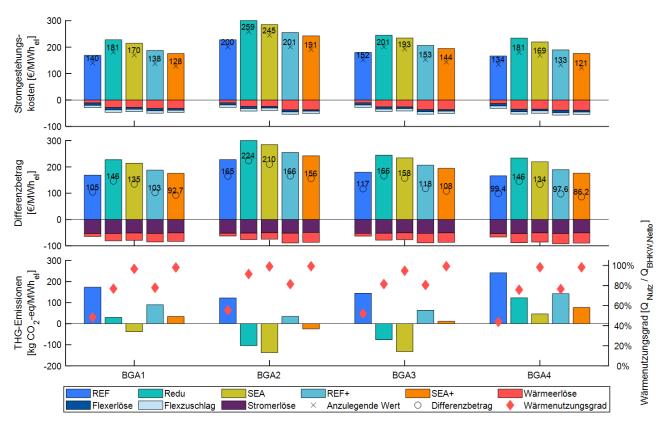


Abb. 16 Saisonale Fahrweise im Anlagenvergleich (für BHKW Variante 1), Vergleich verschiedenere Varianten mit dem Referenzfall

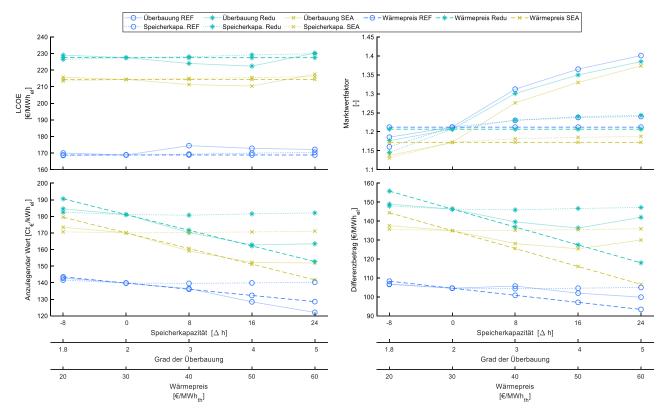


Abb. 17 Sensitivitätsanalyse für die Parameter Überbauung, Speicherkapazitäten und Wärmepreise in den Fällen REF, Redu & SEA der BGA1

Wird nun die Variation der Überbauung und der Wärmepreise kombiniert (Abb. 18, für REF+/SEA+ siehe Abb. 63), kann die saisonale Fahrweise bei einem Überbauungsgrad von drei und hohen Wärmepreisen im Bereich







>60 €/MWh niedrigere anlegbare Werte und Differenzbeträge als der REF Fall erzielen. D.h. die höhere Wärmenutzung kann Skaleneffekte einer größeren BGA ausgleichen.

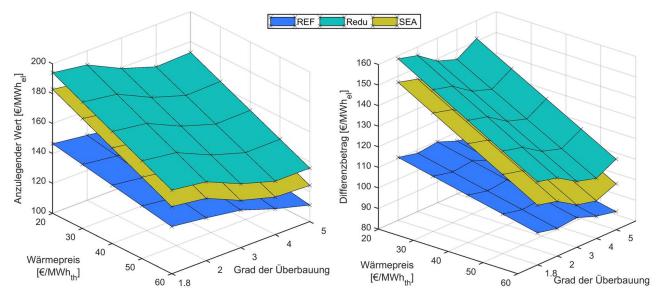


Abb. 18 Kombination der Parametervariation Wärmepreis und Überbauungsgrad in den Fällen REF, Redu & SEA der BGA1

Zusammenfassend zeigt sich, dass die saisonale Fahrweise für BGA mit einer saisonalen Wärmelast ein aussichtsreiches Konzept für den Weiterbetrieb darstellt. Jedoch gehen durch die saisonale Fahrweise gehen die höheren Flex-Erträge im Winter verloren. Ein höhere Überbauungsgrad ist deshalb vorteilhaft. Im Gegensatz zu einer BL-Reduktion ohne saisonale Produktion, können jedoch niedrigere Flexerträge durch die Wärme kompensiert werden. Bei sehr hohen Wärmerträge(preisen) kann eine saisonale Fahrweise mit BL-Reduktion sogar ggü. dem Referenzfall vorteilhaft sein. Auch in dem Versorgungsfall mit einem größeren Wärmebedarf ist die saisonale Fahrweise vorteilhaft. Die Differenz beträgt in der Regel 10 €/MWhel. Es ist jedoch zu beachten das eine Verschiebung der BL durch die max. Raumbelastung im Winter begrenzt ist. Laufen Bestandsanlage bereits im Ausgangszustand naher der Raumbelastungsgrenze, ist somit eine Verschiebung nicht möglich. Eine mögliche Strategie für Bestandsanlagen für den Weiterbetrieb könnte sein, bereits innerhalb der ersten EEG Periode eine moderate Überbauung (z.B. 2-3-fach) vorzunehmen und im Anschluss durch Absenkung der BL z.B. mittels Nawaro Reduktion und Beibehaltung der inst. Leistung die verfügbare Flexibilität zu erhöhen. Speziell in den nächsten Jahren (20er/Anfang 30er) könnte die Flexibilität durch Zunahme von fluktuierenden Energien und Abbau konventioneller Kapazität (Atom, Kohle) an Wert gewinnen. Zudem ist durch die Strategie geringere Investition für einen höheren Überbauungsgrad notwendig, dies senkt das Risiko. Wird gleichzeitig der Nawaro Anteil reduziert, ergibt sich ggf. auch hier ein geringeres Risiko, da der Nawaroanbau im Zuge des Klimawandels verstärkt von Unsicherheiten der Erträge betroffen sein wird. Auch könnte der geringere Leistungszubau ggf. Vorteile im Genehmigungsprozess mit sich bringen.

III.3.2 Substratwechsel

Für die drei Regionen lassen sich, die in der nachstehenden Tabelle befindlichen, THG-Emissionen für verschiedenen Substrate berechnen, die in einer Biogasanlage eingesetzt werden können. Auffällig ist der große Unterschied bei den THG-Emissionen von Silomais. Ausschlaggebend dafür ist die deutlich geringere spezifische Erntemenge in Thüringen, siehe dazu die Tab. 40 im Anhang. Mithilfe dieser ermittelten Emissionen und weiteren anlagenspezifischen Faktoren, welche im Projekt aggregiert wurden, können die THG-Emissionen für die Bestandsanlagen berechnet werden.







Tab. 24 Regionale THG-Emissionen der Substrate unter Anwendung von regionalen Inputfaktoren

Substratklassen	Substrate	BW [kg CO _{2eq} / t FM]	NI [kg CO _{2eq} / t FM]	TH [kg CO _{2eq} / t FM]
	Silomais	41,78	69,66	156,01
NAWARO-Mais	CCM	189,45	187,47	179,01
TV WV II CO IVIGIO	Körnermais	271,50	278,97	271,90
	Getreidekörner	379,40	324,62	406,07
	Hirse	37,67	37,47	37,41
NAWARO	Zuckerrübe	48,55	47,74	34,64
	GPS	93,78	79,98	93,45
	LAPF	8,15	8,15	8,15
GRAS	Grassilage	133,54	140,39	139,54
	Ackerfutter	244,32	243,95	243,72
	Getreidestroh	3,14	2,89	3,61
Alternative	Maisstroh	7,83	7,31	8,87
	Silphie	31,08	31,03	31,01
	Hühnertrockenkot	-36,27	-36,27	-36,27
	Rinderfestmist	-34,78	-34,78	-34,78
Wirtschaftsdünger	Rindergülle	-53,50	-53,50	-53,50
	Schweinefestmist	-50,38	-50,38	-50,38
	Schweinegülle	-56,82	-56,82	-56,82

In Abb. 19 ist die Anzahl der Biogasanlagen über den spezifischen THG-Emissionen dargestellt. Die Grafik gibt Aufschluss darüber wie viele Anlagen des Bestandes sich in einem THG-Emissionsbereich befinden und zeigt die durchschnittlichen Emissionen über die gesamte Anlagenzahl in der Region.

Der Mittelwert der THG-Emissionen von BW sind aufgrund der kleineren Anlagen, der geringeren Volllaststunden und Bemessungsleistung am höchsten. Außerdem ist die Datenlage anders als bei NI und TH. Die Daten des Substrateinsatzes von BW basieren auf BHKW-Größenklassen. Für Niedersachsen und Thüringen liegen die Substratdaten auf Landkreisebene vor. Die Emissionen von Thüringen sind im Vergleich so gering, da in Thüringen ein hoher Gülle-Einsatz besteht. Dadurch werden Emissionen für die Biomassebereitstellung vermieden.







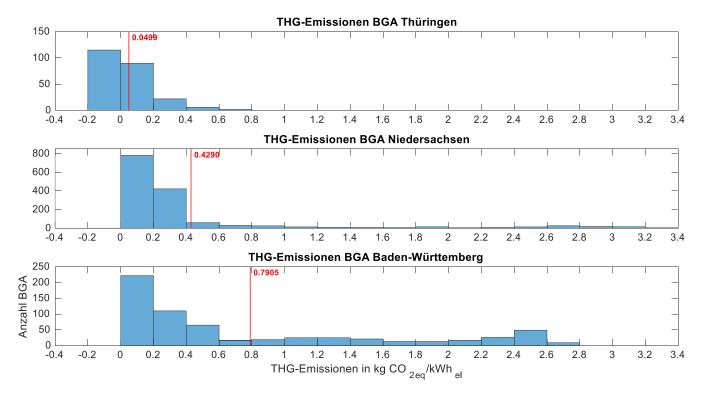


Abb. 19 THG-Emissionen der Bestandsanlagen in Thüringen, Niedersachsen und Baden-Württemberg (ohne Anwendung eines Folgekonzeptes)

Nachfolgend sind die Ergebnisse unter Anwendung der verschiedenen Substratmix-Konzepte, welche in Tab. 7 aufgezeigt wurden, dargestellt. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse sind in der Abb. 20 beispielhaft für das Konzept N-G zu finden.

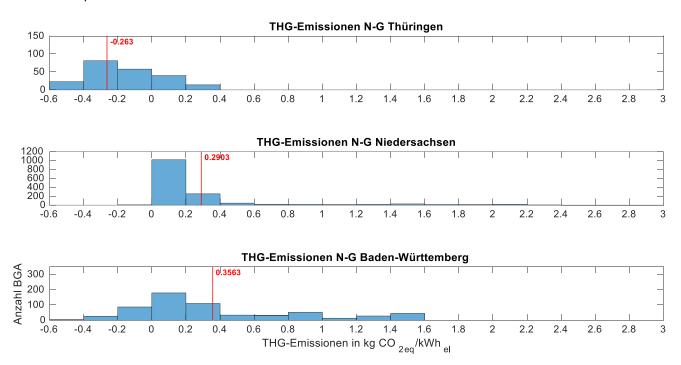


Abb. 20 THG-Emissionen unter Anwendung des Konzeptes N-G

Dieses Konzept weist im Bezug zum gesamten Bestand in den Regionen die positivste Änderung auf. Dadurch können die Emissionen im Vergleich zum Ausgangszustand deutlich reduziert werden. In Tab. 25 sind die THG-Emissionen für die drei Regionen unter Nutzung der entwickelten Konzepte dargelegt.







Tab. 25 THG-Emissionen unter Anwendung der Substrat-Konzepte:

Substrat-Konzept	\emptyset BW	ØTH	\emptyset NI			
Substrat-Norizept	kį	kg CO ₂ /kWh _{el}				
Bestand	0,7905	0,0499	0,4290			
MD-SSi	0,5317	-0,0019	0,3485			
MD-GSSi	0,4710	-0,0023	0,3069			
MD-Si	0,5528	-0,0009	0,3653			
MD-G	0,5056	-0,0016	0,3231			
MD-R	0,5525	-0,0008	0,3694			
N-S	0,4988	-0,1341	0,3418			
N-Si	0,5304	-0,1193	0,3542			
N-G	0,3563	-0,2630	0,2903			

Im Vergleich zum Bestand verursachen alle Konzepte eine Reduktion der THG-Emissionen. Im Detail müssen die Konzepte aber auf Einzel-Anlagenebene untersucht werden, also für jedes Cluster anhand einer Bespielanlage, da die Umsetzbarkeit und Auswirkungen so besser abgeschätzt werden können.

Im Folgenden sind die Ergebnisse, sowie die Bemessungsleistung und die Änderung für eine Beispielanlage aufgelistet (Tab. 26).

Tab. 26 Substratmix, Bemessungsleistung und THG- Emissionen der Beispielanlage (350 kW_{el}) unter Anwendung der verschiedenen Konzepte, Funktionelle Einheit :1 kWh_{el} eingespeiste Energie

Substrat- Konzept		Substratmix-Anteile in %			Bemes- sungs-leis- tung	Veränderung Bemessungs- leistung	THG-Emis- sionen	THG- Emis- sionen Ver- änderung	
	Mais*	Silo- mais	Stroh	Silphie	Rinder- Gülle	kWel		kg CO _{2eq} / kWh _{el}	
Bestand	44,04	43,55	0	0	30,05	218,47		0,1788	
MD-SSi	34,04	33,55	10	0	30,05	207,34	-5,09%	0,148	-17,23%
MD- GSSi	34,04	33,55	0	0	40,05	190,21	-12,94%	0,1045	-41,55%
MD-Si	44,00	43,51	0	0,04	30,05	218,28	-0,09%	0,1641	-8,22%
MD-G	44,00	43,51	0	0	30,09	218,22	-0,11%	0,1640	-8,28%
MD-R	44,00	43,51	0	0	30,05	218,20	-0,12%	0,1641	-8,22%
N-S	34,04	33,55	0	10	30,05	206,33	-5,56%	0,1453	-18,74%
N-Si	34,04	33,55	10	0	30,05	207,34	-5,09%	0,148	-17,23%
N-G	34,04	33,55	0	0	40,05	190.21	-12,94%	0,1045	-41,55%

In der Tabelle ist deutlich zu sehen, dass die verschiedenen Konzepte eine Reduzierung der Bemessungsleistung verursachen. Grund dafür ist die Substitution von Silomais durch ein Substrat, welches einen geringeren Biogasertrag aufweist.

In der Abb. 21 ist deutlich zu erkennen, dass der Hauptverursacher der THG-Emissionen die Biomassebereitstellung ist. Ersichtlich ist die höhere Gülle-Gutschrift bei einem höheren Einsatz von Gülle. Auch hier sieht man die deutlichen Einsparungen der THG-Emissionen unter Anwendung des Konzeptes N-G, bzw.







MD_GSSi. Auch durch nur eine kleine Änderung des Substratmixes ist eine Reduzierung der THG-Emissionen um etwa 8 % möglich, wie bei den Konzepten MD-Si, MD-G und MD-R zu sehen ist.

Bei dem Konzept N-S ist zu beachten, dass ein höherer eigener Strombedarf vorliegt und dadurch die eingespeiste Energiemenge geringer ausfällt.

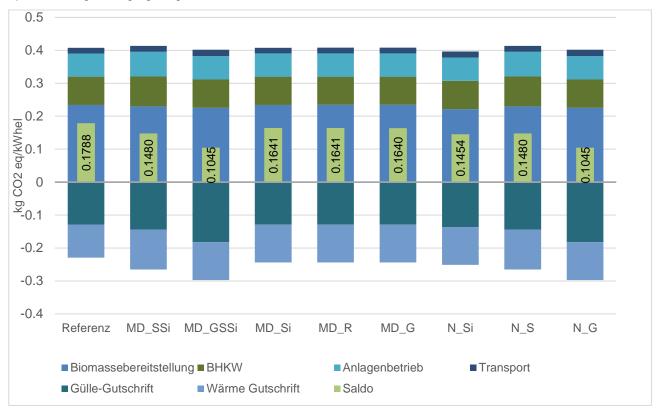


Abb. 21 THG-Emissionen der Beispielanlage unter Anwendung der Substratwechsel-Konzepte

Zusammenfassend lässt sich folgendes sagen:

- Die Reduzierung der THG-Emissionen durch eine Änderung des Substratmixes ist möglich.
- Ein Substratwechsel kann als Mittel für die Reduzierung des Mais*-Anteil eingesetzt werden (Stichwort Maisdeckel)
- Eine Individuelle Umsetzung ist bei jeder Anlage möglich, und sollte auch auf Einzel-Anlagenebene geprüft werden, da viele Faktoren einen Substratwechsel beeinflussen.

Folgende Punkte sollten beachtet werden:

- Es ist Ggf. eine neue Genehmigung bzw. Änderung der Genehmigung erforderlich,
- Teilweise bedingt ein Substratwechsel einen h\u00f6heren Fl\u00e4chenbedarf oder geringere Bemessungsleistung
- Ggf. muss eine Anpassung der Einbringtechnik, der Erntetechnik und anderes vorgenommen werden.

Bisher erfolgte die Betrachtung des Substratwechsels nur unter Berücksichtigung der ökologischen Aspekte, welche vor allem bei der CO₂-Bepreisung eine wichtige Rolle spielt und natürlich auch um Klimaziele einzuhalten. Besonders zu berücksichtigen sind aber auch die finanziellen Auswirkungen. Auch wenn das Substrat evtl. günstiger ist und somit der Anbau günstiger wird, kann es aber aufgrund der notwendigen Technik und Reduzierung der Bemessungsleistung zu keiner positiven ökonomischen Bilanz kommen.

Für einen optimalen Substratwechsel müssen weitergehende Berechnungen erfolgen und verschiedene Kombinationen getestet werden. Des Weiteren müssen auch noch andere ökologische Faktoren wie bspw. das Versauerungspotenzial oder die Eutrophierung betrachtet werden. In der Abb. 7 sind die Anlagenanzahl über







dem Versauerungspotenzial dargestellt, sowie der Mittelwert über alle Bestandsanlage in der jeweiligen Region.

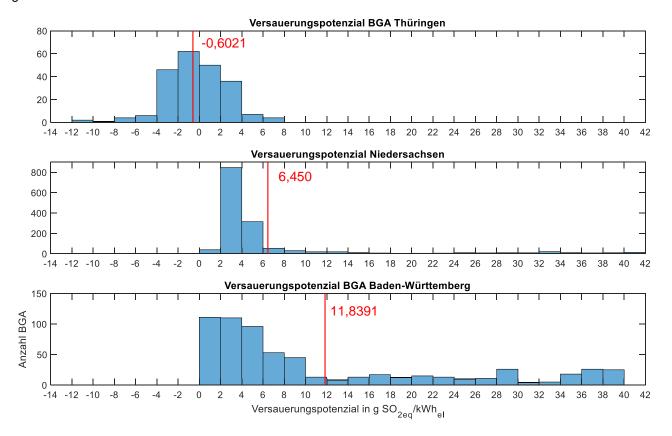


Abb. 22 Versauerungspotenzial des Bestandes in den der drei untersuchten Regionen Thüringen, Niedersachsen und Baden-Württemberg

Auch hier spiegeln sich die gleichen Tendenzen wieder, wie auch bei den THG-Emissionen. In BW ist der Mittelwert deutlich höher als in NI und TH, die Gründe hierfür sind die gleichen wie auch bei den THG-Emissionen. Als Ausblick welchen Einfluss der Substratwechsel auf das Versauerungspotenzial haben kann, ist in der folgenden Tabelle das Versauerungspotenzial der einzelnen Substrate gelistet.

In der nachfolgenden Abbildung ist das Eutrophierungspotenzial der drei Regionen und der zugehörige Mittelwert dargestellt.







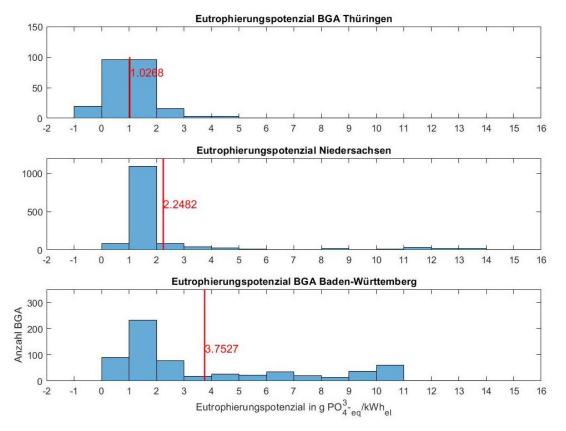


Abb. 23 Eutrophierungspotenzial des Bestandes in den drei untersuchten Regionen

Als Ausblick welchen Einfluss der Substratwechsel auf das Versauerungs- sowie Eutrophierungspotenzial haben kann, sind in der folgenden Tabelle die Potenziale der einzelnen Substrate gelistet.







Tab. 27 Regionales Versauerungs- und Eutrophierungspotenzial der verschiedenen Substrate für den BGA Bestand in den drei untersuchten Regionen

Substrat-	Substrate	BW		NI		TH	
klassen		[g SO _{2eq} / t FM]	[g PO ₄ ³- _{eq} / t FM]	g SO _{2eq} / t FM]	[g PO ₄ ³- _{eq} / t FM]	[g SO _{2eq} / t FM]	[g PO ₄ ³- _{eq} / t FM]
	Silomais	203	33	318	48	524	87
NAWARO-	CCM	693	113	680	111	635	103
Mais	Körnermais	976	164	991	167	944	157
	Getreidekörner	1526	262	1291	227	1513	248
NAWARO	Hirse	169	28	168	28	168	28
	Zuckerrübe	177	27	173	28	108	27
	GPS	351	63	294	55	337	62
GRAS	LAPF	60	10	60	10	60	10
	Grassilage	588	100	609	104	580	98
	Ackerfutter	913	157	910	157	908	157
	Getreidestroh	23	4	21	4	27	5
Alternative	Maisstroh	38	7	30	5	45	7
	Silphie	151	25	151	25	151	25

Auch hier lassen sich die Unterschiede in den Potenzialen in den einzelnen Regionen mit den unterschiedlichen Erträgen erklären. Des Weiteren beeinflussen Schlaggröße, Hof-Feld-Entfernungen und der Stickstoff-Bodenvorrat die einzelnen Potenziale. Es ist ersichtlich, dass die Alternativen-Substrate ein deutlich geringeres Versauerungs- und Eutrophierungspotenzial haben als die Nawaro-Mais-Substrate. Dies gibt ein Indiz, dass ein Substratwechsel hin zu Alternativen-Substrate insgesamt positiv für die Biogasanlage ausfallen kann.

III.4 Auswirkung und Ranking von Folgekonzepten auf die Referenz-BGA

Abb. 24 stellt die Ergebnisse der modellierten Folgekonzepte (siehe Tab. 18) für die ausgewählten Referenz-BGA (siehe Tab. 3) anhand der wichtigsten Leistungskennzahlen dar. Alle Ergebnisse entstammen dem REF Szenario, Ergebnisse für das Flex++ (Abb. 58) und EEG-Mod (Abb. 59) Szenario finden sich im Anhang unter Kapitel V.2.4. Werden die reinen Gestehungskosten (LCOE) betrachtet wird ersichtlich das die Anlagen mit höheren Gülleanteilen und einer Größer >200 kWel,BL (BGA24) niedriger LCOE aufweisen. Auch werden Skaleneffekte ersichtlich, so weist BGA1 zum Beispiel hohe LCOE auf. Da BGA 5 und 6 von dem Maisdeckel besonders betroffen sind, sinkt in dem Konzept "FlexRegulär" die BL deutlich ab, für die BGA5 sogar mehr als 50%. Wird dagegen Mais durch Stroh und Silphie wie im Konzept "Substratwechsel" ersetzt, sinkt die BL weniger stark und dank Skaleneffekten können niedrigere LCOE erzielt werden. Auch beim anlegbaren Wert ist das Konzept "Substratwechsel" für Nawaro Anlagen von Vorteil, kleine Nawaro-Anlagen wie BGA6 liegen aber sehr nahe der Höchstgebotsgrenze. Für BGA 1 bis 5 ist das Konzept "Saisonal" dagegen von Vorteil auch wenn es höhere LCOE durch die reduzierte BL aufweist. Grund sie die steigenden spezifischen Wärmeerträge und die relativ höheren Flexerträge und -zuschläge auf Grund der höheren Überbauung. So zeigt BGA3 mit 75 €/MWhel den niedrigsten anlegbaren Wert aller Referenz-BGA im REF Szenario. Es zeigt sich also das Effizienzgewinne im Bereich Wärme ökonomische Skaleneffekte der Gasproduktion ausgleichen können.







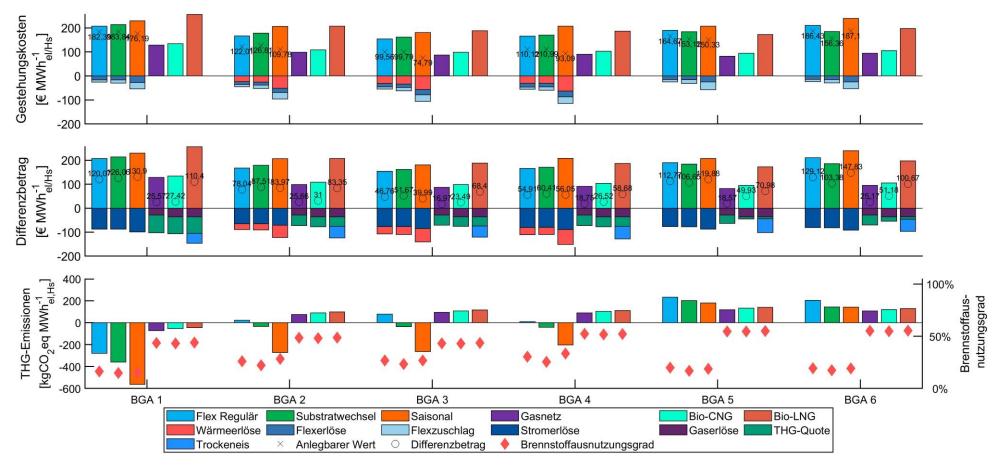


Abb. 24 Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im REF Szenario anhand der Leistungskennzahlen Differenzbetrag, THG-Emissionen, und Gestehungskosten. Verzeichnet ist auch der anlegbare Wert und der Brennstoffausnutzungsgrad







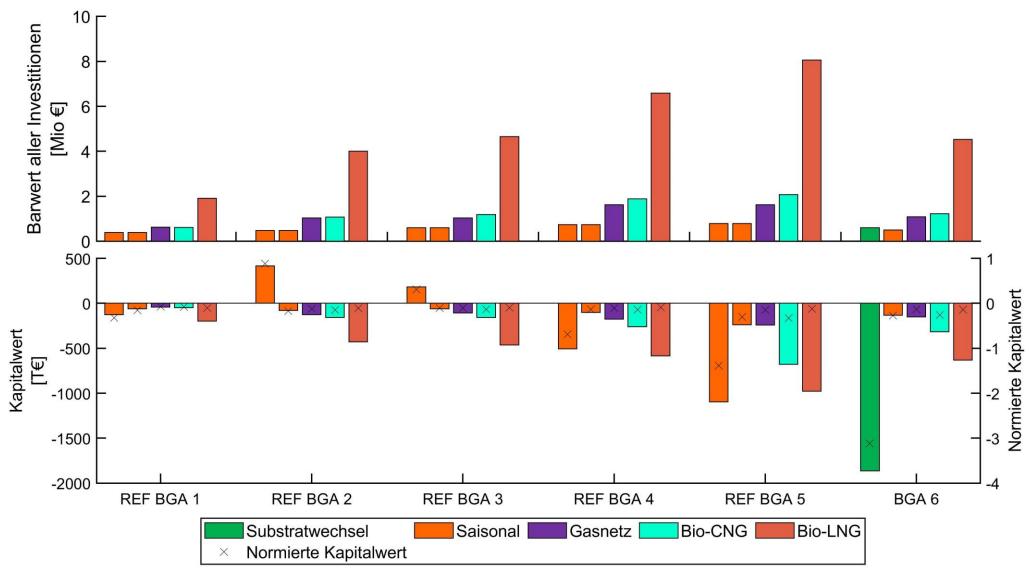


Abb. 25 Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im REF Szenario anhand des Investitionsbedarfes und des (normierten) Kapitalwertes







Wird statt des anlegbaren Werts der Differenzbetrag betrachtet, zeigen die Biomethankonzepte ihre Vorteilhaftigkeit, auch wenn im REF Szenario keine Referenz-BGA einen positiven Differenzbetrag aufweist und kostendeckend betrieben werden kann. Ein Grund sind die hohen Erträge der THG-Quote im Kraftstoffmarkt, in dem bereits hohe CO₂-Preise vorliegen. Hohe Gülleanteil, die für niedrige THG-Emissionen sorgen und eine hohe THG-Minderung erzielen, erhöhen so die THG-Quote. BGA1 weist dadurch die höchsten spezifischen THG-Quoten Erträge von bis zu 74 €/MWhHs auf. Hohe LCOE auf Grund der Anlagengröße sorgen aber auch für hohe Differenzbeträge im Vergleich zu den Biomethankonzepten der anderen Referenz-BGA. Obwohl BGA5 keine hohe spezifischen THG-Quotenerträge erzielt, weist sie den geringsten Differenzbetrag für das Folgekonzept "Biomethan" auf. Grund sie die niedrigen LCOE von 82 €/MWhHo.

Die Folgekonzepte der direkten Kraftstoffbereitstellung Bio-CNG und Bio-LNG sind im Vergleich zur Biomethaneinspeisung nicht vorteilhaft, da die LCOE deutlich ansteigen. Im Bio-LNG Fall sogar mehr als 100%. Theoretische Trockeneiserträge reduzieren zwar den Differenzbetrag, dieser liegt aber weit entfernt von dem Biomethan und Bio-CNG Konzept. Weiterhin ist im Fall von BGA5 und 6 für die Konzepte Bio-CNG und Bio-LNG die Mindest-Einsparung im Kraftstoffbereich durch leicht steigende THG-Emissionen nicht mehr gegeben (steigender Strombezug) und die THG-Quoten Erträge sinken deutlich.

Wie bereits für die Detail Ergebnisse der saisonalen Fahrweise festgestellt sind die THG-Emissionen der Stromerzeugung stark von der Wärmenutzung und dem Substratmix abhängig. Die Vor-Ort KWK Folgekonzepte weisen dadurch für die Anlagen BGA1-4 negative Emissionen für die Konzepte "Substratwechsel" und "Saisonal" auf. Die niedrigsten Emissionen erzielt BGA1 mit dem höchsten Gülleanteil.

Werden durch die Szenarioanforderungen für alle Vor-Ort KWK höhere Überbauungsgrade gefordert wie im Szenario Flexx++ oder auch EEG-MOD sinken dadurch anlegbaren Werte (siehe Abb. 58 für Flex++). Zum einen steigen die LCOE durch Skaleneffekte weniger stark, für BGA1 sinken sie sogar, zum anderen steigen Flexzuschlag und -erträge deutlich. Letzteres ist jedoch neben dem höheren Überbauungsgrad auch auf die besseren Rahmenbedingungen für Flexibilität zurückzuführen. Insgesamt profitiert dadurch das Folgekonzept "FlexRegulär" und "Substratwechsel" stärker. So liegt der anlegbare Wert der Konzepte "FlexRegulär" und "Substratwechsel" für die BGA 1, 2 und 4 unter "Saisonal".

Durch die höheren CO₂-Preise im Flex++ Szenario (über 200 €/tCO₂) sinkt der Differenzbetrag der Biomethankonzepte deutlich, auch wenn die LCOE durch höhere Substratpreissteigerungen sich leicht erhöhen. Für BGA1 beispielsweise steigen die THG-Quoten Erträge von 75 auf 105 €/MWh_{Hs}. BGA1 ist auch die einzige Anlage die so kostendeckend arbeiten könnte.

Zusätzliche zu den Leistungskennzahlen wird in Abb. 25 der Investitionsbedarf und normierte Kapitalwert der verschiedenen Folgekonzepte im REF Szenario verglichen. Der Kapitalwert des jeweils ersten Konzepts beinhaltet dabei auch Erträge auf Grundlage eines möglichen Zuschlags der EEG-Ausschreibungssimulation. Für die drei KWK Konzepte wird jeweils nur das mit dem niedrigsten anlegbaren Wertes (→ Konzept für Ausschreibungsteilnahme, 1. Balken von links) und das mit dem niedrigsten Differenzbetrag (2. Balken von links) dargestellt.

Der Investitionsbedarf für die Biomethankonzepte ist dabei deutlich höher als die der KWK-Konzepte. Das Bio-LNG hebt sich dabei deutlich ab und weißt sehr hohe Investitionskosten auf. Da die meisten Anlagen (1, 4-6) keinen Zuschlag im REF Szenario erzielen kann, sind die Kapitalwerte (absolut und normiert) zum Teil stark negativ, da ein Großteil der Erträge fehlt (jeweils 1. Balken). BGA 2 und 3 können dagegen einen Zuschlag erzielen und weisen positiven Kapitalwerte auf und können so in den Weiterbetrieb gehen.

Analog finden sich die Ergebnisse für das Flex++ (Abb. 60/Abb. 58) und EEG-Mod (Abb. 61) Szenario im Anhang unter Kapitel V.2.4. Unterschiede in den Szenarien betreffen vor allem die Zuschläge in den EEG-Ausschreibungen. Im Flex++ Szenario sind dies BGA 1, 3-5 und im EEG-Mod Szenario BGA 1-5. Auch verändert sich je nach Anlage und Szenario auch das vorteilhafte Folgekonzept für die Ausschreibung. So wechselt BGA1 von "Saisonal" auf Substratwechsel (Flex++) und "FlexRegulär" (EEG-Mod). Auch sind die Kapitalwerte für BGA1 in diesem Szenario positiv für die Gasnetz und Bio-CNG Konzepte. Gegenüber der EEG-Teilnahme sind diese aber nicht wirtschaftlich attraktiv genug und mit mehr Risiko verbunden.







III.5 Sensitivitätsanalyse auf Anlagenebene – Auswirkungen auf die Folgekonzepte

Am Beispiel der REF-BGA 2 werden die verschiedenen Sensitivitäten in Abb. 26 und Abb. 27 für die Konzept Gruppe Vor-Ort-KWK und in Abb. 28, Abb. 29, und Abb. 30 für die Gruppe Biomethan dargestellt. Als Ausgangslage wurde das REF Szenario herangezogen, es wurden jedoch für eine bessere Vergleichbarkeit keine Zeitreihen für Strom-, Wärmepreise (siehe Tab. 43) verwendet. Stattdessen wurden statische Werte mit Preissteigerungen verwendet, die für alle Anlagen gleich sind und nicht vom Zeitpunkt des Weiterbetriebs abhängen. Diese Werte sind in Tabelle Tab. 28 gelistet.

Tab. 28 Startwerte der Parameter für die Sensitivitätsanalyse zum Vergleich von Folgekonzepten

Parameter	Einheit	Wert
Strompreis	€/MWh _{el}	40
Wärmpreis	€/MWh _{th}	30
Flexbonus	€/kW _{el}	40
Flexerträge	€/MWh _{el}	Optimierungsergebnis
THG-Quotenpreis Transportsektor	€/t CO₂-eq	200
CO ₂ -Preis außerhalb Transportsektor	€/t CO₂-eq	30
Substratkosten	€/tFM	Siehe Tab. 42
Zinssatz	%	2
Gaspreis	€/MWh _{Ho}	20
Trockeneisertrag	€/kg	0.4

Für die Vor-Ort-KWK Konzepte wurden die Ertragsparameter Strompreis (durchschnittlicher Börsenstrompreis), Wärmepreis, Flexerträge (≡ Marktwertfaktor) und Flexbonus sowie der Kostenparameter Substratpreise im Bereich von -50 bis 200% variiert. Gleiches gilt für die Biomethanertragsparameter Gaspreis, THG-Quotenpreis und Trockeneiserträge. Der Parameter Überbauungsgrad wurde von 1.8 bis 5 variiert, der kalkulatorische Zinssatz von 1 bis 6%.

Dargestellt werden in der Abb. 26 die Auswirkungen auf die Zusatzerträge im EEG, die Markterträge außerhalb des EEG sowie der anlegbare Wert und der Differenzbetrag. Innerhalb des EEG ist der Einfluss der Wärmepreise am größten, gefolgt von dem Einfluss des Flexbonus, dies gilt für alle Konzepte. Wie bereits in der Detailanalyse für das Saisonale Konzept gezeigt wurde, ist der Wärmepreis für das "Saisonale" Konzept wichtiger. Auch ist der Einfluss des Flexbonus für kleinere Anlagen von höherem Einfluss (Vergleich "Saisonal" ggü. anderen Konzepten) als für große, da Vorteil durch exponentiell sinkende Kosten bei linearem Bonus abnimmt. Der Einfluss der Strompreise und der Wertigkeit der Flexibilität ist gleich, da bei gleichbleibender, relativer Wertigkeit (Marktwertfaktor) und steigenden durchschnittlichen Strompreisniveau die absoluten Flexerträge ebenfalls steigen. Dagegen ist der Einfluss des Strompreisniveaus auf die Markterträge und den Differenzbetrag außerhalb des EEG am größten. Gefolgt wird dieser von den Wärmerträgen. Der Einfluss der sich verändernder Marktwertfaktoren ist im Vergleich am geringsten. Der Flexbonus hat kein Einfluss, da er eine EEG-Ertragsquelle darstellt.







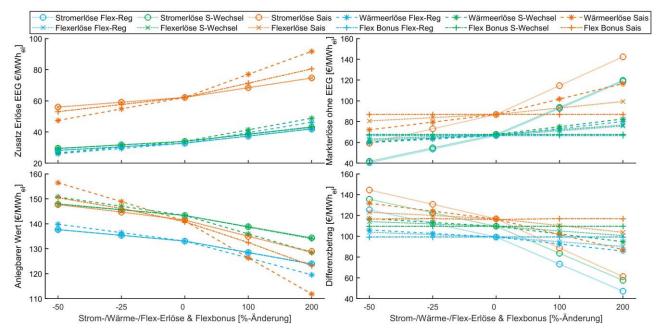


Abb. 26 Sensitivitätsanalyse der Ertragsparameter für die Vor-Ort-KWK-Folgekonzepte anhand der REF BGA 2

In Abb. 27 ist der deutliche Einfluss der Substratpreise auf die Gestehungskosten, anlegbaren Wert und Differenzbetrag zu sehen. Im Vergleich der Folgekonzepte ist der Einfluss auf "Saisonal" dabei etwas geringer, da der Gülleanteil höher ist. Der Einfluss des Zinssatzes und des Überbauungsgrades sind im Vergleich dagegen sehr gering. Auf den Marktwertfaktor wird lediglich der Überbauungsgrad, durch die steigenden Strommarkterträge kann so auch der Differenzbetrag und anlegbare Wert gesenkt werden. Für den Differenzbetrag gibt es je nach Konzept aber ein Minimum bei einem Überbauungsgrad im Bereich 4 bis 5. Für den anlegbaren Wert ist dies auf Grund des zusätzliche wirkenden Flexbonus erst bei höheren Überbauungsgraden erreicht.

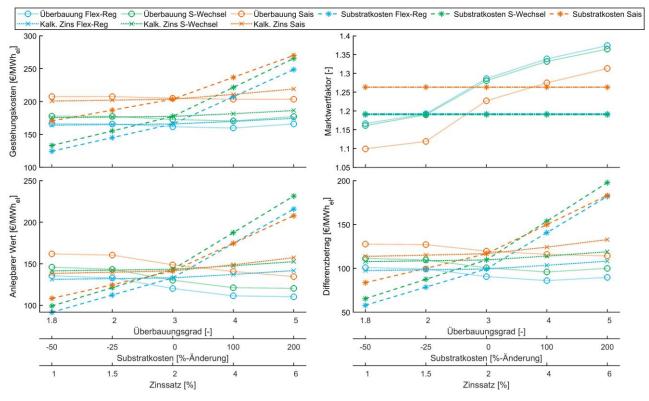


Abb. 27 Sensitivitätsanalyse der Kostenparameter für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte anhand der REF BGA 2

Für die Sensitivitäten der Ertragsparameter der Biomethankonzepte wird in Abb. 28 die Auswirkungen auf die Summe aller Erträge und den Differenzbetrag für die REF BGA 2 gezeigt. Der Einfluss der THG-Quotenerträge







ist dabei für alle Konzepte am stärksten, für das Bio-LNG wird dieser gefolgt von den Trockeneiserträgen, während der Einfluss der Gaspreise geringer ist. Da sich die REF BGA 2 für die Konzepte Gasnetz und Bio-CNG in der Ausgangslage bereits nahe der Wirtschaftlichkeit befindet, reichen geringe Steigerungen der THG-Quoten oder Gaspreis Erträge um den Differenzbetrag in den negativen Bereich zu bewegen. Im Konzeptvergleich wirken die THG-Quotenpreise stärker auf "Gasnetz" als auf "Bio-CNG/LNG". Für die Gaserträge ist dies umgekehrt, wobei der Einfluss auf "Bio-CNG" am stärksten ist.

Der Einfluss hängt jedoch stark vom Substratmix ab, dies wird deutlich, wenn man sich die gleiche Sensitivitätsanalyse für die REF BGA 6 anschaut (Abb. 29). Während für "Gasnetz" die THG-Quotenerträge weiterhin den größten Einfluss aufweisen, sind dies für "Bio-CNG" nun die Gaserträge. Für "Bio-LNG" dagegen sogar die Trockeneiserträge. Trotzdem bleibt "Bio-LNG" auch bei positiver Entwicklung der Ertragsparameter von einer Wirtschaftlichkeit entfernt.

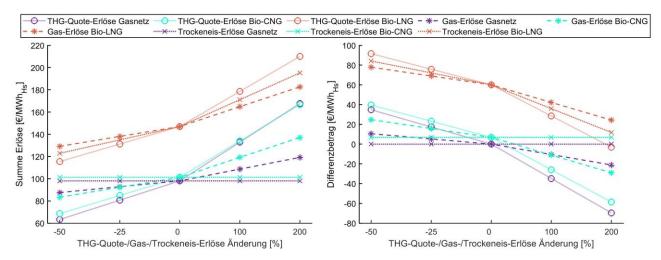


Abb. 28 Sensitivitätsanalyse der Ertragsparameter für die Biomethan-Folgekonzepte anhand der REF BGA 2

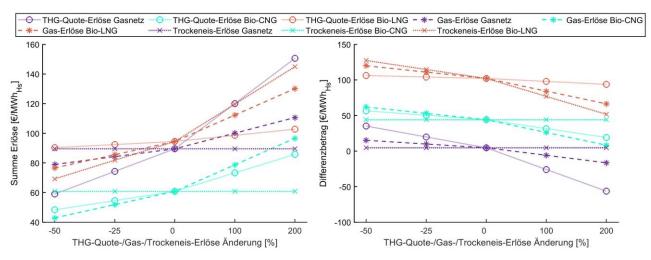


Abb. 29 Sensitivitätsanalyse der Ertragsparameter für die Biomethan-Folgekonzepte anhand der REF BGA 6

Bei Betrachtung der Kostenparameter für die Biomethankonzepte ist die Differenz zwischen Zinssatz und Substratkosten nicht mehr so stark wie bei den Vor-Ort-KWK Konzepten, dies ist besonders für das sehr investitionsintensive "Bio-LNG" der Fall (Abb. 30). Die Veränderung der Substratkosten hat aber weiterhin den größten Einfluss. Vorteilhafte, niedrige Substratkosten könnten aber für REF BGA 2 einen wirtschaftlichen Betrieb mit "Gasnetz" oder "Bio-CNG" ermöglichen.







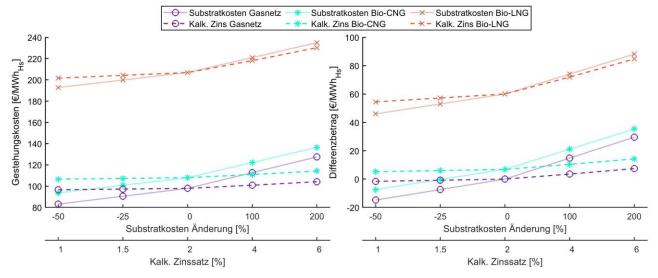


Abb. 30 Sensitivitätsanalyse der Kostenparameter für die Biomethan Folgekonzepte anhand der REF BGA 2

Da die zukünftige Entwicklung der variierten Parameter von vielen Unsicherheiten abhängt, versucht Tab. 29 eine Abschätzung zu den Perspektiven dieser zu geben. Aufteilt sind diese in Trends, Chancen und Risiken. Speziell der Biomethanmarkt im Kraftstoffsektor wird aktuell als sehr dynamisch angesehen mit vielen Trends, die auf steigende Absatzmöglichkeiten hinweisen. Im Bereich Vor-Ort-KWK wird eher von einer Zunahme des Flexibilitätsbedarfs ausgegangen. Jedoch bleiben ohne eine höhere CO₂-Bepreisung fossile Gaskraftwerke im Kostenvorteil, hohe vorhanden Kapazitäten werden dadurch nicht zu Knappheitspreisen führen. Die Steigerung der Wertigkeit der Flexibilität bleib somit voraussichtlich begrenzt und ein Betrieb außerhalb des EEG nicht wirtschaftlich. Die Entwicklung des EEG bleibt somit größte Chance aber auch ein großes Risiko. Daneben ist für alle Konzepte steigende Substratkosten ein sehr großes Risiko.







Tab. 29 Perspektiven der Markt-/Rahmenbedingungen für die beiden Folgekonzeptgruppen

	Vor-Ort-KWK	Biomethan
	•	Bioenergiestrategie des Bundes hinzu Kraftstoff und Prozessenergie
	Flexibilitätsbedarf steigt	Steigende Treibstoffminderungsquote (4% auf 6% in 2020)
Tuende	Atom und KohleausstiegZwingender Ausbau fEE für Energie-	Steigende Mindestanforderung an zulässige Kraftstoffe
Trends	 wende Teilnahme an Märkte wird erleichtert, harmonisiert (Regelleistung, Intraday-Handel) 	Steigender Bedarf an Bio-CNG/LNG im Schwer- lastverkehr und ÖPNV (auch wegen Abgas- werte), da Elektrifizierung schwierig
	•	Verbände und Großindustrie suchen neue Geschäftsfelder → "grünes Gas"
	•	Europäischer Markt/Austausch wächst
	EEG-Volumen verlängert und erhöhtDegression gestoppt•	"Produkte" einfacher als im Strommarkt
Chancen	 Verbesserungen für Kleinanlagen (siehe Gülle+ Szenario) KWKG Verbesserungen führen zur Alternative für BGA 	Erträge für hohe THG-Minderung ermöglicht Aus- gleich von Skaleneffekten (wichtig für kleine Anla- gen)
	 EEG Ausschreibungen nicht verlängert Komplexer werdende Geschäftsmodelle (mehr Produkte/Märkte, mehr Volatilität) 	Marktvolumen Wärme und Kraftstoff sehr klein, Sättigung der "THG-Minderung" ggf. schnell er- reicht
	 Konkurrenz durch andere Flexibilitätsoptio- nen, z.B. durch Batterien mit Fokus Regel- leistung → Flexwert sinkt 	Wechsel von aktuellen "EEG" Aufbereitungsanlagen führt zu steigendem Angebot → THG-Erträge sinken wieder
Risiken	Dürren)	and des fortschreitenden Klimawandels (Zunahme
	aus fossilen Ressourcen)	sten (Ausweitung CO ₂ Preise auf stoffliche Produkte
	 Zusätzliche Anforderung ar Wirtschaftsdünger) 	n die landwirtschaftliche Praxis (z.B. Ausbringung

III.6 Ergebnisse für den Gesamtbestand – Vergleich der Regionen und Folgekonzepte

In Abb. 31 ist der anlegbare Wert für die Bestandsanlagen in den drei Bundesländern für weitere 10 Jahre Betrieb dargestellt. Die Werte beruhen auf der theoretischen Umsetzung des Folgekonzepts "FlexRegulär" im REF Szenario. Jede Anlage stellt dabei ein Balken dar, die Dicke der Balken geben die anlagenspezifische Bemessungsleistung und die Farbe die Zuordnung zur Region wieder. Die Anlagen sind dabei nach der Höhe des anlegbaren Werts sortiert. Die X-Achse gibt die kumulierte Bemessungsleitung des gesamten Anlagenparks wieder. Zu sehen ist, dass dieser durch die Anlagen in NI (rot) dominiert wird, da dort die meisten Anlagen im Vergleich stehen. Auch zeigt die Kurve, dass viele Anlagen in BW (gelb) und TH (blau) einen niedrigen anlegbaren Wert aufweisen. Ein Grund für die höheren anlegbare Werte für die niedersächsischen Anlagen stellt der hohe Maisanteil dar, der zum einen durch den Maisdeckel verursachte Anpassungen im Substratmix erfordert und durch aktuell höhere Maispreise in den Eingangsdaten des Modells hervorgerufen wird.

Allgemein lässt sich an der Kurve des anlagebaren Werts (der idealerweise einer möglichen Gebotsangabe entspricht) erkennen, dass viele Anlagen unter der aktuelle, statischen Höchstgebotsgrenze von 16,9 Ct/kWhel







liegen. Jedoch ergibt sich durch die Degression von 1%/a und die anlagenspezifischen Inbetriebnahmejahre und die daraus folgenden relevanten Jahre für eine Teilnahme im Ausschreibungsprozess sehr unterschiedliche Höchstgebotswerte je Anlage. Der Mittelwert der anlagenspezifischen Gebotsgrenzen liegt bei 15,3 Ct/kWhel. Dies hat im Zusammenspiel mit dem beschränkten Ausschreibungsvolumen starke Auswirkungen ob eine Anlage weiterbetrieben werden kann oder nicht.

Würde der gesamte Bestand im REF Szenario das Konzept "Saisonal" umsetzen ergibt sich die Kurve in Abb. 32. Zu sehen ist, dass durch die Reduktion der BL die kumulierte BL stark abnimmt und nur noch bis ca. 400 MW_{el,BL} reicht. Wird die statische Gebotsgrenze herangezogen liegen so deutlich weniger kumulierte BL als im Konzept "FlexRegulär" unter dieser Grenze. Wie auch bei den Referenz-BGA gibt es im Gesamtbestand einige Anlagen die mit dem Konzept "Saisonal" den anlegbaren Wert senken können. Insgesamt verläuft die Kurve steiler, beginnt deutlich unter 50 €/MWh_{el}. Auch würde sich die regionale Verteilung verändern, während für "FlexRegulär" Anlagen aus TH die niedrigsten Werte aufweisen, mischen sich im "Saisonal" Konzept auch verstärkt Anlagen aus BW in die vorderen Plätze.

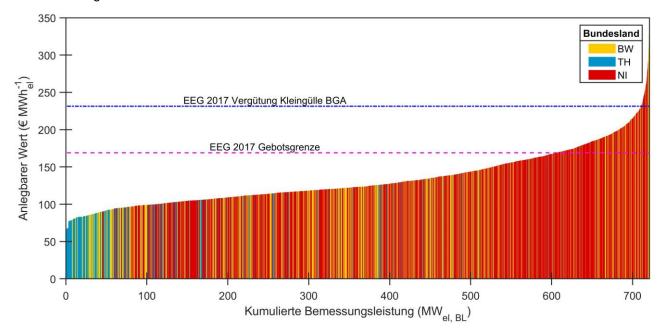


Abb. 31 Anlegbarer Wert des Bestandes für das Folgekonzept "FlexRegulär" in den Regionen BW, TH und NI im REF Szenario

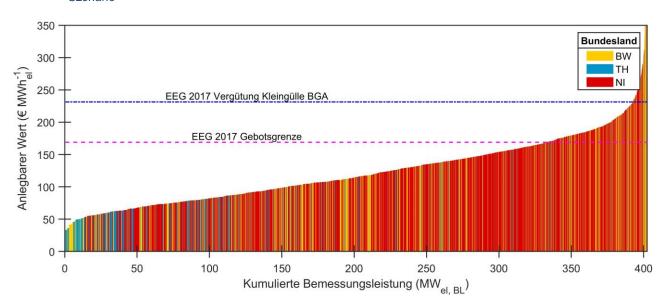


Abb. 32 Anlegbarer Wert des Bestandes für das Folgekonzept "Saisonal" in den Regionen BW, TH und NI im REF Szenario







Analog zu den Kurven für den anlegbaren Wert sind in Abb. 33 die Biomethangestehungskosten aller Anlagen über die kumulierte Biomethanproduktionsleistung für das Konzept "Biomethan" im REF Szenario dargestellt. Zusätzlich ist zu Einordnung der aktuelle Bereich der Biomethan Einkaufspreise aus Nawaro und Gülle eingezeichnet (Völler und Reinholz 2019a). Anstatt der zugehörigen Region gibt die Farbe jedoch den Gülleanteil der einzelnen Anlage wieder. Prinzipiell weisen große Nawaro Anlagen geringe LCOE und kleine Gülleanlagen sehr hohe LCOE auf. Abb. 33 zeigt auch, dass mehr als die Hälfte Anlagen mit einer kumulierten Aufbereitungsleistung von rund 800 MW_{Hs} über dem aktuellen oberen Ende des Preisniveaus liegen.

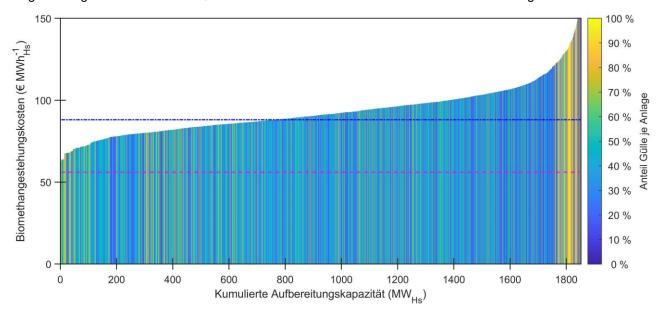


Abb. 33 Biomethangestehungskosten des Folgekonzepts "Biomethan" im REF Szenario mit dem anlagenspezifischen Gülleanteil

In Abb. 34 sind die Gestehungskosten, der Brennstoffausnutzungsgrad und spezifische THG-Emissionen in den drei Regionen als Boxplots dargestellt. Gezeigt wird wieder die theoretische Umsetzung des Konzepts "FlexRegulär" im REF Szenario. Der Anlagenpark NI zeichnet sich dabei mit den höchsten mittleren LCOE von 205 €/MWh_{el} im Vergleich aus, die höchste Bandbreite gibt es aber bei den Anlagen in BW, da der Bestand dort im Vergleich eine sehr kleinteilige Struktur besitzt. Die Bandbreite ist im Bereich des Brennstoffausnutzungsgrad und spezifische THG-Emissionen jedoch für BW weniger stark ausgeprägt. Die niedrigsten mittleren LCOE von 162 €/MWh_{el} kann für den Bestand in TH beobachtet werden, was sich auch für den Differenzbetrag mit 67 €/MWh_{el} gilt. Insgesamt kann anhand der Verteilung der Leistungskennzahlen für den Bestand TH eine höhere Homogenität als etwa NI oder BW festgestellt werden.







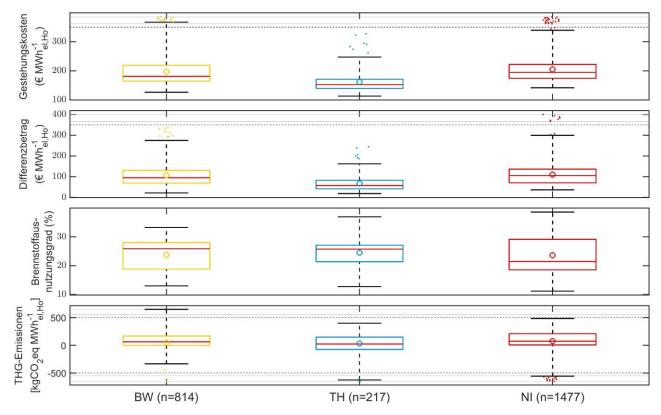


Abb. 34 Regionale Unterschiede und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen mit der Umsetzung des Folgekonzepts "FlexRegulär" im REF Szenario (Boxplots Erläuterung: Box = 50% der Werte, Strich = Median, Whisker Wert von 2,5 entspricht ca. 95-97% der Anlagen, Kreis = Mittelwert, Punkte = Ausreißer)

Für einen weiteren Vergleich der Verteilung des Bestandes in den drei Regionen ist in Abb. 35 das Konzept "Gasnetz" im EEG-MOD Szenario dargestellt. Bzgl. der Gestehungskosten ist das Niveau am niedrigsten in TH, gefolgt von NI, während BW deutlich höhere Werte und eine breitere Verteilung aufweist. Bei der Bandbreite des Differenzbetrags, der die Erträge aus der THQ-Quote und somit die höhere spezifische THG-Minderung in beinhaltet, nähert sich der Bestand BW (29,8 €/MWhH₀) stärker an den von NI an (23,4 €/MWhH₀) an. Da in NI der Anteil an Nawaro Anlagen höher ist und damit verbunden der Eigenenergieverbrauch niedriger ist, gleichzeitig aber auch viele Güllekleinanlagen vorhanden sind weist der Bestand NI eine höhere Bandbreite des Brennstoffausnutzungsgrad auf. Dies erklärt auch die vielen Ausreißer für die spezifischen THG-Emissionen. Die niedrigsten THG-Emissionen weist weiterhin der Bestand in TH auf, im Mittel betragen diese 38 kg/MWhH₀.







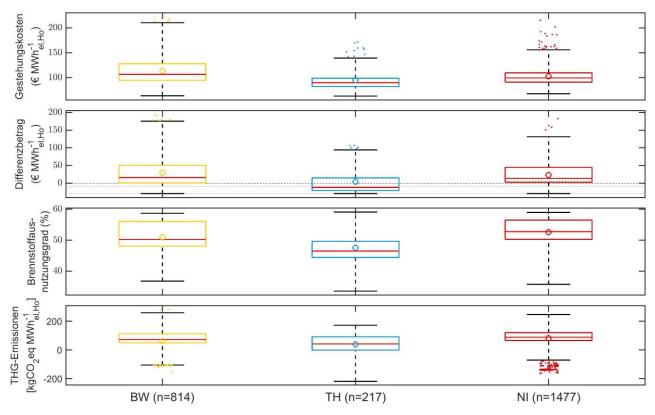


Abb. 35 Regionale Unterschiede und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen mit der Umsetzung des Folgekonzepts "Gasnetz" im EEG Mod Szenario (Boxplots Erläuterung: Box = 50% der Werte, Strich = Median, Whisker Wert von 2,5 entspricht ca. 95-97% der Anlagen, Kreis = Mittelwert, Punkte = Ausreißer)

Vergleicht man anstatt ein Folgekonzept für die Regionen alle Folgekonzept für den Gesamtbestand zeigt sich ein ähnliches Bild wie für die Referenz-BGA (siehe Abb. 24). Abb. 36 zeigt dabei die Ergebnisse im REF Szenario, im Anhang sind dazu noch die Ergebnisse des Flex++ Szenarios (Abb. 64) und des EEG-MOD Szenarios (Abb. 65) dargestellt. Im Vergleich der Vor-Ort KWK Konzepte weist "Substratwechsel" im Mittel die niedrigsten LCOE auf. Ein Grund hierfür ist, dass die BL vieler Anlagen nicht reduziert wird und so Skaleneffekte LCOE senken. Werden jedoch Erträge mitbetrachtet, wie bei dem Differenzbetrag, verändert sich das Bild das Konzept "Saisonal" näher sich stärker den beiden anderen Vor-Ort KWK Konzepten an. Zudem gibt es vereinzelte Anlagen die nun wirtschaftlich außerhalb des EEG in den Weiterbetrieb gehen könnten (negativer Differenzbetrag). "Saisonal" weist im Vergleich auch die höchste Streuung für alle Leistungskennzahlen auf, die mittleren Brennstoffausnutzungsgrade sind höher und die THG-Emissionen niedriger.

Im Gegensatz zu den Vor-Ort KWK weisen die Gasaufbereitungskonzepte eine deutlich geringe Streuung für alle Leistungskennzahlen auf. Ein Grund ist die einheitliche Gasnutzung (im Vergleich zur nur Wärmenutzung, die nur ein Teil der Anlage aufweist) und die Wirkungsgrade, die weniger von den Anlagengröße abhängen als die BHKW-Technologie. Auch gibt es für alle drei Gasaufbereitungskonzepte bereits Anlagen mit einem negativen Differenzbetrag. Für "Gasnetz" ist dieser im Mittel mit 42 €/MWh_{Ho} am niedrigsten.







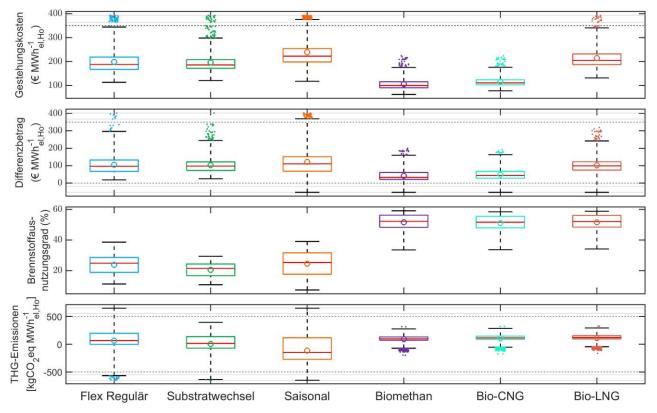


Abb. 36 Folgekonzeptvergleich und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen REF Szenario (Boxplots Erläuterung: Box = 50% der Werte, Strich = Median, Whisker Wert von 2,5 entspricht ca. 95-97% der Anlagen, Kreis = Mittelwert, Punkte = Ausreißer)

Exkurs Allokation

Die in Tab. 8 vorgestellten Allokationsmethoden werden in Abb. 37 auf das Flex-Regulär Konzept im REF Szenario angewendet. Beim Differenzbetrag werden die Stromerträge von den allokierten Kosten abgezogen. Für THG Emissionen werden die gleichen Allokationssätze wie für die Kosten verwendet, und keine Gutschriften für Wärme, jedoch für die Güllevergärung berücksichtigt. Bei der THG-Reduktionsmethode werden dagegen zusätzlich die Gutschriften der Güllevergärung nicht mitberücksichtigt, da deren Allokationsanteil sich ggü. den anderen Methoden in den Kosten wiederfindet.

Es zeigt sich, dass die ökonomische Restwertmethode nahe der physikalischen Exergiemethode liegt und aktuelle ökonomische Werte nahe dem Exergiewert liegen. Die allokierten Stromgestehungskosten senken sich ggü. der bisherigen gezeigten Gestehungskosten (alle Kosten auf Strom umgelegt) nur leicht von 200 €/MWh_{el} auf 178 €/MWh_{el} bzw. 170€/MWh_{el}. Gründe sind einerseits nur eine geringe Wärmenutzung, die auch nicht für alle Anlagen erfolgt, andererseits ist Wärme exergetisch deutlich weniger wert als Strom. Der Differenzbetrag dagegen steigt durch die Anwendung der beiden Methoden, während die THG-Emissionen annähernd gleichbleiben.

Die Allokationmethode nach anteiliger THG-Reduktion zeigt dagegen deutlich andere Ergebnisse, da nun auch die Leistung der Güllevergärung mitberücksichtigt wird. Die Kosten senken sich dadurch deutlich, im Mittel auf 142 €/MWh_{el}. Da heißt das rund 70% der gesamten Kosten der Stromerzeugung zugerechnet werden können. Gleichzeit steigen die THG-Emissionen der Stromerzeugung mit Mittel auf 163 kgCO_{2-eq}/MWh_{el}, da nun die Gutschriften der Güllevergärung nicht mehr zu Verfügung stehen. Verursachensgerecht ist Strom aus Biogas somit deutlich günstiger, jedoch auch weniger vorteilhaft für den Klimaschutz im Stromsektor.







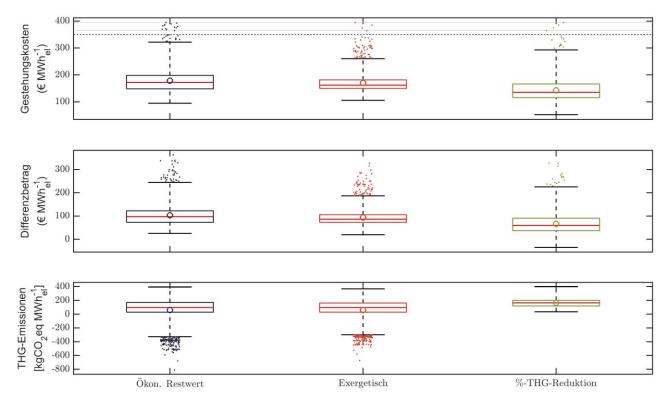


Abb. 37 Allokationsvergleich und Bestandsverteilung für das Konzept Flex-Regulär im REF Szenario (Boxplots Erläuterung: Box = 50% der Werte, Strich = Median, Whisker Wert von 2,5 entspricht ca. 95-97% der Anlagen, Kreis = Mittelwert, Punkte = Ausreißer)

III.7 Auswirkungen auf die Bestandsentwicklung

Wurden bisher nur der theoretische Vergleich der Folgekonzepte für ausgewählte Anlagen oder den Gesamtbestand betrachtet, sollen nun die möglichen Bestandsentwicklungen beleuchtet werden. Dafür wurde für jede Anlage bestimmt wird, welches Konzept anhand des normierte Kapitelwert am vorteilhaftesten ist.

In Abb. 38 ist Entwicklung des regionalen Anlagenbestandes bezüglich der installierten Leistung und der Anlagenanzahl bis zum Jahr 2035 im REF Szenario abgebildet. Deutlich zu sehen ist der Einbruch des Anlagenparks NI, speziell ab 2026, so dass sich Mitte der 30er die Anlagenanzahl der von BW angleicht. Ein Grund ist das nur ein Teil der Anlagen in NI (60%) unter den zugehörigen Gebotsgrenze liegen. Ein weiterer ist das limitierte Ausschreibungsvolumen, in dem Anlagen mit niedrigeren anlegbaren Wert eher zum Zug kommen. Da der Bestand NI im Vergleich höhere LCOE aufweist (siehe z.B. "FlexRegulär" in Abb. 34), können so weniger Anlagen weiterbetrieben werden. Dagegen zeigt der Blick auf Abb. 39, dass für einige Anlage in NI eine Umrüstung zu Gasaufbereitungsanlag eine wirtschaftliche Option darstellt. Dies ist auch für Anlagen in TH der Fall, in BW dagegen nicht, obwohl 11 BGA einen positiven Kapitalwert aufweisen. Grund hierfür ist das Kriterium des normierten Kapitalwertes. Dies bedeutet, Anlagen, die ebenfalls in der Ausschreibung zum Zug kommen und erzielen durch die EEG Erträge einen höheren normierten Kapitalwert. In BW sinkt die Anzahl der Anlagen ebenfalls deutlich, wenn auch nicht so drastisch. So bleiben in 2035 nur 26% der Anlagen in Betrieb. Aufgrund der Überbauung der weiterbetriebenen Anlagen sinkt die installierte Leistung jedoch weniger stark, sodass in 2035 mit 128 MWel noch 40% der ursprünglichen Kapazität zu Verfügung steht. In TH kann die installierte Leistung zwischenzeitlich (Ende der 20er) erhöht werden und beträgt im Jahr 2035 114% der ursprünglichen Kapazität. Die Anlagenanzahl sinkt um etwas mehr als die Hälfte auf 102 Anlagen im Jahr 2035. Auch wechseln in TH einige Anlagen in die Biomethanproduktion (n=4).







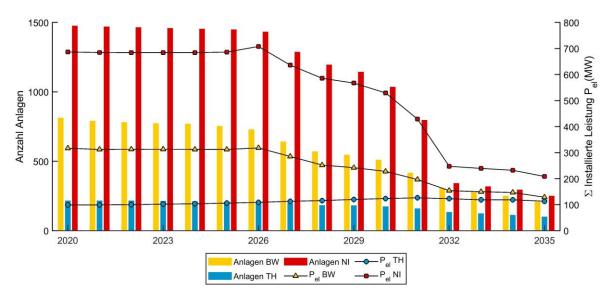


Abb. 38 Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung in BW, TH, NI im REF Szenario

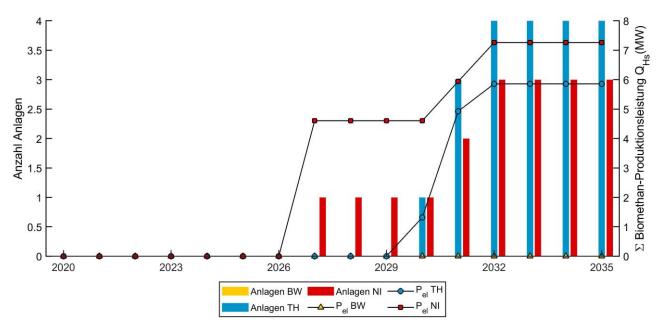


Abb. 39 Entwicklung der Anlagenanzahl (Umrüstung auf Aufbereitung) und Biomethanproduktionsleistung in BW, TH, NI im REF Szenario

Im Flex++ Szenario ist der Einbruch der Anlagen in BW und NI weniger stark, während die installierte Leistung sogar stabilisiert und erhöht werden kann (siehe Abb. 66). In TH können dagegen mehr als 2/3 der Anlagen weiterbetrieben werden und die installierte Leistung ggü. 2020 mehr als verdoppelt werden. Gründe hierfür liegen in dem höheren Ausschreibungsvolumen, der nicht vorhanden Degression der Gebotsgrenze, der höheren Überbauung und den besseren Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung. Auch wechseln auf Grund der höheren THG-Quoten Erträge mehr Anlagen zu dem Gasaufbereitungskonzept "Gasnetz". Der Großteil entfällt dabei auf die Anlagen in NI, aber auch in BW sind nun Biomethananlagen vertreten (siehe Abb. 67).

Das Wechselspiel zwischen Vor-Ort-KWK und Gasaufbereitungskonzepten hängt somit immer stark von den Rahmenbedingungen und den anlagenspezifischen bzw. regionalen Gegebenheiten ab. Dies wird im Vergleich aller Szenarien miteinander deutlich. Abb. 40 zeigt hierfür alle die Entwicklung der Anlagenzahl, gegliedert nach Konzepten, der kumulierten installierten Leistung sowie der kumulierten Biomethanproduktionskapazität. Wie bereits Abb. 38 gezeigt hat, führt das REF Szenario zu einem Einbruch der Anlagenanzahl auf 23% in 2035 des ursprünglichen Wertes. In den Szenarien Flex++ und EEG-MOD können dagegen mit jeweils 48% bzw. 54% in 2035 deutlich mehr BGA im Bestand erhalten werden. Die installierte Kapazität sinkt dabei bis im REF um 61% bis 2035, während sie im Flex++ sogar 29% ansteigt. Im EEG-MOD steigt sie zunächst bis zu den 30er Jahren an, um dann wieder auf 1.122 MWel in 2035 zu fallen.







Ein großer Einfluss auf die unterschiedliche Bestandsentwicklung hat die Höchstgebotsgrenze, die im REF von der Degression reduziert wird während sie im Flex++ und EEG-Mod konstant bleibt. So könnten bei der Umsetzung des jeweils wirtschaftlichsten Folgekonzepts im REF 1632 Anlagen in die Ausschreibung gehen, während es im in den anderen Szenarien mit 2356 (Flex++) und 2164 (EEG-MOD) sind.

Ein weiterer Hauptgrund sind die unterschiedlichen Ausschreibungsvolumen in den Szenarien. Zwar würden die kumulierte die Ausschreibungsvolumen in allen Szenarien annähernd ausreichen (im REF Szenario fehlen kumuliert 83 MW), dies schließt auch die hohe Überbauungsraten und hohe Beteiligungsrate auf Grund der nicht vorhanden Degression im Flex++ Szenario mit ein, jedoch ist die zeitliche Verteilung entscheidend. Speziell die Jahre ab 2023 bis 2029 spielen hier die Hauptrolle. So fehlt in einzelnen Jahren bis zu 445 MW_{el} an Ausschreibungsvolumen (Flex++ in 2029), während gegen 2035 bis zu 1000 MW_{el} auf Grund des Übertragens von nicht verbrauchten Volumen in das Folgejahr übrigbleiben. Für relativ neue Anlagen mit Baujahr jünger als 2010, ist somit nur die maximale Gebotsgrenze eine Hürde, während Anlagen älteren Jahrgangs zum Teil hohem Konkurrenzdruck ausgesetzt sind.

Auch die Verteilung der jeweils wirtschaftlichsten Folgekonzepte unterscheidet sich in den Szenarien erheblich. So wird im REF Szenario fast ausschließlich "Saisonal" umgesetzt. Dies ist die Folge aus Abb. 24, für BGA mit gewisser Größe und allgemein günstigen anlegbaren Werten ist "Saisonal" vorteilhaft. Bei veränderten Rahmenbedingungen, im speziellen höherer Überbauungsgrad der alternativen Konzepte, wird speziell der "Substratwechsel" vorteilhafter, da Skaleneffekte bei gleichem Überbauungsgrad überwiegen. Da in EEG-MOD kleinere Anlagen besonders gefördert werden, kommt wiederum "Saisonal" und der damit verbunden BL Reduktion stärker zum Tragen. Die niedrigeren Substratkosten sorgen ebenso dafür das "Substratwechsel" in EEG-MOD wieder unattraktiver wird, obwohl eine Mindest-THG-Einsparung gefordert ist. Gleichzeitig wird "FlexRegulär" verstärkt umgesetzt.

Die höheren THG-Quoten Preise in den Szenarien Flex++ und EEG-MOD sorgen dafür, dass für deutlich mehr Anlagen eine Umrüstung zur Gasaufbereitung wirtschaftlich wird. Dies ist mit einer Ausnahme für "Bio-LNG" im REF Szenario meist das Konzept "Gasnetz". Das "Bio-CNG" Konzept kommt erst sehr spät zum Tragen, erste Anlagen wechseln im Jahr 2035 in dieses Konzept. Dies beutet, dass sehr hohe CO₂ für die lokale Kraftstoffbereitstellung notwendig ist, sofern nicht etwa ein lokaler Aufpreis durch zahlungsbereite Kunden gezahlt wird. Die höhere Anzahl an Umrüstung zur Gasaufbereitung im EEG-MOD lässt sich zum einen auf die niedrigere Substratpreissteigerung und den damit niedrigeren LCOE zurückführen. Zum anderen werden kleinere Anlagen in der Ausschreibung in EEG-MOD bevorteilt, so dass diese zum Teil größere Anlagen aus der Ausschreibung drängen. Diese Anlagen fallen dann auf die Gasaufbereitung als nächste wirtschaftliche Option "zurück". Dies zeigt, dass die Ausschreibung häufig die attraktive Option ist, sofern Anlagen mehrere wirtschaftliche Optionen zur Auswahl haben. Ein Grund hierfür ist auch der hohe Investitionsaufwand der Gasaufbereitungskonzepte, dies reduziert den normierten Kapitalwert.

Die Anzahl der Anlagen mit Umrüstung zur Gasaufbereitung wirkt sich auch direkt auf die kumulierten Produktionskapazitäten aus. Während in REF in 2035 nur 13 MW_{Ho} zu Verfügung stehen, erhöht sich die im Flex++ auf 28 MW_{Hs} und im EEG-MOD auf 62 MW_{Hs}. Letzteres entspricht 0,54 TWh_{Ho} und würde zusammen mit dem derzeitigen Absatz von ca. 0,4 TWh_{Ho} das aktuelle CNG-Kraftstoffmarktvolumen von 2,43 TWh_{Ho} zu 39% decken (Völler und Reinholz 2019a). Jedoch ist davon auszugehen, dass bis 2035 der CNG-Kraftstoffmarkt bzw. Methan-Kraftstoffmarkt sich ebenfalls weiterentwickelt. So gehen Prognosen für den LNG Markt von 9,7 bis 32,5 TWh_{Ho} in 2030 aus (Edel et al. 2019). Als Hauptreiber werden die Anforderung an fortschrittliche Kraftstoffe der REDII gesehen.







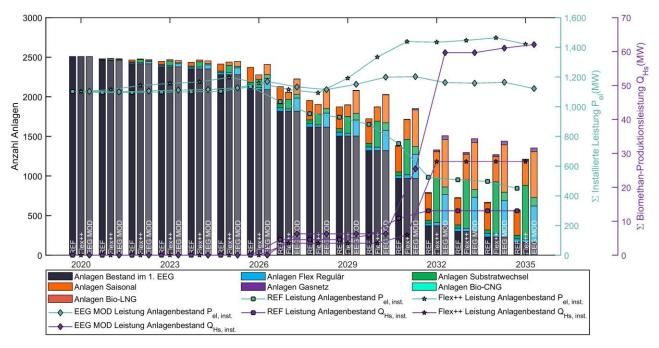


Abb. 40 Szenariovergleich der Bestandsentwicklung, Verteilung der umgesetzten Konzepte sowie der installierten elektrischen Leistung und der Biomethanproduktion

Analog zu der Entwicklung der Anlagenanzahl und Leistung sind in Abb. 41 die relative Änderung der Stromund Rohgasproduktion in den drei Szenarien bis 2035 abgebildet. Die Entwicklung der Strom und Gasproduktion nimmt dabei einen ähnlichen Verlauf wie die der Anlagenanzahl. Ein Teil des Rohgases fließt dabei jedoch in die Biomethanproduktion und erklärt, dass die Stromproduktion vor allem im EEG-MOD Szenario stärker einbricht als die Rohgasproduktion. Dieser Effekt ist im Flex++ Szenario nicht zu sehen, da hier weniger Anlagen zur Gasaufbereitung wechseln und die hohe Überbauung für starken Effizienzgewinne sorgt, so dass mehr Strom mit der gleichen Menge Rohgas produziert werden kann. Insgesamt sinkt die Strom- und Rohgasproduktion aber stärker als die Anlagenanzahl. Der Unterschied zwischen dem Flex++ und EEG-MOD lässt sich mit der gezielten Förderung von kleineren Anlagen erklären, diese produzieren erwartungsgemäß weniger und weniger effizient als große Anlagen.

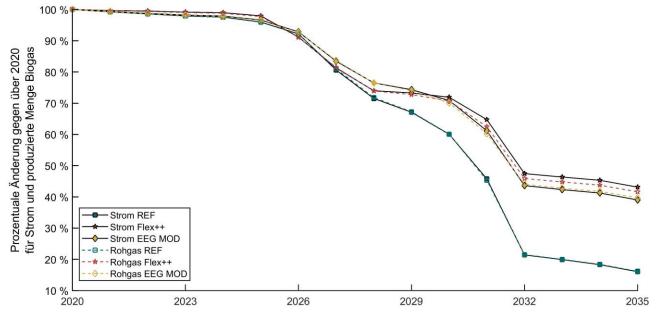


Abb. 41 Entwicklung relativen Strom- und Biogasproduktion des Gesamtbestandes der drei Regionen je Szenario bezogen auf die Ausgangsbasis des unveränderten Bestandes in 2020, Rohgas verteilt sich dabei auf alle Folgekonzepte inklusive der Biomethankonzepte







Der Hauptgrund für den Unterschied zwischen Anlagenanzahl und Rohgas bzw. Stromproduktion ergibt sich aber aus der Entwicklung des Substratmix (Abb. 42). Auch hier ist ein Rückgang wie bei der Rohgasproduktion zu sehen, relative gesehen ist der Rückgang aber weniger stark und sogar leicht höher als bei der Anlagenanzahl. Im Flex++ Szenario werden so 2035 immer noch 51% der ursprünglichen Menge eingesetzt. Dies gilt aber nur für die Gesamtfrischmasse. Die Anteile der Substratgruppen entwickeln sich dabei sehr unterschiedlich. So sinkt der Einsatz von Gülle und Mist im Flex++ und EEG-MOD Szenario nur um jeweils ca. 32%, während der von Silomais um mehr als 70% zurückgeht. Der Rückgang von GPS und Grassilage ist weniger stark, da diese Substrate nicht vom Maisdeckel betroffen sind.

Der Substratmix des Bestandes ändert sich so erheblich. Der Anteil von Gülle und Festmist steigt von 40% in 2020 auf 70% (REF), 55% (Flex++) und 60% (EEG-MOD) in 2035. Durch das Konzept "Substratwechsel" kommt zudem 16% (Flex++) und 4% (EEG-MOD) an Silphie und Stroh in den Substratmix in 2035. Silomais macht in 2035 nur noch ein Anteil von 18% (REF) bis 24% (EEG-MOD) aus. Neben der höheren Substratpreissteigerung für Nawaro und den so niedrigen variablen Kosten für Gas aus Gülle und Mist, ist ein Hauptreiber der Maisdeckel und die Umsetzung von Nawaro reduzierenden Folgekonzepten ("Substratwechsel" & "Saisonal").

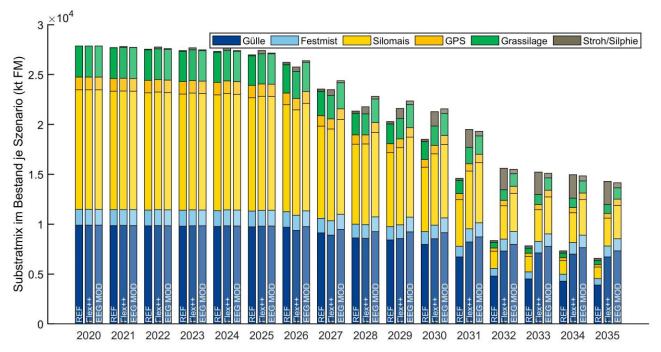


Abb. 42 Entwicklung des Substrateinsatzes (Mix & Menge) des Gesamtbestandes der drei Regionen je Szenario bis 2035

Die Veränderung des Substratmixes ist auch der größte Treiber für die Entwicklung der THG-Emissionen und -Minderungspotentials des Bestandes (Abb. 43). So geht durch den relativen geringen Rückgang des Gülleund Festmisteinsatzes die THG-Vermeidung durch Güllevergärung ebenfalls um den gleichen Faktor gering zurück. Durch den starken Rückgang des Nawaroeinsatzes sowie durch technischen Fortschritt (geringer Methanschlupf BHKW und gasdichtere Gärstrecke) und die gasdichte Abdeckung vieler GRL gehen die THGEmission der Produktion dagegen stark zurück. So werden in 2035 zwar noch 16% (REF), 43% (Flex++) und 39% (EEG-MOD) des Stroms aus 2020 produziert, die THG-Emissionen sinken derweil jedoch auf 2% (REF), 7% (Flex++) und 6% (EEG-MOD), und dies beinhaltet zudem die THG-Emissionen der Biomethanproduktion.

Weiterhin verändern sich auch die THG-Minderungsanteile der Sektoren so geht die THG-Minderung im Wärmesektor weniger stark (auf 26% bis 61%) zurück als die des Stromsektors (auf 15% bis 34%). Grund hierfür sind einerseits die sich reduzierenden Referenzwerte für den substituierten Strom (bei der Wärme nimmt dies weniger stark ab), andererseits die Steigerung der Wärmenutzung durch z.B. die Umsetzung "Saisonal".

Der Rückgang in dem Strom/Wärmesektor wird jedoch teilweise durch die Umrüstung zur Gasaufbereitung und der Minderung im Kraftstoffsektor reduziert. So erfolgt in 2035 5% (REF), 4% (Flex++) und 9% (EEG-MOD) der Gesamtbruttominderung durch die Substitution fossilen Kraftstoffs.

All diese Entwicklungen sorgen auch dafür, dass die Netto-Minderung (Bruttominderung-Emissionen) im Verhältnis zur Anlagenanzahl, der Stromproduktion oder des Substrateinsatzes, deutlich geringer zurückgeht. Im







EEG-MOD Szenario können sogar in 2035 93% der THG-Nettominderung ggü. dem Jahr 2020 erhalten bleiben. Der Bestand wird somit deutlich effizienter was die THG-Minderung angeht. Das REF Szenario zeigt aber auch, das mit fast 55% der Großteil der derzeitigen THG-Minderung verloren gehen kann und entweder durch andere Maßnahmen außerhalb des Biogassektor kompensiert werden muss oder aber insgesamt zu einem Anstieg an THG-Emissionen führt, da die THG-Minderung durch Güllevergärung um 25% (EEG-Mod) bis 60% (REF) zurückgeht.

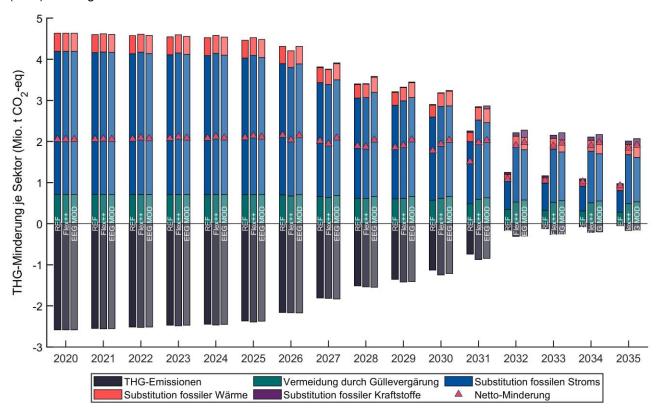


Abb. 43 Entwicklung der THG-Minderungen in den Sektoren Strom, Wärme und Landwirtschaft (Einsparung durch Güllevergärung) sowie der entstehenden THG-Emissionen und Netto Einsparung des Gesamtbestandes der drei Regionen

Übertrag auf den BGA-Gesamtbestand in Deutschland

Für den Übertrag auf Gesamtdeutschland werden alle Bundesländer den drei im Projekt untersuchten Bundesländern zugeordnet (siehe Tab. 30. Es wird sich dabei an den Regionalgruppen aus dem Projekt Makro-Biogas orientiert (FNR 2019). Dafür werden die Gruppen Süd-West und Mitte-West, repräsentiert durch BW, die Gruppen Nord-West und Mitte-Ost, repräsentiert durch NI zusammengezogen. Die Gruppe Süd-Ost wird durch TH vertreten. Die Stadtstaaten werden nicht berücksichtigt. Die aktuellen Daten der regionalen Verteilung sind dem Branchenzahlen des Fachverbandes Biogas entnommen (FvB 2020). Während die Regionen TH und NI ca. 40-50% der BGA in den zugeordneten Regionen vertreten, ist dies im Fall BW mit ca. 20% deutlich geringer und ggf. weniger repräsentativ.

Die Ergebnisse der Hochrechnung auf den Gesamt BGA Bestand Deutschlands anhand der Szenarioanalyse ist in Tab. 31 für das Jahr 2035 dargestellt. Je nach Szenario sinkt die Anlagenanzahl zwischen 77% und 46%, während die Leistung sich zwischen einer Absenkung um 61% und einer Steigerung um 24% bewegt.







Tab. 30 Zuordnung des BGA-Bestandes Deutschlands zu den NxtGenBGA Regionen

Region Nxt- GenBGA	BL Deutschland	Anzahl Anlagen	Anteil Region NxtGenBGA	Gesamtleistung [MW _{el, inst}]	Anteil Region NxtGenBGA
BW	Baden-Württemberg (BW), Bayern (BY), Hessen (HE), Nordrhein-Westfahlen (NRW), Rheinland-Pfalz (RLP), Saarland (SL)	5.053	19%	2.234	21%
тн	Thüringen (TH), Sachsen (SN)	3.875	44%	2.476	50%
NI	Niedersachsen (NI), Schleswig-Holstein (SH), Mecklenburg-Vorpommern (MVP), Brandenburg (BRB), Sachsen-Anhalt (ST)	583	48%	270	48%
Summen	-	9.511	31%	4.980	37%

Tab. 31 Hochrechnung der Szenario Ergebnisse auf den Gesamtbestand Deutschland für das Jahr 2035

Szenario	RE	F	Flex	(++	EEG-	-Mod
Anlagenanzahl Vor-Ort KWK	2.233	23%	4.377	46%	5.105	54%
Anlagenanzahl Biome- than	19	-	86	-	169	-
Installierte Leistung [MW _e]	1.966	39%	6.200	124%	5.100	102%
Aufbereitungskapazität [MW _{Ho}]	42	-	118	-	256	-

III.8 Auswirkungen von neuen Finanzierungsinstrumenten

Anhand des Gestaltungsprozesses für Gütekriterien und bereits umgesetzten Praxisbeispielen wurden vier zukünftige Finanzierungsinstrumente für BGA ausgewählt und für verschiedene Ertragshöhen die Auswirkungen auf den Differenzbetrag der Vor-Ort-KWK-Folgekonzepte berechnet. Als Ausgangsgrundlage wurde wie bei der Sensitivitätsanalyse auf dem REF-Szenario aufgebaut und die statischen Werte aus Tab. 28 verwendet. Für den Differenzbetrag wurde dabei der nach anlagenspezifischen Strommengen gewichtete Mittelwert für den Gesamtbestand berechnet. In Tab. 32 werden die vier Finanzierungsinstrumente und ihre Ertragseinheiten vorgestellt. Dabei wird auch auf den Bezug zu den Gütekriterien und Beispiele eingegangen.

Für die Erträge der CO₂-Zertifikate der Güllevergärung werden die vermiedenen anlagenspezifischen THG-Emissionen mit dem jeweiligen CO₂-Preis multipliziert. Für die CO₂-Zertifikate "Humusaufbau" wurden für die einzelnen Substrate Annahmen zur Humusbilanz in t CO₂/ha getroffen (siehe Tab. 42) und mit den regionalspezifischen Flächenerträgen multipliziert. Über die anlagenspezifischen Substratmengen und -mixe kann so für jede BGA der gesamte Humusaufbau/-abbau berechnet und mit dem jeweiligen CO₂-Preis verrechnet werden. Für die Biodiversitätsprämie wurden verschiedene Klassen für die einzelnen Substrate erstellt und sich dabei an der Einteilung in Tab. 21 orientiert (siehe Tab. 42). Je nach Klasse wird die volle, anteilige (25%) oder keine Biodiversitätsprämie für die Substrate berechnet. Die Erträge werden über die Flächenerträge in €/tFM umgerechnet und von den Bereitstellungskosten der Substrate abgezogen. Die regionale Vermarktung wird als zusätzliche Ertragsquelle in Form einer Prämie auf den produzierten Strom aufgeschlagen. Für die beiden CO₂-Zertifikatsinstrumente wird die Ertragshöhe zwischen 0 und 250 €/t CO₂-eq, für die Biodiversitätsprämie zwischen 0 und 750 €/ha und für die regionale Vermarktung zwischen 0 und 15 €/MWh_{el}. festgelegt.







Für Letztere lagen keine Beispielwerte vor, es wurde deshalb als mögliche Orientierung der Übertragungsnetzanteil der Netzentgelte herangezogen. Dieser liegt im Bereich 7 bis 20 €/ MWh_{el} (Hinz et al. 2014; Bertsch et al. 2016).

Tab. 32 Mögliche zukünftige Finanzierungsinstrumente für BGA

Finanzierungs- instrumente	Bezug Güte- kriterien	Ertrags- einheit	Beispiel Höhe	Beispiele	Quellen
CO ₂ -Zertifikate Güllevergärung	THG-Emissio- nen	€/t CO₂-eq	200	Berücksichtigung der Klimawirkung im Kraftstoffsektor	RED II, 38. BlmSchV
CO ₂ -Zertifikate Humusaufbau	THG-Emissio- nen	€/t CO ₂ -eq	52,50	Carbocert	(CarboCert GmbH 2020)
Biodiversitäts-prä- mie	Biodiversität	€/ha	500	Bienenstrom; Pro- jekte zur Biodiver- sität, Greening	(Stadtwerke Nürtingen GmbH 2020; Landwirtschaftliche Lehranstalten Triesdorf 12.05.2020; NABU 2019)
Regionale Ver- marktung	Regionale Wertschöpfung	€/MWh _{el}	7	Regionalnach- weise EEG; Regi- onalstromange- bote, Bavariastrom	(Grünstromwerk Vertriebs GmbH 2020; Regionalstrom Franken eG 2020; Naturstrom AG 24.03.2020)

In Abb. 44 sind die Auswirkungen der unterschiedlichen Ertragshöhen für die vier Finanzierungsinstrumente dargestellt. Es werden jeweils die gewichteten Differenzbeträge für die drei Vor-Ort-KWK-Folgekonzepte miteinander verglichen. Direkt zu sehen ist, dass im Mittel keines der Finanzierungsinstrumente ausreicht, um einen wirtschaftlichen Betrieb außerhalb des EEG zu ermöglichen. Am stärksten ist der Einfluss der CO₂-Zertifikate Güllevergärung. Zusätzlich hängt der Einfluss stark mit dem Gülleanteil im Substratmix zusammen; da dieser im "Saisonal"-Konzept höher ist, fällt die Reduktion des Differenzbetrages höher aus und bewirkt eine mittlere Absenkung um 50%. Das CO₂-Zertifikate Humusaufbau wirkt dagegen sogar negativ für die Konzepte "Flex-Regulär" und "Saisonal", da der Anteil humusaufbauender Substrate gering bzw. nicht vorhanden ist. Für den "Substratwechsel" kann der Differenzbetrag gesenkt werden. Im Mittel beträgt diese Absenkung bei 250 €/tCO₂-eq, also dem 5-fachen aktueller Beispiele, 11 €/MWhel und liegt damit etwas unterhalb der Auswirkungen der regionalen Vermarktung und der Biodiversitätsprämie. Der Einfluss der Letztgenannten ist dabei auf den "Substratwechsel" geringfügig größer als auf "Flex-Regulär". Für größere Wirkungen müsste der Substratmix noch weiter angepasst werden.

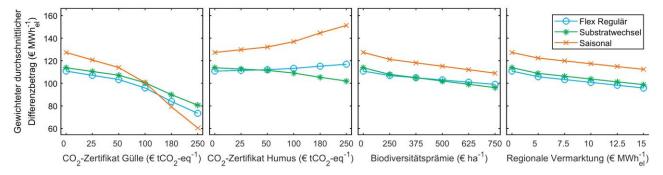


Abb. 44 Vergleich der Finanzierungsinstrumente anhand der Auswirkung auf den gewichteten Differenzbetrag für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte

Für den Gesamtbestand können die Finanzierungsinstrumente somit nur einen Teil zu einem wirtschaftlicheren Betrieb außerhalb des EEG beitragen. Für einzelne Anlagen und Teile des Bestandes sieht dies jedoch anders aus. Abb. 45 zeigt deshalb analog zu den Kostenkurven in Kapitel III.6 den spezifischen Differenzbetrag aller BGA der drei Regionen über die kumulierte Bemessungsleistung. Zusätzlich wird noch der absolute kumulierte Differenzbetrag, der für alle BGA pro Jahr anfallen würde, dargestellt. Es werden jeweils für ein







Folgekonzept alle Finanzierungsinstrumente miteinander verglichen. Für die Ertragshöhe der Finanzierungsinstrumente wird jeweils nur das mittlere Ausgestaltungsniveau (siehe auch Tab. 33) gezeigt.

Gegenüber Abb. 44 zeigt sich, dass auch die Biodiversitätsprämie für einige Anlagen eine ähnlich starke Auswirkung hat wie die CO₂-Zertifikate Gülle, besonders gilt dies für das Konzept "Substratwechsel". Für einzelne Anlage kann der Differenzbetrag nahe bzw. unter Null gesenkt werden. Dies gilt speziell für "Saisonal"; hier ist der Einfluss aller Finanzierungsinstrumente am stärksten. Es wird aber auch insgesamt weniger BL bereitgestellt. Bei dem CO₂-Zertifikat Humusaufbau zeigt sich, dass der gewichtete Mittelwert nur unzureichend für die Betrachtung des Bestandes ist. Denn für den Großteil der Anlagen kann eine Absenkung des Differenzbetrages erreicht werden, auch im "Saisonal"-Konzept sind es ca. 50%. Jedoch erhöht sich für einen kleinen Anteil der Anlagen der Differenzbetrag drastisch, z.B. bei hohen Maisanteilen und niedrigen Flächenerträgen. Je nach Konzept und Finanzierungsinstrumenten ergeben sich Einsparung für den Differenzbetrag von -34 bis +108 Mio € pro Jahr. Diese Beträge müssten bei flächendeckender Einführung und Umsetzung der Finanzierungsinstrumente sowie einer Fortführung der Strommarktförderung (EEG) nicht mehr im Stromsektor anfallen.

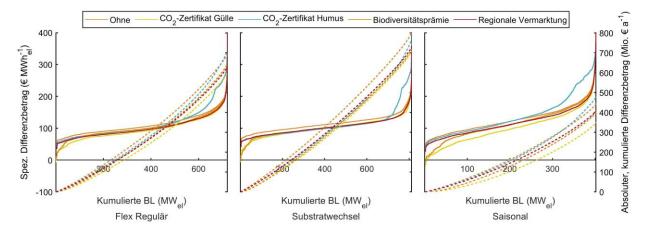


Abb. 45 Vergleich der Finanzierungsinstrumente (mittleres Niveau der Ertragshöhen) anhand der Auswirkung auf den spezifischen (durchgezogen) und absoluten Differenzbetrag (gestrichelt) des Bestandes für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte

Da bisher nur Finanzierungsinstrumente einzeln miteinander verglichen wurden, in der Zukunft aber natürlich auch eine Kombination von verschiedenen Finanzierungsinstrumente möglich ist, ist in Abb. 46 die Auswirkung unterschiedlicher Ertragsniveaus für eine Kombination dargestellt. Die Werte der Ertragsniveaus sind in Tab. 33 gelistet. Zusätzlich wurde in einem Fall mit höheren Strompreisen und höherer Flexwertigkeit gerechnet.







Tab. 33 Ertragshöhen der Kombination der Finanzierungsinstrumente

		Kombi					
Parameter	Einheit	Ohne	Niedrig	Mittel	Hoch	Hoch& Strom++	Hoch& KWK++
CO ₂ -Preis Gülle/Humus	€/t CO ₂ -eq	0	50	100	200	200	200
Biodiversitäts-prä- mie	€/ha	0	250	500	750	750	750
Regionale Ver- marktung	€/MWh _{el}	0	5	10	15	15	15
Strompreisniveau Spotmarkt	€/MWh _{el}	40	40	40	40	50	50
Steigerung FlexWertigkeit	Marktwert-fak- tor	0	0	0	0	0.2	0.2
Wärmepreis	€/MWh _{th}	30	30	30	30	30	50

Je nach Ertragsniveau und Folgekonzept senkt sich der Differenzbetrag zwischen 14% und 87%. Der Einfluss der Kombination ist dabei stärker für die Konzepte "Saisonal" und "Substratwechsel". Aber auch die Kombination mit höheren Strommarkt- und Wärmeerträgen reicht nicht aus, um im Mittel den Bestand außerhalb des EEG einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, auch wenn der Differenzbetrag mit 14 bzw. 21 €/MWh_{el} dem sehr nahekommt.

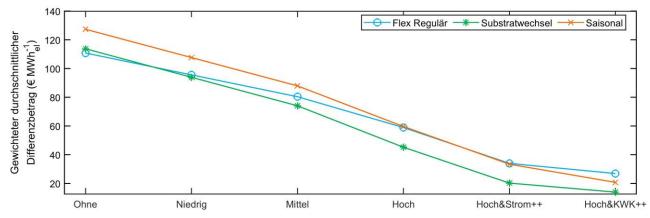


Abb. 46 Vergleich unterschiedlicher Niveaus der Kombination der Finanzierungsinstrumente auf den gewichteten Differenzbetrag für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte

Wie auch bei der Einzelbetrachtung der Finanzierungsinstrumente gilt für die Kombination, dass die Auswirkungen anlagenspezifisch sehr unterschiedlich ausfallen. In Abb. 47 ist deshalb wiederum wie in Abb. 45 der spezifische und absolut kumulierte Differenzbetrag über die Bestandsbemessungsleistung aufgetragen. Ab dem mittleren Ertragsniveau ist für einzelne BGA ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Die Anzahl der Anlagen und kumulierte BL steigt dann stark mit höheren Ertragshöhen der Finanzierungsinstrumente an. Im Niveau "Hoch&Strom++" könnten so im "Flex-Regulär" 158 MW_{el,BL} im "Substratwechsel" 270 MW_{el,BL} und im "Saisonal" 153 MW_{el,BL} ohne Förderung betreiben. Auch zeigt sich ab dem Niveau "Hoch" die negativen Auswirkungen der Humusbilanz für manche Anlagen, die bis dahin durch die anderen Finanzierungsinstrumente kompensiert werden können. Auch sind die Einsparung der absoluten Differenzbeträge (Förderbedarf) durch die Kombination deutlich höher. Für den "Substratwechsel" liegen diese zwischen 140 und 703 Mio €/a und für "Saisonal" zwischen 69 und 372 Mio. €/a. Spezifisch auf die Bemessungsleistung bezogen ist die für beide Konzept etwa gleich und liegt zwischen 0,17 und 0,92 Mio €/a MW_{el,BL}. Flex-Regulär profitiert spezifisch gesehen mit 0,13-0,72 Mio €/a MW_{el,BL} in etwas geringerem Maße, da das Konzept weniger auf die Finanzierungsinstrumente abgestimmt ist.







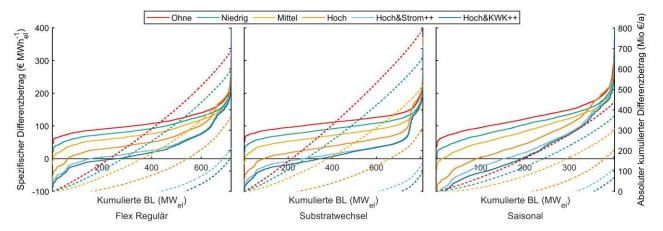


Abb. 47 Vergleich unterschiedlicher Niveaus der Kombination der Finanzierungsinstrumente auf den spezifischen und absoluten Differenzbetrag des Gesamtbestandes für die Vor-Ort-KWK Folgekonzepte

III.9 Ergebnisse der Risikobewertung von Folgekonzepten

Die vorstehenden Simulationsrechnungen zeigen für verschiedene Szenarien, inwieweit, d.h. unter welchen Bedingungen, die ausgewählten Folgekonzepte wirtschaftlich bzw. wie hoch die Differenzbeträge für welche Anlagen sind. Wirtschaftlichkeit ist eine Grundvoraussetzung für die Finanzierbarkeit, insbesondere die Bankfähigkeit ("bankability"), von Anlagen. Für die weiteren Überlegungen zur Finanzierung im engeren Sinne und die Organisation der Umsetzung solcher Folgekonzepte sind die Veränderungen in den Risiken von Relevanz, die nachstehend für alle Folgekonzepte dargestellt werden.

III.9.1 Folgekonzept "Flexibilisierung der Stromproduktion"

In der folgenden Tabelle werden die Veränderungen durch die Umsetzung des Folgekonzeptes "Flexibilisierung der Stromproduktion" auf die verschiedenen Risikofaktoren beschrieben. Das Ziel einer flexiblen Stromerzeugung ist es, diese so auszurichten, dass Preisschwankungen an der Börse ausgenutzt werden können. Das Konzept bedeutet daher eine Umstellung hin zu einer bedarfsgerechten Stromproduktion (Verschiebung der Stromproduktion in Hochpreiszeiten). Dadurch muss eine Entkopplung der Biogaserzeugung (Fermentationsprozess) von der Stromerzeugung stattfinden. Es müssen Anpassungen der BHKW-, Gasspeicher- und Wärmespeicherkapazitäten im Verhältnis zur Bemessungsleistung erfolgen.

Tab. 34 – Überblick über mögliche Risiken bei einer Umsetzung der Strategie "Flexibilisierung der Stromproduktion"

Risikofaktor	Änderungen durch die Implementierung des Folgekonzeptes gegenüber dem aktuellen Stand
Regulierungsrisiko	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Nachfrage nach Bio- gas	Erhöhte Nachfrage nach Biogas möglich, wenn es als Instrument der Regelenergieleistung an Attraktivität gewinnt.
Akzeptanz	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Betriebskosten/War- tungskosten	Durch die Anpassung an die flexible Anlagenfahrweise sind höhere Betriebs- und Wartungskosten zu erwarten. Anpassung des Cash-Flow-Modells werden nötig.
Substratqualität	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Anlagenfahrweise	Erhöhtes Risiko durch flexibilisierte Anlagenfahrweise
Komponenten	Frühere und umfangreiche Ersatz- und Neuinvestitionen in Komponenten (BHKW, Gasspeicher etc.) sind notwendig.
Wertschöpfungskette	Erhöhtes Risiko aufgrund schwankender Wertschöpfung Verringerung des Wirkungsgrades und der Nutzungsdauer des BHKW
Finanzplan	Erhöhtes Risiko im Finanzplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahrweise Erhöhte Anforderungen an das kaufmännische Know-how der Betreiber





munda ëtalish kaina Marëndaruna dan Disikas da na



Pachtverträge	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Je nach Flexibilisierungsgrad werden ggf. weitere Flächen für Neuinvestitionen in weitere BHKWs erforderlich.
Organisations- und Vergütungsmodell	Erhöhung des Risikos aufgrund schwankender Erträge an den Strommärkten. Marge hängt von der Beteiligung am Wertschöpfungsprozess ab.
Fahrplansteuerung	Erhöhtes Risiko im Anlagenfahrplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahrweise Erhöhte Anforderungen an das fachliche Know-how der Betreiber
Personal	Erhöhtes Risiko im Anlagenfahrplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahrweise Erhöhte Anforderungen an das fachliche Know-how des Personals
Anlagen-/Komponen- tenhersteller	Investitionsaufwand mittel bis hoch, je nach Flexibilisierungsgrad, daher Risiko hoch
Durchgriffsrisiko	Erhöhtes Risiko in Abhängigkeit vom gewählten Vergütungsmodell aufgrund der Abhängigkeit von Direktvermarktern
Substratpreis	Wie vorher/unverändert
Strom-/Gaspreis	Stärkere Abhängigkeit von den Strommärkten; Anpassung des Cash-Flow-Models
Substratversorgung	Erhöhtes Risiko im Anlagenfahrplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahrweise Erhöhte Anforderungen an das fachliche und kaufmännische Know-how der Betreiber

Durch die flexibilisierte Stromproduktion verändern sich also vor allem die durch die Stromvermarktung generierten Erträge. Bedingt durch die seit Inkrafttreten des EEG 2000 garantierte Einspeisevergütung erfolgte die Stromerzeugung der Biogasanlagen im Grundlastbetrieb. Durch die Novellierungen des EEG wurden jedoch bereits ab 2012 Anreize (z.B. durch die Flexibilitätsprämie/Flexibilitätszuschlag) für eine bedarfsgerechte Stromproduktion gesetzt (Daniel-Gromke et al. 2019b). Die Anlagenbetreiber haben die Möglichkeit, an den Märkten für Strom- und Regelenergie teilzunehmen, wobei es für eine Ertragsoptimierung genau zu analysieren gilt, wie das Vermarktungskonzept gestaltet wird. Dafür muss ermittelt werden, ob eine Kombination der Vermarktung sowohl an Strom- als auch an Regelenergiemärkten oder die Fokussierung auf nur einen der beiden Märkte vorzuziehen ist (Trommler et al. 2016). Die Erträge aus der Direktvermarktung von flexibel erzeugtem Strom sind also im Vergleich zur garantierten Einspeisevergütung unsicher und nicht exakt planbar. Haben Bestandsanlagen (> 100 kW) jedoch bereits an den Ausschreibungen nach EEG 2017 teilgenommen und den Zuschlag erhalten, gleicht die Marktprämie den Unterschied zum Börsenstrompreis aus. Durch geschickte Stromvermarktung können dann zusätzliche Erträge generiert werden. Weiterhin kann das Organisationsmodell einen Einfluss auf die erzielbare Vergütung haben. So können beispielsweise durch einen Zusammenschluss zu Erzeugergemeinschaften bessere Vergütungskonditionen eingefordert sowie interne Kosten durch die Vermarktung gesenkt werden (Degenhart et al. 2015).

Die Ergebnisse der Workshops zeigen, dass hinsichtlich der Ertragsmöglichkeiten auf Grund der Erfahrungen mit der Vermarktung auf den Regelenergiemärklen eine gewisse Ernüchterung sowohl auf Seiten der Anlagenbetreiber als auch der Finanzierer eingetreten ist. Zugleich zeigen die Erfahrungen, dass sich sowohl Finanzierungs- als auch Organisationslösungen herausgebildet haben, um den steigenden Risiken zu begegnen. In jedem Fall kommt dem Management und bei der Kreditprüfung der Einschätzung der fachlichen Eignung des Anlagenbetreibers eine zunehmende Rolle zu. Vor diesem Hintergrund ist es wahrscheinlich, dass teilweise auch solche Anlagen, deren Differenzbetrag gemäß Simulationsrechnungen gering bzw. negativ ist, für dieses Folgekonzept keine Finanzierung finden oder wegen der Risikoneigung und Einschätzung der eigenen Fähigkeiten durch den Anlagenbetreiber dieses Folgekonzept nicht aufgegriffen wird.

III.9.2 Umrüstung zur Gasaufbereitungsanlage

In der folgenden Tabelle werden die Veränderungen durch das Folgekonzept "Umrüstung zur Gasaufbereitungsanlage" auf die Risikofaktoren beschrieben. Das Konzept bedeutet, dass die Bestandsanlage zur Gasaufbereitungsanlage umgerüstet wird. Dabei wird die BHKW-Kapazität abgebaut bzw. stark reduziert und







dient im Prozess hauptsächlich zur Eigenversorgung mit Wärme. Das Konzept erfordert eine ausreichende Gaskapazität und Nähe zum Gasnetz. Danach wird hier die Nutzung des Biomethans als CNG im Verkehrssektor vorausgesetzt.

Tab. 35 Überblick über die Risiken bei der Gasaufbereitung

Risikofaktor	Änderungen durch die Implementierung des FKs
Regulierungsrisiko	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos Positive Veränderung durch eine steigende THG-Minderungsquote möglich
Nachfrage nach Bio- gas	Erhöhte Nachfrage nach Biogas möglich, wenn sich lokale CNG-Stationen als alternativer Treibstoff durchsetzen.
Akzeptanz	Potenzial, das Ansehen von Biogasanlagen zu steigern, wenn es CNG als "grüner" Treibstoff schafft konkurrenzfähig zu werden.
Betriebskosten/War- tungskosten	Einsparungen von Betriebskosten beim BHKW, da Ab- bzw. Rückbau von Kapazitäten. Zusätzliche Betriebskosten für die Gasaufbereitung sind in das Cash-Flow-Model einzubeziehen.
Substratqualität	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Anlagenfahrweise	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Komponenten	Ersatz- und Neuinvestitionen in Komponenten für die Gasaufbereitung notwendig.
Wertschöpfungskette	Erhöhtes Risiko aufgrund der Erweiterung der Wertschöpfungskette durch die Komponenten für die Gasaufbereitung. Auf der anderen Seite Veränderung der Wertschöpfung durch den Ab- bzw. Rückbau von BHKW-Kapazitäten.
Finanzplan	Erhöhtes Risiko im Finanzplan aufgrund der veränderten Vermarktungssituation. Besonderheiten des (Treibstoff-) Marktes müssen beachtet werden.
Pachtverträge	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos allein durch die Gasauf- bereitung. Erfordert ggf. weitere Flächen für Neuinvestitionen in Kom- ponenten für die Gasaufbereitung.
Organisations- und Vergütungsmodell	Erhöhung des Risikos aufgrund schwankender Erträge bei der Aufbereitung zu Kraftstoff. Margenverbesserung durch die eigene Aufbereitung.
Fahrplansteuerung	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Personal	Erhöhte Anforderungen an das fachliche Know-how des Personals je nach Konzept nötig (bspw. beim Betrieb einer Hoftankstelle).
Anlagen-/ Komponen- tenhersteller	Hoher Investitionsaufwand im Bereich 850 - 16.000 €/Nm³/h, daher Risiko hoch.
Durchgriffsrisiko	Erhöhtes Risiko bei der direkten / indirekten Gaseinspeisung aufgrund der volatilen Gaspreise und der Abhängigkeit vom Direktvermarkter. Erhöhtes Risiko auf der Abnehmerseite. Erfahrungswerte fehlen.
Substratpreis	Wie vorher/unverändert.
Strom-/Gaspreis	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Substratversorgung	Wie vorher/unverändert.

Die Erträge, die durch die Implementierung dieses Folgekonzeptes erzielt werden können, ergeben sich durch die Vermarktung des aufbereiteten Gases. Es findet somit ein Wechsel von der bestehenden Stromvermarktung zu einer Gasvermarktung statt. Außerdem lassen sich je nach erzeugtem Gasprodukt unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten und Märkte erschließen.

Das aufbereitete Biomethan kann einerseits an Tankstellen (über das Erdgasnetz oder mit einem Tankwagen) abgegeben werden oder es findet die Errichtung einer lokalen "Hof-Tankstelle" am Erzeugungsort statt. Dadurch kann sowohl der Eigenverbrauch (sofern im Fuhrpark gasbetriebene Maschinen vorhanden sind) als







auch die Abgabe an Endkunden geschehen. In beiden Fällen müssen Investitionen für die Gasaufbereitung sowie Investitionen, um die Märkte zu erschließen, getätigt werden. Die Einsatzmöglichkeit von Biomethan im Kraftstoffsektor ist direkt an die Entwicklung der Erdgasmobilität gebunden und der Markt dadurch begrenzt (Völler und Reinholz 2019b). Weiterhin kann es ein Hemmnis sein, dass nur ungefähr bei einem Drittel der Erdgastankstellen in Deutschland Biomethan angeboten wird (Herbes und Friege 2017).

Neben den Erträgen, die sich aus dem Verkauf des Biomethans als Treibstoff für den Verkehrssektor ergeben, bietet der Handel der Treibhausgasvermeidungsquote eine weitere Ertragsquelle für Anlagenbetreiber. Dabei lässt sich feststellen, dass Biomethan, welches aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt wurde, keine lohnenswerte Möglichkeit für den Quotenhandel darstellt. Dies ist begründet in den höheren Erzeugungskosten verbunden mit der geringeren THG-Minderung. Im Vergleich dazu weist Biomethan, welches aus Reststoffen wie Gülle erzeugt wurde, eine hohe THG-Minderung und daher auch einen hohen Quotenwert auf (Maierhofer et al. 2018). Außerdem wird in Zukunft mit steigenden Quotenpreisen gerechnet, da im Jahr 2020 die Treibhaugasvermeidungsquote von 4 auf 6 % angestiegen ist.

Die Implikationen für die Finanzierung und Organisation sind ähnlich einzuschätzen wie bei der Flexibilisierung, wobei es mit wenigen Ausnahmen an Erfahrungen fehlt, die zunächst gesammelt werden müssen. Hier kann mithin noch weniger als bei der Flexibilisierung bei der Stromvermarktung auf vorhandene Strukturen und Know-how zurückgegriffen werden; der Wechsel von Strom- zu Kraftstoffmärkten ist mit Kosten für den Aufbau von Organisationsstrukturen und organisatorisches Lernen verbunden, die in den Simulationsrechnungen noch nicht integriert wurden, da sie nur schwer quantifiziert werden können.

III.9.3 Saisonale Fahrweise

In der folgenden Tabelle werden die Veränderungen durch das Folgekonzept "Umstellung auf eine saisonale Fahrweise" auf die Risikofaktoren beschrieben. Dies bedeutet eine Anpassung der Gasleistung bzw. Bemessungsleistung an den saisonalen Wärmebedarf. Niedrige Gasproduktion durch vorwiegenden Gülleeinsatz in den Sommermonaten und hohe Gasproduktion mit erhöhtem NawaRo Einsatz in den Wintermonaten. Tagesflexibilisierung der Stromproduktion durch entsprechende Überbauung und Wärmespeicherkapazität.

Tab. 36 Übersicht über die Risiken bei der Saisonalen Fahrweise

Risikofaktor	Änderungen durch die Implementierung des Folgekonzepts
Regulierungsrisiko	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Nachfrage nach Biogas	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Akzeptanz	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos.
Betriebskosten/War- tungskosten	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Erfordert ggf. höhere Betriebskosten durch veränderten BHKW-Betrieb.
Substratqualität	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Anlagenfahrweise	Erhöhtes Risiko durch schwankenden (Wärme-)Bedarf und somit flexibilisierter Anlagenfahrweise. Anpassung des Cash-Flow-Models: höhere Instandsetzungskosten.
Komponenten	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Erfordert ggf. Ersatz- und Neuinvestitionen in Komponenten für kleinere BHKWs / Solarthermie, sowie den Anschluss an ein Wärmenetz.
Wertschöpfungskette	Unverändert.
Finanzplan	Erhöhtes Risiko im Finanzplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahrweise. Erhöhte Anforderungen an das kaufmännische Know-how der Betreiber
Pachtverträge	Erhöhtes Risiko im Finanzplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahrweise. Erhöhte Anforderungen an das kaufmännische Know-how der Betreiber.
Organisations- und Vergütungsmodell	Erhöhung des Risikos aufgrund schwankender Erträge an den Strommärkten. Marge hängt von der Beteiligung am Wertschöpfungsprozess ab.







Fahrplansteuerung	Erhöhtes Risiko im Anlagenfahrplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahr-			
Personal	weise. Erhöhte Anforderungen an das fachliche Know-how der Betreiber.			
Anlagen-/ Kompo- nentenhersteller	Grundsätzlich keine Veränderung.			
Durchgriffsrisiko	Erhöhtes Risiko bei flexibler Anlagenfahrweise in Abhängigkeit vom gewählten Vergütungsmodell			
Substratpreis	Ggf. saisonale Preisunterschiede; sonst nur andere zeitliche und mengenmäßige Verteilung. Effekt auf Risiko unklar.			
Strom-/Gaspreis	Ähnlich wie bei Substratpreis: zeitliche Verschiebung.			
Substratversorgung	Erhöhtes Risiko im Anlagenfahrplan aufgrund der flexiblen Anlagenfahrweise. Erhöhte Anforderungen an das fachliche und kaufmännische Know-how der Betreiber.			

Für das Folgekonzept "saisonale Fahrweise" wird vorausgesetzt, dass ausreichend Wärme erzeugt werden kann und ein Wärmenetz mit saisonaler Nachfrage vorhanden ist. Es werden also Erträge durch die Wärmevermarktung generiert. Im Vergleich zum vorherigen Anlagenbetrieb bleibt die gesamte Wärmeabsatzmenge und daher die Erträge gleich. Durch den höheren Grad der Wärmeausnutzung steigt jedoch die Anlageneffizienz. Außerdem können weiterhin Erträge aus der Stromvermarktung erzielt werden. Die Flexibilität ist im Sommer sehr hoch, da verhältnismäßig wenig Wärme benötigt wird, und im Winter niedrig.

Allgemein lässt sich feststellen, dass es große Unterschiede in den Preisen für die von Biogasanlagen bereitgestellte Wärme gibt. Durch eine Umfrage des Fachverbandes Biogas zusammen mit der Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen konnte ein durchschnittlicher Arbeitspreis für Biogaswärme von 2,6 Cent ermittelt werden (Herbes et al. 2018). Dabei reicht die Spannweite von einer kostenlosen Abgabe bis zu 9 Cent. Unterschiedliche Faktoren wie der Versorgungsgrad, die Nutzungsart oder die Eigentümer-/ Betreiberstruktur des Wärmenetzes beeinflussen dabei die erzielbaren Preise.

Die Implikationen für die Finanzierung und Organisation sind ähnlich, hinsichtlich des Aufwandes bei der Organisationsentwicklung möglicherweise etwas weniger akzentuiert, einzuschätzen. Bei der Wärmevermarktung sind Lerneffekte sowohl auf Betreiber- als auch auf Finanziererseite zu erwarten.

III.9.4 Substratwechsel

In der folgenden Tabelle werden die Veränderungen durch das Folgekonzept "Substratwechsel" auf die Risikofaktoren beschrieben. Dies bedeutet einen Substratwechsel der primären Nawaro-Substrate (Mais/GPS) hin zu alternativen Nawaro wie z.B. Durchwachsene Silphie oder Einsatz von Reststoffen wie z.B. Stroh aus Gründen der Anpassung an den Maisdeckel des EEG oder der Reduzierung der Gärrestmenge sowie zur Optimierung des Substratmixes (z.B. hinsichtlich Gasgestehungskosten). Weiterhin ist ein Substratwechsel zur Verbesserung der Biodiversität bei Anlagen mit hohem Anteil an Energiepflanzen wie Mais oder GPS, um ggf. einen höheren Vermarktungswert zu erzielen, denkbar.

Tab. 37 Übersicht über die Risiken bei einem Substratwechsel

Risikofaktor	Änderungen durch die Implementierung des FKs
Regulierungsrisiko	Risikodiversifizierung wegen drohender weiterer regulatorischer Maßnahmen Mögliche Risikoerhöhung im Falle eines zukünftigen Deckels für alternative Substrate.
Nachfrage nach Bio- gas	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Akzeptanz	Potenzial, das Ansehen von Biogasanlagen zu steigern, wenn durch einen Substratwechsel eine Erhöhung der Biodiversität z.B. beim Einsatz von Blühmischungen anstatt Nawaros stattfindet und somit das negative Ansehen des Monokulturanbaus und der Nutzenkonkurrenz in der Öffentlichkeit werringert wird.







Betriebskosten/War- tungskosten	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Erfordert ggf. Anpassung der Aufbereitungs-, Dosier- und Einbringtechnik.
Substratqualität	Erhöhtes Risiko. Substratqualität sollte beim Wechsel berücksichtigt werden.
Anlagenfahrweise	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Komponenten	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Erfordert ggf. Anpassung der Aufbereitungs-, Dosier- und Einbringtechnik sowie Ersatzund Neuinvestitionen in Komponenten für die Lagerung.
Wertschöpfungskette	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Finanzplan	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Erfordert ggf. die (Neu)Kalkulation der Substratmenge/-preise.
Pachtverträge	Erfordert ggf. weitere Anbauflächen oder Flächen zur Lagerung.
Organisations- und Vergütungsmodell	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos.
Fahrplansteuerung	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos.
Personal	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos, da das Konzept unabhängig von der Vermarktung realisierbar ist.
Anlagen-/ Komponen- tenhersteller	Investitionsaufwand je nach Bedarf an neuer Technik (z.B. für Ernte, Aufbereitung, Einbringung, Lager), tendenziell höher wegen neuer Technik.
Durchgriffsrisiko	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos, da das Konzept unabhängig von der Vermarktung realisierbar ist.
Substratpreis	Eher gering, weil Anbaubiomasse spezifisch für BGA, bzw. Diversifizierung; bei Reststoffen ggf. zusätzliches Ertragspotenzial
Strom-/Gaspreis	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos, da das Konzept unabhängig von der Vermarktung realisierbar ist.
Substratversorgung	Abhängig von Änderungen im Bezug der Substrate.

Durch einen Substratwechsel ändern sich vorrangig die Kosten auf der Inputseite der Biogasanlage. So entfallen bspw. Anbaukosten, wenn Reststoffe als Substrat eingesetzt werden. Jedoch besteht auch ein erhöhter technischer Aufwand für die Vorbehandlung des Substrates. Da durch die Behandlung von Bioabfällen in Biogasanlagen mit anschließender Kompostierung Systemdienstleistungen für die Abfall- und Kreislaufwirtschaft erbracht werden, kann ggf. eine Finanzierung über Abfallgebühren stattfinden.

Weiterhin kann durch den Anbau bestimmter Kulturen die Biodiversität gesteigert werden. Dies kann bspw. durch den Anbau von mehrjährigen, blühenden Kulturen realisiert werden, da diese Raum für Insekten bieten. Werden diese Ökosystemdienstleistungen vergütet, können neue Ertragsmöglichkeiten generiert werden. Einen allgemeinen Markt, auf dem diese Biodiversitätsleistung gehandelt wird, gibt es aktuell jedoch nicht. Einzelne Projekte, wie von den Stadtwerken Nürtingen durchgeführt, fördern aber bereits zusammen mit Anlagenbetreibern die Biodiversität in ihrer Region, indem sie Flächen mit einer Wildpflanzenmischung bepflanzen und ihren Stromkunden ein Ökostromprodukt anbieten, von dem 1 ct/kWh in das Projekt für den An- und Ausbau der Blühflächen fließt. Die Biogasanlagenbetreiber erhalten als Kompensation einen für 5 Jahre festgelegten Betrag pro bereitgestellter Fläche für Ökosystemdienstleistungen (Klaußer 2019).

Soweit die Wirtschaftlichkeit nicht auf Zusatzerträge aus der Abfallwirtschaft oder Ökosystemdienstleistungen abgestellt ist, sind keine Anpassungen bei der Finanzierung bzw. Finanzierbarkeit der Anlagen zu erwarten, sofern die geringeren Gasausbeuten wirtschaftlich nicht ins Gewicht fallen. Die hier zusätzlich adressierten Märkte erhöhen allerdings die Komplexität und erfordern – je nach Gewicht mehr oder weniger große organisatorische Anpassungen. Sollten sich (freiwillige) Ökosystemdienstleistungsmärkte etablieren, dürften Banken wegen der nur schwer kalkulierbaren zahlungswirksamen Erträge die Finanzierung eher weniger auf diese Zahlungsströme abstellen.







III.9.5 Gärrestaufbereitung

In der folgenden Tabelle werden die Veränderungen durch das Folgekonzept "Gärrestaufbereitung" auf die Risikofaktoren beschrieben. Es findet eine Aufbereitung der Gärreste zur Produktion von transportfähigen Düngemitteln, Reduktion von Lager und Transportbedarf sowie Nutzung überschüssiger Abwärme statt. Die Gärreste können als Gesamtes getrocknet/eingedampft werden. In der Regel wird eine mechanische Entwässerung (Separierung) vorgeschaltet. Nach der Separierung liegt eine Feststofffraktion und eine Flüssigphase vor, die weiter behandelt werden können.

Tab. 38 Übersicht über die Risiken bei der Gärrestaufbereitung

Risikofaktor	Änderungen durch die Implementierung des FKs
Regulierungsrisiko	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Nachfrage nach Biogas	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos, da hauptsächlich eine eigene oder regional begrenzte Nutzung zu erwarten ist.
Akzeptanz	Potenzial, das Ansehen von Biogasanlagen zu steigern – bei Düngemittelverkauf an Privatkunden durch die Herstellung eines direkten Bezugs zwischen Biogasanlage und Düngemittel.
Betriebskosten/Wartungskos- ten	Zusätzliche Betriebskosten für die Separation und Gärreste- trocknung/-eindampfung sind in das Cash-Flow-Model einzu- beziehen.
Substratqualität	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Anlagenfahrweise	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Komponenten	Ersatz- und Neuinvestitionen in Komponenten für die Gärresteaufbereitung (Pressschneckenseparator, Dekanterzentrifugen etc.) notwendig.
Wertschöpfungskette	Erhöhtes Risiko aufgrund der Erweiterung der Wertschöp- fungskette durch die zusätzlichen Komponenten für die Gär- restaufbereitung.
Finanzplan	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Erfordert ggf. die (Neu-)Kalkulation von eventuellen Zusatzerträgen.
Pachtverträge	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Erfordert ggf. weitere Flächen für den Trocknungs- und Separationsprozess sowie die Lagerung des fertigen Gärproduktes.
Organisations- und Vergü- tungsmodell	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos. Margenverbesserung durch eventuelle Zusatzerträge.
Fahrplansteuerung	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Personal	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Anlagen-/ Komponentenher- steller	Investitionsaufwand je nach Bedarf an neuer Technik (z.B. für Ernte, Aufbereitung, Einbringung, Lager), Risiko damit größer.
Durchgriffsrisiko	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Substratpreis	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Strom-/Gaspreis	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos
Substratversorgung	Grundsätzlich keine Veränderung des Risikos

Durch die Aufbereitung der Gärreste kann ein zusätzliches Produkt erzeugt werden, um Erträge zu generieren. Dabei ist das Ziel nicht nur Entsorgungskosten zu vermeiden, sondern eine gewinnbringende Vermarktung zu realisieren. Es gibt sowohl verschiede Abnehmergruppen als auch Vertriebswege. Die Gruppe der Abnehmer setzt sich zusammen aus der Landwirtschaft, Garten- und Landschaftsbau und den Privatgärtnern (Herbes et







al. 2017). Je nach Abnehmergruppe können die erzielbaren Erträge stark variieren. Gleichermaßen unterscheiden sich jedoch auch die Anforderungen an das Endprodukt und damit einhergehend die notwenigen Maßnahmen (und damit verbundenen Investitionen) für die Aufbereitung. Zusatzerträge bzw. die Einsparung von Kosten sind insbesondere auch in solchen Regionen zu erwarten, in denen Nährstoffüberschüsse bestehen.

Mit der Gärrestaufbereitung wird auf der Absatzseite ein zusätzliches Produkt erstellt bzw. ein Koppelprodukt zu einem marktfähigen Produkt entwickelt. Hinzu kommt ggf. auf der Inputseite eine Ökosystemdienstleistung in Überschussregionen. Für die Produkterstellung und die Markterschließung entstehen Kosten, die durch die zusätzlichen Erträge zu decken sind. Die Anlage als solche wird weiter betrieben, sodass die Zusatzinvestition bei der Finanzierung getrennt betrachtet und bewertet werden kann. Da Technik und Märkte noch (weiter)entwickelt werden, dürfte sich die Finanzierung mit zunehmenden Lerneffekten erleichtern.

Bei den Erträgen aus dem Nährstoffmanagement gilt das oben für (Biodiversitäts-)Ökosystemdienstleistungen Gesagte: Eine Bank wird die Finanzierung wahrscheinlich nicht auf solche Erträge abstellen. Damit kann der Differenzbetrag zwar ggf. aus Sicht des Anlagenbetreibers verringert werden. Für die Finanzierung und Finanzierbarkeit gilt dies aber allenfalls eingeschränkt.

Organisatorisch ist mehr einem Mehraufwand zu kalkulieren. Für die Erschließung der Märkte dürften Größeneffekte zum Tragen kommen, die für Kooperationslösungen sprechen.







IV Bedeutung für Biogas in der Post-EEG Phase

IV.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

IV.1.1 Fazit zum Weiterbetrieb und Folgekonzepte anhand der Leistungskennzahlen

Gestehungskosten von Bestands-BGA

Das allgemeine Kostensenkungspotential durch den Weiterbetrieb von BGA wird anhand der Analyse im Projekt als gering erachtet. Faktoren wie die Anlagengröße, Substratkosten und -preissteigerungen oder die Höhe des Überbauungsgrades spielen dabei eine entscheidende Rolle. Ein Grund ist in diesem Zusammenhang, dass durch den Maisdeckel und Substratwechsel größere Nawaro-Anlagen tendenziell eine Absenkung der Bemessungsleistung vornehmen und durch Skaleneffekte wieder höhere Kosten aufweisen. Skaleneffekte bleiben die entscheidende Größe für BGA in Bezug auf die Kosten. Über alle Vor-Ort-KWK Folgekonzepte, Szenarien und Flexibilisierungsgrade (Überbauung) sind aus spezifischer Kostensicht BGA im Bereich von mindestens 140-200 kW_{el,BL} und hohe Überbauungsgrade größer drei anzustreben. Ab diesen Größen liegen Gestehungskosten unter 200 €/MWh_{el}, und ändern sich nur noch marginal mit unter 0,2 €/(MWh_{el}*MW_{el,BL}) bzw. 0,1 %/MW_{el,BL}.

Die Skaleneffekte der Gasnutzung (BHKW, etc.) sind tendenziell stärker als die der Gaserzeugung. Mit der Überbauung ergeben sich dabei mehrere Effekte, (1) Steigerung des Wirkungsgrades, (2) Senkung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten und (3) Erhöhung der Standzeit /Reduktion von Ersatzbeschaffungsmaßnahmen. Aus der Detail Analyse der Saisonalen Fahrweise lässt sich in diesem Zusammenhang folgern, dass einzelne, größere BHKW effizienter und um 10 €/MWhel spezifisch kostengünstiger sind als zwei kleinere BHKW. Der Teillastbetrieb mittels zwei BHKW bringt hier keinen Vorteil, auch sind durch den höheren Flexibilitätsgrad keine wesentlich höheren Flexerträge erzielbar. Ausnahme ist, wenn das alte BHKW noch ausreichend Restlaufzeit besitzt. In diesem Fall kann es ggf. vorteilhafter sein in ein weniger großes BHKW zu investieren, da die absolute Investitionshöhe geringer ist. Wärmespeicher sind somit Investitionen in kleinere BHKW vorzuziehen. Bei ausreichenden Gasspeichergröße, kann der Redundanzvorteil von mehreren BHKW auch zu einem gewissen Grad kompensiert werden. Ein Vorteil mehrere BHKW liegt jedoch in einem höheren Teillastwirkungsgrad der Gesamtanlage, wenn z.B. nur ein BHKW auf Volllast läuft. Dies kann im Fall von Netzseitiger oder anderer Leistungsrestriktion relevant sein, wurde aber im Projekt nicht betrachtet.

Im Vergleich mit dem regulären Betrieb bei gleicher Bemessungsleistung und Einbezug der Kosten für die Deckung der Wärmelast weist die saisonale Fahrweise eine Kostenvorteil von 11-15 €/MWhel,BL auf (siehe Abb. 16). Wird jedoch eine Absenkung der BL für die saisonale Fahrweise vorgenommen, ist die Saisonalisierung nicht im Kostenvorteil. Gleiches gilt für das Konzept des Substratwechsels, der in der Regel zu leicht höheren Kosten führt, Ausnahme bilden jedoch Nawaro Anlagen, die alternativ nur die BL senken können und so auch höhere spezifische Kosten aufweisen, hier kann im Vergleich mit dem Substratwechsel BL erhalten bleiben und geringere spezifische Kosten erzielt werden (siehe Abb. 24).

Im Bereich der Biomethanerzeugung sind Skaleneffekte ebenfalls von großer Bedeutung (siehe Abb. 33). Dies gilt vor allem für Gasaufbereitung, aber im Gegensatz zur KWK-Verstromung hat die Gasproduktionsseite (Rohgaskosten) ein größeres Gewicht, da ein Äquivalent zur KWK-Überbauung keine Option ist und die Gasaufbereitung nicht mit hohen Energieverlusten verbunden ist. Für die Rohgasgestehungskosten über alle Folgekonzepte und Szenarien hinweg gilt ein ähnlicher Bereich wie für die Vor-Ort Verstromung, ab 300 kW_{Ho} sinken die Gestehungskosten unter 60 €/MWh_{Ho} und die Kostensenkung beträgt weniger als 0,05 %/kW_{Ho}.

Im Gegensatz zur KWK-Verstromung spielt der kalkulatorische Zinssatz ebenfalls eine größere Rolle. Grund ist der hohe Investitionsaufwand (siehe Abb. 25) der Biomethankonzepte. Der speziell für Bio-LNG um den Faktor 4 höher ist als der anderen Biomethankonzepte und um den Faktor 9 höher als die der Vor-Ort-KWK. Dies stellt für die Finanzierung und Risikobewertung einen wichtigen Faktor dar.

Größter Einfluss über alle Folgekonzepte hinweg haben jedoch die Substratkosten (≡ variable Gaskosten). Diese sind maßgeblich abhängig von dem Substratmix, Standort und zukünftigen Bereitstellungsbedingungen wie etwa der Ertragsentwicklung unter der zunehmenden Klimaerwärmung oder der Verfügbarkeit von Gülle oder Reststoffen (siehe Abb. 27 & Abb. 30). Neben dem Einfluss auf die Kosten hat die Substratbereitstellung und Rohgaserzeugung auch bereits großen Einfluss auf die erzielbaren Erträge im Kraftstoffmarkt und könnte







mit Blick auf die untersuchten Finanzierungsinstrumente weiter Bedeutung für die Ertragsstruktur in der Post-EEG-Phase gewinnen.

Anlegbarer Wert und Differenzbetrag

Da die Gestehungskosten nicht der entscheidende Faktor für den Weiterbetrieb sind, ist je nach Rahmenbedingung, EEG vs. Nicht-EEG, der anlegbare Wert bzw. Differenzbetrag zunächst entscheidend ob ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb prinzipiell möglich ist. Maßgeblich neben den Kosten ist hierfür die Ertragsstruktur in der Post-EEG-Phase. Diese ist deutlich vielseitiger, komplexer, volatiler und somit auch risikoreicher als dies in der Zeit der EEG Festvergütung der Fall war.

Über alle Vor-Ort-KWK Folgekonzepte, Szenarien und Flexibilisierungsgrade liegen die zusätzlichen Erträge innerhalb des EEG im Schnitt bei 70 €/MWhel und ermöglichen so vielen BGA einen anlegbaren Wert unterhalb der statischen Höchstgebotsgrenze. Ein theoretischer Weiterbetrieb im EEG ist somit möglich, beutet auf Grund des Ausschreibungsprozesses und der -Volumen, aber keine sichere Option. Zu der Höhe der zusätzlichen Erträge in den Szenarien tragen primär die hohe Wärmeerträge und das Strompreisniveau bei (siehe Tab. 43). Letzteres bedeutet, bei gleicher relativer Strommarktvolatilität wie heute, höhere spezifische Flexerträge. Ein ähnlicher Effekt auf die EEG Flexerträge hätte ein höhere Flexwertigkeit (für die nur konservativ, von historischen Werten ausgegangen wurde). Im Gegensatz zum Differenzbetrag ist dies für den anlegbaren Wert zum Strompreisniveau gleichwertig (siehe Abb. 27).

Allgemein hängen die Erträge stark von den Rahmenbedingungen der jeweiligen Märkte ab. Generell können die untersuchten Folgekonzepte können aber dazu beitragen, den anlegbaren Wert zu senken. So ist je nach Szenario der "Substratwechsel" für 25 bis 76% und die "Saisonalisierung" für 16 bis 56% des Bestandes das Folgekonzept mit dem niedrigsten anlegbaren Wert. Ein Grund ist z.B. im Falle der "Saisonalisierung", dass trotz BL Reduktion mittels einer höheren Überbauung, was dadurch dem ungefähr der gleichen Investition wie der reguläre Flexibilisierung entspricht, niedrigere anlegbaren Werte erreicht werden können. Die Flexverluste im Winter können durch die höhere Flexibilität reduziert werden und die Steigerung der Wärmenutzung kompensiert Skaleneffekte.

Je nach Anlagentyp kann die Vorteilhaftigkeit der jeweiligen Folgekonzepte aber sehr unterschiedlich ausfallen. Eine vorhandene Wärmenutzung (REF BGA 2-4) bevorzugt tendenziell die "Saisonalisierung". Während für kleinere Gülleanlagen (REF BGA1) "Flex-Regulär" und für kleine oder große Nawaro Anlagen der "Substratwechsel" vorteilhaft für die EEG-Ausschreibung ist (siehe Abb. 24). Weiterhin profitieren alle KWK Folgekonzepte von höheren Überbauungsgraden. "Flex-regulär" und speziell der "Substratwechsel" können bei gleichen Überbauungsgrad (Flex++) die "Saisonalisierung" durch Skaleneffekte bgzl. des anlegbaren Werts unterbieten. Ein großer Faktor spielt hier auch der Flexbonus. Dieser wirkt jedoch nicht auf den Differenzbetrag.

So ist für den Differenzbetrag das Potential der Folgekonzepte "Substratwechsel" und "Saisonalisierung" geringer und "Flex-Regulär" ist für die meisten BGA am vorteilhaftesten (je nach Szenario 46-55%). Jedoch wäre in der Regel ein Vor-Ort-KWK Betrieb nur für einen Bruchteil, nämlich 0,08% (REF) bis 3,5% (Flex++), außerhalb des EEG wirtschaftlich. Für deutlich mehr Anlagen stellt dagegen die Umrüstung zu Gasaufbereitung eine wirtschaftliche Option außerhalb des EEG dar. Im EEG-Mod Szenario sind dies bis 24%. In mehr als 90% der Fälle ist dies das "Gasnetz" Folgekonzept. Notwendig dafür sind jedoch hohe CO₂-Preise im Kraftstoffsektor. Zu beachten ist aber das aktuell relative kleine Marktvolumen des Erdgasmobilitätsbereichs, so dass dies zurzeit nur für eine begrenzte Anzahl an BGA in Deutschland eine Option darstellen kann.

Würden analog im Strom und Wärmesektor ähnlich hohe CO₂-Preise herrschen könnte dies über hohe Energiepreise zu einer höheren Wirtschaftlichkeit auch für Vor-Ort-KWK führen (siehe auch Abb. 26 oder Abb. 46). Dies zeigt auch die Kostenallokation über die Sektor-anteilige THG-Reduktion, die deutlichen niedrigen Kosten könnten bei positiver Entwicklung des Strommarktes besser gedeckt werden (vergleiche Abb. 37 und Abb. 46) oder analog die Einführung von CO₂-Zertifikaten für die Güllevergärung (Abb. 44 oder Abb. 46). Die THG-Minderungsanforderungen, die aktuell im Kraftstoffbereich vorliegen und ggf. auch auf den KWK-Bereich ausgeweitet werden könnten (z.B. über Umsetzung der RED II), erfordern in Zukunft eine stärkere Optimierung des Substratmixes hinsichtlich der THG-Emissionen.







THG-Emissionen

Diese Bedeutung des Substratmixes zeigt sich besonders bei dem Vergleich der THG-Emissionen der Folgekonzepte. Der "Substratwechsel" senkt für alle REF BGA ggü. der Ausgangslage oder dem Konzept "Flex-Regulär" die spezifischen THG Emissionen (siehe Kapitel III.3.2, Abb. 24 oder Abb. 36). Auch für die THG-Reduktion der "Saisonalisierung" spielt der Substratmix eine Rolle. Durch die BL-Absenkung mittels Nawaro-Reduktion steigt der Gülleanteil, und die absolute THG-Minderung durch die Güllevergärung bekommt ein stärkeres Gewicht bei den spezifischen Emissionen. In Kombination mit der höheren Wärmenutzung steigt so die spezifische Substitution fossiler Wärme und es können im Vergleich die niedrigsten THG-Emissionen aller Folgekonzept erreicht werden. Für den Gesamtbestand der drei Regionen beträgt dies im Mittel -115 kgCO₂-eq/MWh_{el} und entspricht einer Reduktion ggü. "Flex-Regulär" von 288%, jedoch bei einer größeren Bandbreite der Verteilung. Die Minderung durch den Substratwechsel ist in diesem Zusammenhang robuster (siehe Abb. 36).

IV.1.2 Synopse der qualitativen und quantitativen Bewertung der Folgekonzepte

Zusammenfassend gesehen, deckt sich die qualitative Bewertung der Folgekonzepte durch Experten und Akteure in weiten Teilen mit den Ergebnissen der quantitativen Bewertung mittels Modellierung. Die über alle Bewertungskriterien am höchsten bewertete Folgekonzepte "Substratwechsel" (Index=0,48) und "Saisonalisierung" (Index=0,44) schneiden auch in der Modellierung und Szenarioanalyse in der Regel vorteilhaft ab (Abb. 40) und sind auch in Bezug auf die THG-Emissionen der regulären Flexibilisierung überlegen (Abb. 36). Speziell die ganzheitliche Vorteilhaftigkeit des "Substratwechsels" der auch von den Experten gesehen wurden, verdeutlich sich nochmal bei der kombinierten Analyse verschiedener Finanzierungsinstrumente, die im optimalen Fall ca. 50% des untersuchten Bestandes einen wirtschaftlichen Betrieb außerhalb des EEG ermöglichen könnte. Die Vorteilhaftigkeit auf Anlagenebene kann dabei immer sehr unterschiedlich ausfallen und die jeweiligen anlagenspezifischen Gegebenheiten prägen das zukünftige Folgekonzept. Trotzdem werden meisten Folgekonzepte aus Finanzierungssicht (Workshop 3) skeptisch hinsichtlich ihrer Eignung für einen zukunftssicheren und kostendeckenden Weiterbetrieb der Bestandsanlagen bewertet.

Anzumerken ist jedoch das die qualitativ abgefragten Folgekonzepte (siehe Kapitel II.2.1) in der Modellierung stärker integrativ behandelt werden und gleichzeitig nicht alle Konzepte modelliert wurden. So ist die überregionale Vermarktung zunächst Bestandteil aller Vor-Ort-KWK Folgekonzepte, die regionale Vermarktung dagegen wird nur als neues Finanzierungsinstrument behandelt (Kapitel III.8). Während in der Expertenbewertung die beiden Vermarktungswege mit einem annähernd gleichen Niveau bezüglich des wirtschaftlichen Erfolgs eingeschätzt werden (siehe Tab. 22), zeigt die Modellierung unter den getroffen Annahmen, dass die regionale Vermarktung einen deutlich geringeren Stellenwert für die Wirtschaftlichkeit einnimmt (siehe Abb. 44 & Abb. 46). Dies hat jedoch stark mit der aktuellen Gestaltung des Strommarktes zu tun. Ein neues Marktdesign das stärker auf die Erzeugungsstruktur erneuerbaren Stroms abgestimmt ist und zum Beispiel stärker auf regionale Märkte und Ausgleich setzt könnte dies ändern.

Unter aktuellen Marktbedingungen und auch bei relativ optimistischen Annahmen für die zukünftige Entwicklung des Strompreisniveaus ist der Vor-Ort-KWK Betrieb ohne ein EEG in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar. Im Gegensatz dazu stellt in diesem Fall die Gasaufbereitung zu Biomethan für deutlich mehr Anlagen eine Option dar. In der Expertenbewertung wurden diese Konzepte auch nur geringfügig schlechter bewertet, dies gilt im Vergleich zum "Substratwechsel" speziell für den Bereich Biodiversität und Flächeneffizienz. Auch hier ist jedoch in Zukunft stärker von einer integrativen Umsetzung des Substratwechsels in Kombination mit der Gasaufbereitung auszugehen. In der Modellierung wurde dies bereits mit Optimierung der variablen Gasgestehungskosten unter Einhaltungen von THG-Mindest-Einsparungen umgesetzt und könnte mit Einbezug von weiteren Finanzierungsinstrumenten und möglichen Erträgen erweitert werden umso auch die ökologische Vorteilhaftigkeit weiter zu verbessern.

Das Potential die Rohgasgestehungskosten zu senken wird jedoch als sehr gering erachtet. Da sich zudem Skaleneffekte in der Gasaufbereitung ergeben sind in der Regel größere Anlagen in der Umsetzung im Vorteil. Für eine Hebung, Sammlung und Nutzung Rohgaspotentials der zahlreichen kleineren BGA sind deshalb neue Lösungen, wie sie zum Beispiel in (Beyrich et al. 2019) erarbeitet wurden notwendig. Das zeigt auch die hohe Expertenbewertung für das Mikrogaskonzept. In diesem Zusammenhang wird es notwendig sein, die Entwicklung und Förderung der Rohgasinfrastruktur in der ländliche/regionale Raumplanung zu integrieren und dies strategisch und konsistent mit dem Angebot andere erneuerbaren Energien und den Möglichkeiten von Power-







to-Gas integrativ zu entwickeln um letzten Endes den Aufbau einer grünen Gaserzeugungs- und -verteilungsstruktur zu schaffen.

Auch mit Blick auf den zeitlichen Horizont der Implementierung gibt es Überschneidungen in der qualitativen und quantitativen Bewertung. So wird die Biomethan eher mittelfristig von den Experten gesehen (siehe Tab. 20), dies zeigt sich auch in der Szenarioanalyse in der die Umrüstung zu Biomethan für den Großteil erst spät erfolgt (siehe Abb. 40).

IV.1.3 Zukünftige Bestandsentwicklung in den untersuchten Regionen

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen stehen speziell kleine Gülleanlagen (REF BGA1) und stärker Nawaro geprägte Anlagen (REF BGA 4-6) großen Schwierigkeiten für den Weiterbetrieb gegenüber. Im REF Szenario kann von den jeweils zugeordneten BGA nur 4% (REF BGA4) bzw. 14% (REF BGA5) weiterbetreiben. REF BGA 1 und 2 haben keine Aussicht auf einen Weiterbetrieb, auch wenn Kleingülleanlagen noch eine lange EEG-Restlaufzeit aufweisen (in der Regel bis Anfang der 2030er) und bis zu einem möglichen Weiterbetrieb Änderungen der Rahmenbedingungen sowohl in positive als auch negative Richtung sehr wahrscheinlich sind. Größere Gülleanlagen (REF BGA 2, 3) haben im REF Szenario die besseren Chancen und 38% bzw. 75% gehen in den Weiterbetrieb. In der Regel wird dies über die "Saisonalisierung" bewerkstelligt, auch da hier die BL Absenkung auch weniger stark ist als bei Nawaro Anlagen. Für REF BGA 5 kommt verstärkt auch der Substratwechsel zum Einsatz.

Im REF Szenario wechselt keine der REF BGA in die Biomethanaufbereitung. Dies ist erst bei höheren CO₂-Preisen wie im (Flex++/EEG-Mod) Szenario der Fall und ermöglicht dann vor allem den kleinen Gülleanlagen (REF BGA1) den Weiterbetrieb. Diese Klasse profitiert aber auch am stärksten von den veränderten Rahmenbedingungen des Strommarkts und EEG. Insgesamt können dadurch 86% (Flex++) oder 90% (EEG-Mod) der REF BGA1 weiterbetreiben. Ähnlich stark profitiert REF BGA4, die jedoch im Flex++ stärker auf den "Substratwechsel" bzw. im EEG-Mod stärker auf die "Saisonalisierung" wechselt, da speziell im letzteren Fall kleinere BGA nun stärker profitieren. Weiterhin ergeben sich größere Änderung der Folgekonzeptwahl für die REF BGA2 die stärker auf "Flex-Regulär" im Flex++/EEG-Mod setzt als auf die "Saisonalisierung".

Es zeigt sich, dass die reine Anlagengröße (bezogen auf BL) somit nicht entscheidend ist, auch da gezeigt wurde das die Skaleneffekte ab einem bestimmten Bereich nicht mehr so stark wirken. Genauso wichtig, speziell mit Hinblick auf die Ausgestaltung der Folgekonzepte für den Weiterbetrieb ist der Substratmix und die Wärmenutzung (siehe steigender Anteil Wärmenutzung in den Szenarien in Tab. 39). Dies und die hohe Wechselrate zur "Saisonalisierung" (Abb. 40) erklärt auch warum durchschnittliche Anlagengröße in den Szenarien nicht steigt bzw. sogar leicht sinkt, während aber die durchschnittliche installierte Leistung im Bestand dagegen stark zunimmt (siehe zusammenfassende Tab. 39).

Insgesamt kommt es aber wie gezeigt zu einem starken Einbruch der Anlagenanzahl und produzierten Strom und Wärme aus Biogas. Durch den Einbruch und die Umsetzung der Folgekonzepte steigt auch der Gülleanteil im Substratmix um ca. 20%, dies gilt über alle Szenarien. Ein Treiber ist neben den Folgekonzepten auch der Maisdeckel. Durch diese Veränderung, steigenden Wärmenutzung, Flexibilisierung (Steigerung Wirkungsgrad) sowie dem technologischen Fortschritt (z.B. sinkender Methanschlupf) können insbesondere die spezifischen THG-Emissionen drastisch gesenkt. Dies gilt auch in allen Szenarien und zeigt, dass ein wichtiges Gütekriterium eingehalten werden kann und das vorhandene Ausbaupotential des Klimaschutzbeitrages von BGA.







Tab. 39 Zusammenfassung der Bestandstruktur in den drei Szenarien anhand der charakteristischen Anlagenparameter

Parameter		Einheit	Bestand	REF	Flex++	EEG-Mod
Anzahl Anlagen		-	2508	544	1352	1509
Bemessungs-leistung	Arith. Mittel	kW _{el}	332	306	315	262
	Median	kW _{el}	251	257	250	220
Installierte Leistung	Arith. Mittel	kW _{el}	440	1020	1230	867
	Median	kWel	350	909	968	745
Aufbereitungskapazität	Arith. Mittel	kW _{Ho}	-	2181	643	950
	Median	kWно	-	1329	197	970
Anteil Altersgruppe (Inbetriebnahmejahr)	<=2004	%	9%	24%	12%	11%
	2005-2008	%	31%	43%	18%	27%
	2009-2011	%	45%	18%	46%	41%
	>=2012	%	15%	14%	25%	21%
Anteil Region	BW	%	32%	35%	31%	37%
	TH	%	9%	23%	14%	12%
	NI	%	59%	41%	55%	51%
Gülleanteil	Arith. Mittel	%	41%	61%	56%	61%
	Median	%	42%	70%	53%	67%
Energiepflanzen*	Arith. Mittel	%	44%	23%	19%	24%
	Median	%	45%	22%	21%	23%
Anteil BGA mit Wärmenutzung		%	52%	75%	62%	69%
Anteil BGA mit gasdichten GRL		%	56%	45%	65%	58%
Spezifische THG- Emissionen	Arith. Mittel	kgCO ₂ -eq/MWh _{el,Ho}	216	-132	-105	-115
	Median	kgCO ₂ -eq/MWh _{el,Ho}	252	-203	-76	-144

^{*} Alle Energiepflanzen die Maisdeckel relevant sind

Auch verändert sich die Altersstruktur des Bestandes, im REF Szenario ist besonders die Kohorte Inbetriebnahmejahr 2009-2011 betroffen. Haupttreiber sind hier die zukünftigen Ausschreibungsvolumen. Sollten diese erhöht werden, kann die Altersstruktur eher erhalten bleiben, auch wenn die jüngeren Anlagen mit Inbetriebnahme nach 2012 etwas im Vorteil sind. Im Sinne gleicher Chancen für den Bestand ist deshalb die Anpassung der Ausschreibungsvolumen speziell der Jahre 2023 bis 2030 von großer Bedeutung.

Ähnliches gilt für die regionale Verteilung, da NI den Großteil des untersuchten Bestandes stellt und auf Grund der ermittelten Kosten- und Substratstruktur im Nachteil ggü. TH ist, ist hier der Einbruch am stärksten. Auch hier sorgen veränderte Rahmenbedingungen eher für einen Erhalt der der regionalen Struktur.

Der Anteil des Bestandes BW bleibt in alle Szenarien relativ gleich. Die Anzahl der Anlagen sinkt aber wie der Gesamtbestand stark um 75% (REF), 58% (Flex++) und 43% (EEG-Mod) im 2035. Der Bestand BW profitiert somit stärker von der Förderung von kleineren Anlagen. Höhere Überbauung und eine positive Entwicklung der Rahmenbedingungen (EEG, Strom/Wärmemarkt) könnte dazu Betragen, dass die installierte Leistung des Bestandes BW über die nächsten 15 Jahre gehalten werden kann. Ohne diese bricht auch die Bestandsleistung um 40% bis 2035 ein (REF).

Der BGA-Bestand TH ist dagegen von der Ausgangslage her gut aufgestellt (hohe Anteil an Gülle, relativ hohe Bemessungsleistung) und weist dadurch geringe Gestehungskosten auf. Der aktuelle EEG-Rahmen ermöglicht voraussichtlich trotzdem nur einem Teil des in TH den Weiterbetrieb, der Einbruch ist aber weniger stark als in BW oder NI. Auch kann der Der BGA-Bestand in TH dadurch die installierte Leistung in allen Szenarien erhalten und zum Teil leicht steigern. Durch den hohen Anteil an Gülle, besitzt der Bestand TH auch ein sehr







hohes Treibhausgasminderungspotentials, dass so bei einer höheren CO₂-Preisentwicklung (Flex++, EEG-Mod) ca. 50% des Bestandes TH theoretisch einen wirtschaftlich Betrieb über die Biomethanbereitstellung ermöglichen könnte. Ist jedoch das EEG eine Option, sind durch die geringeren Kosten hohe Kapitalwerte erzielbar und somit das weitaus attraktiver Folgekonzept für den Bestand TH.

Gleiches gilt für den Bestand NI. Auch zeigt der Bestand NI, das bei Knappheit der EEG-Ausschreibung und gleichem CO₂-Preis Niveau (vgl. Flex++ in Abb. 67 vs. EEG-Mod Abb. 69) eher ein Wechsel in die Biomethanaufbereitung zu Stande kommt. Insgesamt ist jedoch der Bestand NI am stärksten von einem Einbruch betroffen, im REF Szenario schrumpft er bis 2035 auf 17% der Anlagen und 30% der Leistung. Gründe liegen in dem hohen Nawaro Anteil und auch höheren ermittelten spezifischen Substratkosten. Dies führt zu höheren Kosten, auch durch die Absenkung der Bemessungsleistung. Auch ist die spezifische THG-Minderung so geringer, gleichzeitig ist jedoch das eigentliche Güllepotential sehr groß und zu großen Teilen noch ungenutzt (Beyrich et al. 2019, S. 118). Problematisch ist vor allem die regionale Nährstoffbilanz, die eine höhere Güllenutzung erschwert. Dies ein Grund warum regional das Konzept der Gärrestaufbereitung stärkere Gewicht hat und für NI vorrausichtlich einer höheren Bedeutung zu kommt. Auch hier müssten dann aber die Finanzierung wie auch bei den anderen Finanzierungsinstrumente stärker aus der Landwirtschaft erfolgen.

IV.1.4 Bilanz der Gütekriterien und Finanzierungsinstrumente

Gütekriterien, speziell im Bereich Sozio-Ökonomie schwer erfassbar und die sinnvolle Systemgrenze ist meist größer als der BGA-Betrieb. Gütekriterien in dieser Dimension sind deswegen im Sinne der Verschneidung von Gütekriterien und neuen Finanzierungsinstrumente eher ungeeignet. Eine sinnvolle Umsetzung wird jedoch z.B. in einem regionale Begleitmonitoring gesehen, etwa bei einer regionalen Ausgestaltung einer möglichen Förderung. Ausnahme stellt hier die regionale Vermarktung dar, die mit dem Gütekriterium der Regionalen Wertschöpfung gut verknüpft werden könnte. Die Einheit in diesem Fall könnte dann der Anteil des regional vermarkteten Stroms an der Gesamtproduktion sein. Kritische Werte sind aber auch in diesem Fall schwer zu vergeben, speziell da die regionale Nutzung zunächst keinen intrinsischen Wert darstellt, kann vorrangig regionaler Ausgleich im Sinne des überregionalen Netzausbaus von Vorteil sein.

Die untersuchten Finanzierungsinstrumente, die bereits zum Teil in der Praxis umgesetzt wurden, decken nur ein Teil der Gütekriterien ab und fällt je nach Produkt (Kraftstoff, Strom/Wärme) sehr unterschiedlich aus. Es fehlt somit ein einheitliches Instrumentarium, das für alle Biogaskonzepte und -nutzungsformen eine Grundlage für eine Güte darstellt. Primär werden durch die Finanzierungsinstrumente die Gütekriterien in dem Bereich Ökologie gut erfasst. Aber auch hier sind in der Regel, mit Ausnahme Mindest-THG-Minderung im Kraftstoffsektor, keine kritischen Werte vorhanden. Hier sollte auch in der KWK-Verstromung angesetzt werden.

Im Bereich Technik ist lediglich die Güte des Biogasprozesses Teil der aktuellen EEG Anforderungen. Die 150-Tage Regelung zielt aber eigentlich auch eher auf niedrige THG-Emissionen bzw. gasdichte GRL. Auch hier wäre eine Mindest-Minderung sinnvoller und "Technologie-offener" und kann durch die Umsetzung der REDII bewerkstelligt werden. Es zeigt sich auch, dass CO₂-Preise oder anlog eine höhere Vergütung für einer höhere Treibhausgasminderung durch einen hohen Gülleanteil auch bei kleineren Anlagen höhere Kosten kompensiert kann. Deswegen wäre eine Ausgestaltung mit THG-Emissions-Güteklassen, wie in Kapitel III.2 vorgeschlagen, eine alternative Lösung zur traditionellen Förderung über die Größe der Anlage. Nichts desto trotz wird eine Förderung/Finanzierung aus dem Landwirtschaftssektor prinzipiell als langfristige sinnvoller (Verursachungsprinzip) erachtet. Das EEG könnte aber weiterhin als Übergangslösung für die Hebung der Güllevergärung fungieren. Der Landwirtschaftssektor wird zu einem späteren Zeitpunkt in einem stark dekarbonisierten Volkswirtschaft neben anderen Landnutzungsarten (Bergbau, Urbanisierung, usw.) dann die zentrale Rolle in der nationalen Emissionsbilanz spielen.

Der Brennstoffausnutzungsgrad und der energiewirtschaftliche Nutzen sollte sich idealerweise marktorientiert "intrinsisch" (also aus betriebswirtschaftlichen Gründen) eine hohe Güte angestrebt werden. Das zeigen auch die Ergebnisse z.B. höhere Umsetzung der Saisonalisierung (hohe Brennstoffnutzungsgrad siehe Abb. 36) oder Sensitivitäten zu den Überbauungsgraden (Abb. 26) und die Analyse mit höheren Flexwertigkeit (Abb. 46). Im Gegensatz dazu sind die aktuellen Marktbedingungen als Anreiz für ein flexiblen Betrieb und somit eine hohe Güte des energiewirtschaftlichen Nutzens jedoch gering.







IV.2 Schlussfolgerungen

IV.2.1 Handlungsempfehlungen auf Betreiberebene

Die Projektprämisse, dass für den heterogenen Anlagebestand sehr unterschiedliche Folgekonzepten vorteilhaft sein können, hat sich in weiten Teilen im Projektablauf und den -Ergebnissen bestätigt. Ein "Königsweg" der sich für alle BGA gleichermaßen eignet ist nicht erkennbar, die zukünftigen Optionen speziell im Bereich der Ertragsstruktur und die Ausgangslage der BGA gestaltet sich als zu vielfältig. Eine individuelle Betrachtung der Optionen wird als unerlässlich angesehen, dies zeigt die hohe Bandbreite der Ergebnisse. Auch da in der Regel, eher eine anlagenspezifische Kombination der individuell untersuchten Folgekonzepte, die im Projekt unterschiedlichen Fokus in der Prozesskette gesetzt hatten, als sinnvoll gilt. Selbst eine Kombination der Folgekonzept Gruppen Vor-Ort-Verstromung und Biomethanaufbereitung ist denkbar, wird jedoch nur für größere Biogasmengen sinnvoll erachtet, da der Investitionsaufwand für zwei Technologien kleinere Skalierung die spezifischen Kosten stark ansteigen lassen wird.

In Bezug auf die allgemeine Ausrichtung für den Weiterbetrieb wird die Ausschreibungsbeteiligung in der Post-EEG-Phase mit einer deutlichen Flexibilisierung des Anlagenbetriebes als die wirtschaftlichste Option für den Weiterbetrieb von BGA beurteilt. Grundvoraussetzung ist jedoch, dass es zu einer Verlängerung der Ausschreibungsvolumen nach 2023 kommt. Der Vor-Ort-KWK Betrieb ohne EEG wird kurz und mittelfristig als nicht wirtschaftlich machbar erachtet. Die Ausschreibungsteilnahme ist zwar komplexer und mit mehr Aufwand und höheren Risiko, im Zusammenhang mit vorbereiten Maßnahmen und einem nicht erfolgreichen Zuschlag, verbunden, bietet aber trotzdem einer höheren Sicherheit durch die Marktprämie und den Flexzuschlag, als der Einstieg in Nicht-EEG-Konzepte. Das Geschäftsmodell bleibt dabei relativ unverändert (kein neues Hauptprodukt), auch wenn die Flexibilisierung und die Direktvermarktung eine Umstellung bedeuten und eine Abgabe von Entscheidungshoheit bzw. Eingriff in den Betrieb darstellen kann (z.B. bei vollflexibler Fernsteuerung durch den Direktvermarkter).

Analog könnten im Bereich Biomethan langfristige Abnahmeverträge helfen das Risiko eines nicht-wirtschaftlichen Betriebes minimieren und eine ähnliche Ertragssicherheit zu bieten wie das EEG. Ein Hauptteil der Erträge wird jedoch in der THG-Quote liegen, dies wird von in Zukunft von der weiteren Entwicklung des Angebots und Nachfragegebots abhängen. Perspektivisch wird aber von einer Steigerung der Nachfrage ausgegangen (siehe auch Tab. 29). Wie auch im Zuge der Flexibilisierung (hier liegt der Vorteil in der Speicherkapazität) kann im Biomethan/Kraftstoffmarkt eine Abdeckung der Gärrestlager von Vorteil sein, da die Vorteilhaftigkeit durch THG-Minderung (siehe z.B. RED II-Werte) steigt und dies im Gegensatz zum Stromsektor in steigende Erträge umgesetzt werden kann.

Auf Grund der vielfältigen Folgekonzept Optionen und der anlagenspezifischen Ausgangslage sollte eine strategische Ausrichtung auf das zukünftige Betriebskonzept frühzeitig getroffen werden. So kann die Wirtschaftlichkeit der Folgekonzepte deutlich erhöht werden, wenn z.B. die Kombination einer doppelten Überbauung in der ersten EEG Periode und mit einer späteren BL-Reduktion für den Anschlussbetrieb kombiniert wird. Speziell für die "Saisonalisierung" stellt dies eine sehr vielversprechende Option dar. Zum einen weist die spätere "kleinere Anlage" einen relativ hohen Wirkungsgrad (wegen des größeren BHKW) auf, zum anderen ist eine hohe Flexibilität zu Zeitpunkten verfügbar, wo diese ggf. deutlich mehr Wert besitzt, als dies aktuell der Fall ist und im Falle der "Saisonalisierung" bleibt ausreichend Flexibilität im Winter erhalten. Auch verteilt sich die Investitionen der Flexibilisierung so auf einen längeren Zeitraum und mit geringerer Investitionshöhe kann trotzdem ein hoher Überbauungsgrad für den Weiterbetriebsphase erreicht werden. Natürlich sollte die langfristige Ausrichtung der BGA mit der langfristigen Ausrichtung des landwirtschaftlichen Betriebes übereinstimmen (Entwicklung Viehbestand usw.). Auch sollte in der strategischen Ausrichtung die Betriebsoptimierung weiter fortschreiten (Minimierung Eigenverbrauch (Wärme und Strom).

Zudem ist eine hohe Netto-Wärmenutzung (größer 60%) bei jeglichen KWK-Konzepten anzustreben. Eine hohe Wärmenutzung in Kombination mit einer gewissen Ertragshöhe (Wärmepreis) sind für die Wirtschaftlichkeit und den Weiterbetrieb wichtiger als z.B. die Flexerträge und ein hoher Überbauungsgrad. Dies zeigen die Ergebnisse der "Saisonalisierung". Auch kann bei einer regulären Reduktion der Bemessungsleistung und vorhandenem saisonales Wärmebedarfsprofil eine Steigerung der Netto-Wärmenutzung erfolgen somit Skaleneffekte zu einem gewissen Grad kompensiert werden. Anlagen ohne Wärmenutzung sind im Erreichen vorteilhafter anlegbarer Werte definitiv im Nachteil und eignen sich daher eher für die Biomethanaufbereitung.







Etwaige in Betracht kommende Wärmesenken sollten deswegen frühzeitig vor Auslaufen des EEG erschlossen werden. Auf Grund des fortgeschrittenen Alters, der Restlaufzeit und möglichen Abschreibungszeiträumen kommt dies jedoch für viele BGA wahrscheinlich nicht mehr in Betracht.

Weiterhin ist in Bezug auf die Ausschreibung zu empfehlen, strategisches Bieten in Betracht zu ziehen. Das Zusammenspiel aus relevantem Ausschreibungsjahr (Beachtung des Konkurrenzbestandes in Deutschland, speziell "BGA starke Jahrgänge 2023 bis 2029"), der Gebotshöhe (Degression) und Restlaufzeit muss in die Überlegung zum richtigen Beteiligungszeitpunkt mit einbezogen werten. Auch ein mehrfaches Bieten sollte in Betracht gezogen werden. Die Ermittlung des anzulegenden Wertes ist unabdingbar, um das minimale Gebot zu bestimmen. Darüber hinaus kann eine Erhöhung des Gebotes die Wirtschaftlichkeit deutlich steigern, sofern ein Zuschlag über diesen Weg als wahrscheinlich eingestuft wird.

In der Post-EEG Phase wird der Neuausrichtung des Substratmixes große Bedeutung zu gewiesen. Neben den Skaleneffekten spielt der Substratmix und dessen Kostenstruktur die größte Rolle für einen erfolgreichen Weiterbetrieb, auch da in Zukunft Erträge wieder stärker damit verknüpft sind, wie es dies in der Vergangenheit bereits der Fall war (Sprichwort Güllebonus, Einsatzstoffklassen). Zum einen fordert Maisdeckel von Nawaro-Anlagen eine Anpassung, die mittels Substratwechsels zu alternativen Substraten zwar eine Kostensteigerung bewirkt, aber die Bemessungsleistung weitestgehende erhalten kann und so niedrigere spezifische Kosten aufweist als bei einer Reduktion der Bemessungsleistung. Zum anderen könnten die Ertragshöhen zukünftiger Finanzierungsinstrumente und, wie es im Kraftstoffsektor mit der THG-Quote bereits geschehen, direkt mit dem Substrateinsatz verbunden sein. Eine Substratmix Kostenoptimierung, die direkt die einhergehenden Erträge sowie die anlagenspezifischen Prozessrestriktionen sowie das lokale Substratangebot berücksichtigt, wird deshalb empfohlen.

In diesem Zusammenhang haben die Ergebnisse gezeigt, dass BGA mit hoher Anteil Substrate mit geringen Bereitstellungs- und somit variablen Gasgestehungskosten (Gülle, Reststoffe, usw.) strukturell im Vorteil sind. Zum einen sind diese in der Regel auch vorteilhaft für die THG-Emissionen, zum anderen entfallen durch den Weiterbetrieb ein Anteil der Kapitalkosten der Gasproduktion, dieser Anteil ist bei Neuanlagen mit hohem Anteil an Substraten mit niedriger Energiedichte höher. Dadurch entsteht ein Vorteil gegenüber den Nawaro Anlagen, deren Hauptkostenanteil, die Substratbereitstellung, im Weiterbetrieb bestehen bleibt. Voraussetzung für einen erfolgreichen Weiterbetrieb ist also die Sicherstellung der langfristigen Verfügbarkeit solcher Substrate zu günstigen Konditionen, die Identifikation und Beschaffung sollte deshalb auf Anlagenebene vorausschauend priorisiert und sichergestellt werden.

Trotz des möglichen Weiterbetriebes von Bestandsanlagen bzw. Teilen desselben, sind hohe Investitionen für einen Weiterbetrieb der Gesamtanlage notwendig, speziell wenn die Biomethanaufbereitung Teil des Konzeptes ist (siehe Abb. 25). Die im Vergleich zur ersten EEG-Periode deutlich komplexeren Geschäftsmodelle (volatile, diverse Märkte) erschweren die Finanzierung von neuen Investitionen. Eine langfristige Planung und ggf. zeitliche Stückelung der Investitionen könnten zur Problemlösung beitragen (z.B. Vorziehen Ausbau der GRL-Kapazität/Abdeckung, um Gasspeicherkapazitäten für die Flexibilisierung später zur Verfügung zu haben). Insgesamt steigt so das Risiko für den Anlagenbetreiber, und die Finanzierung neuer Investitionen wird schwieriger und es findet verstärkt ein Übergang zur "Konzeptfinanzierung" statt. Gleichzeitig werden neue Organisationslösungen für die Implementierung der Folgekonzepte notwendig, um unterschiedlichen Wissensbeständen und Fertigkeiten Rechnung zu tragen (resource-based view), Größeneffekte zu realisieren und Transaktionskosten zu reduzieren. Je nach Vorerfahrungen, auf die ggf. aufgebaut werden kann, und regionalen bzw. individuellen Präferenzen dürften sich zur Erschließung einzelner Märkte unterschiedliche Kooperationslösungen herausbilden. Diese reichen von informeller Zusammenarbeit und Austausch in Netzwerken über gemeinsamen Verträgen ohne gesellschaftsrechtlichen Zusammenschluss bis zu kooperativen Organisationen. Die mit dem Aufbau organisatorischer Strukturen verbundenen Kosten und die institutionellen Pfade lassen sich im Regelfall nur schwer quantifizieren bzw. als Restriktionen in die Systemmodellierungen integrieren. Unter diesem Gesichtspunkt stellen die Abschätzungen zum Anlagenbestand eher obere Schätzwerte dar.

IV.2.2 Gestaltungsoptionen zukünftiger Rahmenbedingungen

Wie gezeigt wurde, bleibt das EEG das wichtigste und aussichtsreichste Instrument für einen wirtschaftlichen Betrieb von BGA. Zentral ist jedoch die Fortführung von Ausschreibungen über das Jahr 2023 hinaus. Ohne dies würde der Rückgang des Bestands noch drastischer als im Referenzszenario ausfallen. Auch da aktuell diese langfristige Perspektive fehlt und die Teilnahmequote an den bisherigen Ausschreibungen gering ist







(BNetzA 2019), ist derzeit davon auszugehen, dass die tatsächliche Entwicklung sogar unter der des Referenzszenarios liegen könnte.

Zwar würden dann mehr Anlagen in die Biomethansaufbereitung wechseln; im REF-Szenario ist dies für 55 BGA der Fall und könnte durch mögliche Verbesserungen der Rahmenbedingungen wie im Flex++/EEG-Mod-Szenario auf 500-600 BGA deutlich ansteigen. Der Rückgang des Bestandes und der THG-Minderung in der Landwirtschaft würde sich jedoch trotzdem deutlich ausweiten. Um weiterhin einer größeren Anzahl an Bestands-BGA den Weiterbetrieb zu ermöglich und eine Transformation des Bestandes einzuleiten, auch um den für das Stromsystem notwendigen Ausbau der Flexibilisierung voranzutreiben, ist eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumen ab Mitte der 2020er Jahre unabdingbar. Ein Ziel könnte hierbei darin bestehen den Bestand zunächst strategisch zu erhalten, um mit Blick auf die Ausbauziele nicht weitere EE-Kapazitäten zu verlieren, wenn Biogas zu einem späteren Zeitpunkt ggf. wirklich verstärkt benötigt und nachgefragt wird (Verkehr, Residuallastausgleich). Dies verhindert den starken Abbau der Biogas-Technologie in den 2020er Jahren und den damit verknüpften Vertrauens- und Know-how-Verlust und einen in den 2030er Jahren dann notwendigen, aber deutlich erschwerten und kostenträchtigeren Wiederaufbau. Um hier auch vielen Anlagen einen hohen Überbauungsgrad zu ermöglichen, sollte anstatt der installierten Leistung die Bemessungsleistung als Größe für die Ausschreibung herangezogen werden, wie dies bereits bei der Änderung der Kleingülleanlagen geschehen ist.

Eine große Problematik wird in diesem Zusammenhang die Diskrepanz zwischen theoretischer Flexibilisierung (durch Überbauung gegeben) und der tatsächlichen Flexibilisierung in der Praxis (nur durch flexiblen Fahrplan gegeben) gesehen. Um dieser Problematik entgegenzuwirken und die tatsächliche Flexibilisierung im Betrieb zu realisieren, wird vorgeschlagen eine an die anlagenspezifischen Direktvermarktungserträge gekoppelte Faktorprämie einzuführen. Diese könnte Teil der sich aus dem anlegbaren Wert ergebenden Marktprämie sein oder davon unabhängig als Aufschlag gezahlt werden. Im letzteren Fall könnte bei angemessener Ausgestaltung im Gegenzug auf den Flexzuschlag verzichtet werden. Diese marktorientierte Finanzierung aus dem EEG würde neben dem flexiblen Betrieb auch eine höhere Überbauung stärker anreizen. Die Faktoren für die Prämie ließen sich zudem dynamisch gestalten, um sie den sich veränderten Rahmenbedingungen des Markts anzupassen. Solange Flexibilität am Markt noch nicht ausreichend angereizt wird, könnten die staatlichen bzw. gesetztlich induzierten Zahlungen höher ausfallen, um sie bei höherer Wertigkeit der Flexibilität zu senken. Dadurch könnte ein fließender Übergang realisiert werden und EE-Flexibilität würde dann zur Verfügung stehen, wenn sie gebraucht wird. Ein Problem wird jedoch in der Umsetzung gesehen, da die Direktvermarktungserträge nicht Teil der EEG-Abrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber sind und als Betriebsinterna angesehen werden können.

Ein weiterer wichtiger Faktor im Hinblick auf die Bestandsstruktur, die auch viele kleine BGA beinhaltet, ist die Degression der Höchstgebotsgrenze. Ein Aussetzen würde die Benachteiligung von kleineren BGA etwas entschärfen. Auch sollte die Degression stärker an die Ausschreibungsergebnisse angepasst werden und nur einsetzen, sofern eine Überzeichnung der Ausschreibungsvolumen vorliegt. Alternativ oder begleitend wäre eine vereinfachte Ausschreibung für kleinere BGA unter 200 kW_{el,BL} denkbar, die ggf. auch eine höhere Gebotsgrenze (wie im EEG-Mod-Szenario) beinhaltet. Auch eine Anschlussoption für Kleingülleanlagen mittels Festvergütung könnte langfristig für einen Erhalt der Güllevergärung sorgen.

Weiterhin sollte im Sinne der Klimaschutzgüte eine Mindestanforderung für die THG-Reduzierung analog zum Kraftstoffsektor eingeführt werden. Dies ist bereits Teil der REDII. Hierzu wäre zudem eine dynamische Anpassung der Referenzwerte nötig. Auch könnte eine alternative Förderungsstruktur bei der THG-Minderung ansetzten, anstatt wie die klassische Förderung der älteren EEG Versionen nach der Größenklasse. Über die Integration der Mindest-THG-Minderung in eine Förderung, gegebenenfalls über verschiedene Minderungsklassen und dazugehörige Vergütungshöhen/Gebotshöhen, könnte speziell die Güllenutzung höher vergütet und angereizt werden. Die Erfüllung der THG-Minderung bliebe aber prinzipiell Technologie- und Substratoffen. Die Ergebnisse des Projekts haben hier gezeigt, dass höhere Kosten kleinerer Anlagen durch die Wertigkeit der THG-Minderung (THG-Kostenallokation, THG-Quotenpreise oder Gülle-Zertifikate) kompensiert werden können. Verursachergerechter und ggf. auch technologieoffener in Bezug auf die THG-Minderung in der Landwirtschaft wären aber speziell Minderungsinstrumente im landwirtschaftlichen Sektor.

Eine Einführung und Etablierung derartiger neuer Finanzierungsinstrumente ist notwendig, wenn langfristig ein wirtschaftlicher Betrieb ohne weitere Förderung aus dem Stromsektor erfolgen soll. Gleichzeitig reichen die berechneten Finanzierungsinstrumente ohne eine synchron verlaufende positive Entwicklung der Stromund Wärmemärkte nicht aus, um die Deckungslücke zu schließen. Gleiches gilt jedoch für die Erträge aus







dem Strom-, Wärme- oder Gasmarkt. Speziell für den Energiebereich ist die Notwendigkeit eines einheitlichen CO₂-Preises auf einem höheren Niveau (wie etwa bereits im Kraftstoffsektor), als dies derzeit der Fall ist, groß, um eine bessere Konkurrenzfähigkeit von Biogas zu erreichen.

Eine Einführung alternativer Finanzierungsinstrumente könnte zudem den Förderbedarf zeitweilig reduzieren, bis veränderte Rahmenbedingungen des Energiemarkts für eine Erhöhung der Nachfragen nach flexibel einsetzbaren erneuerbaren Brenn-, Treib- und Kraftstoffen sorgen. Die finanziellen Mittel sollten verursachensbzw. leistungsgerechter aus dem dazugehörigen Sektor kommen. In den untersuchten Finanzierungsinstrumenten ist dies in der Regel der landwirtschaftliche Sektor, in dem die (Ökosystem-)Dienstleistungen anfallen, die speziell mit dem Anbau alternativer Substrate und der energetischen Verwertung als einziger Nutzungsoption verbunden (Humusaufbau & Biodiversität) sind.

Der regionalspezifische Ansatz im Projekt hat auch gezeigt, dass bundeseinheitliche Rahmenbedingungen sehr unterschiedlich in den Regionen wirken und unterschiedlich stark die Folgekonzepte anreizen. Während in NI durch den höheren Maisanteil der "Substratwechsel" im Fokus steht, ist es in TH die "Saisonalisierung". BW bewegt sich dabei zwischen den anderen beiden Bundesländern und schwankt je nach Rahmenbedingungen zwischen diesen beiden Konzepten. Idealerweise sollte so die regionalpolitische Ausrichtung in NI den Fokus auf die Etablierung alternativer Substrate zu Mais, die Hebung des ungenutzten Güllepotentials und die Lösungen der Nährstoffproblematik¹ legen, während in TH mit einem höheren Anteil offener bzw. nicht abdeckbarer Gärrestlager der Neubau und die Abdeckung von Gärrestlagern im Fokus stehen kann. In BW bedingt die eher kleinteilige Struktur neue Ansätze in Organisation (Zusammenschluss von BGA) und dem Aufbau einer Rohgasinfrakstruktur.

Letzteres wird aber auch bundesweit als sinnvolles Mittel gesehen, um die Biomethanaufbereitung zu stärken und attraktiver gegenüber der EEG-Ausschreibung/Flexibilisierung zu machen. Die Erfassung des lokalen Rohgaspotentials und der Ausbau der Gasnetzinfrastruktur sollte integrativ in der Regionalplanung miteinbezogen werden. Dazu müssen, wie es bereits in Projekten (BE20+) geschehen ist, regionale BGA-Cluster identifiziert werden, die sich für einen Aufbau von Rohgassammelschienen und dem Anlagenpooling zur zentralen Gasaufbereitung eignen. Investitionsanreize für Infrastrukturaufbau, das Zusammenbringen von relevanten Akteuren (EVUs, Genossenschaften, Betreiber, Kommunen, Finanzinstitute) bzw. der Aufbau neuer Unternehmensstrukturen, die den Zusammenschluss fördern und zentrale, koordinierende Aufgaben übernehmen (z.B. Genossenschaften o.ä.), könnten weitere Maßnahmen sein, um den Erhalt des Bestandes zu stärken.

Als weitere Gestaltungsoption im regionalen Zusammenhang wird der Hemmnisabbau und die Unterstützung bei den Hürden der Initialphase (Fokus Genehmigungsprozesse und Finanzierung) als wichtiger Baustein für eine flächendeckende und erfolgreiche Umsetzung von Folgekonzepten im BGA-Bestand gesehen. Dies könnte z.B. über eine Best-Practice-Analyse der Genehmigungsprozesse insbesondere zur Flexibilisierung in Deutschland erfolgen. Ziel ist es bundeseinheitliche standardisierte Prozesse zu schaffen, die spezifisch an die Optionen der Flexibilisierung angepasst sind. Es könnte zum Beispiel eine Kategorisierung der Flexibilisierung vorgenommen werden, je nachdem wie stark die bestehende Anlage verändert wird und welche Auswirkungen damit verbunden sind, und die Genehmigungsprozesse dahingehend vereinfacht werden.

IV.2.3 Weiterer Forschungsbedarf

In Bezug zum weiteren Forschungsbedarf wird vor allem der Substratwechsel bzw. die Substratoptimierung als integratives Konzept, das übergreifend mit allen weiteren Nutzungsformen in Verbindung steht, gesehen. Die Weiterentwicklung in diesem Bereich sollte die zukünftigen Ertragsoptionen der untersuchten Finanzierungsinstrumente miteinbeziehen und auch stärker die regionale Verfügbarkeit möglicher Substrate berücksichtigen. Regionale Besonderheiten könnten z.B. die Gülleabtrennung in NI (Guenther-Lübbers et al. 2015; Brauckmann 2016) beinhalten oder auch weitere alternative Nawaro wie etwa Wildpflanzenmischungen (Vollrath 2016), die von den Finanzierungsinstrumenten profitieren könnten.

Weiterhin bestehen ungeklärte Probleme beim Anlagenpooling und der Findung und Bewertung verschiedener Organisationslösungen und auch der Verteilung der Wertschöpfung. Es müssen zudem Lösungen für die

-

¹ Diese ist zunächst unabhängig von der BGA zu lösen. Speziell bei einem Ausbau der Güllenutzung und somit mit hohen Anteilen Gülle im Substratmix, trägt die BGA nur geringfügig zur Problematik bei. Kosten der "Nährstoffentsorgung" sollte ihr deswegen nicht zugeschrieben werden. Im Gegenteil kann Biogas zur Lösung (Gärrestaufbereitung, Vorhandensein günstiger Wärmequellen) dazu beitragen die Nährstoffproblematik zu entschärfen.







Problematik der unterschiedlichen Restlaufzeiten der Bestands-BGA bei einem Pooling entwickelt werden, beispielsweise über den schrittweisen Ausbau einer gut skalierbaren Aufbereitungstechnologie oder der Kombination mit KWK-Verstromung, die zunächst den geringen Anfall an Rohgas aufnimmt und zu einem späteren Zeitpunkt verstärkt flexibel betrieben wird, wenn mehr Rohgas in die Aufbereitung allokiert wird (d.h. zu einem Zeitpunkt in Betrieb genommen, sobald größere Mengen Rohgas verfügbar sind). Aus betriebswirtschatlicher und allgemeiner sozialwissenschaftlicher Perspektive stellen sich die Fragen nach (1) der notwendigen Anpassungen an den Finanzierungslösungen, insbesondere der noch stärkeren Umstellung auf eine "Konzeptfinanzierung" statt der bei anderen erneuerbaren Energien (noch) üblichen Projektfinanzierung, (2) möglichen Konflikten und potenziellen Lösungsansätzen bei mehreren finanzierenden Banken der in den Pool aufzunehmenden BGA mit möglicherweise differierenden Evaluationskriterien und -prozessen sowie (3) der Funktionsfähigkeit der erforderlichen Kooperationslösungen zwischen mehreren landwirtschaftlichen Betrieben oder landwirtschaftlichen Betrieben mit anderen Partnern. Hier sind nicht zuletzt unterschiedliche Kooperationskulturen in verschiedenen Teilen Deutschlands bekannt, die Pooling-Lösungen erleichtern oder erschweren können. Aus der Biogasaufbereitung und der Stromvermarktung sind solche Kooperationslösungen bekannt.

Kooperationen bergen im Einzelnen Risiken, die zu den identifizierten Risiken hinzuzurechnen sind. Folgekonzepte, die Optionen, die diese eröffnen, und die Risiken, die sie bergen, sind vom Anlagenbetreiber, aber auch der finanzierenden Bank, adäquat in der Analyse zu berücksichtigen. Hier besteht weiterer Bedarf an der Weiterentwicklung konkreter Instrumente zur Bewertung.

Zudem sollte die Weiterentwicklung der Gütekriterien und Verschneidung mit den Finanzierungsinstrumenten vorangetrieben werden. Speziell sind hier die Fragen zu klären, wie Finanzierungsinstrumente implementiert und flächendeckend umgesetzt werden, aus welchen, in der Regel öffentlichen, Quellen (da Gemeingut) Mittel bereitgestellt werden und wie hoch diese tatsächlich ausfallen können. Ein Großteil dieser Fragen beschränkt sich nicht auf den Biogassektor, sondern müsste allgemein für den gesamten landwirtschaftlichen Sektor geklärt werden.







V Anhang

V.1 Literatur

3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V. (3N) (Hg.) (2017): Biogas in Niedersachsen. Inventur 2016. 7. Aufl.

Afman, Maarten; Hers, Sebastiaan; Scholten, Thijs (2017): Energy and electricity price scenarios 2020-2023-2030. Input to Power to Ammonia value chains and business cases. Hg. v. CE Delft.

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (Hg.) (2020): Interaktive Karte zu Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter https://www.foederal-erneuerbar.de/startseite, zuletzt aktualisiert am 17.08.2020.

ainfo: Landwirtschaft in Thüringen 2015 (Daten und Fakten), zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Bertsch, Joachim; Kruse, Jürgen; Schweter, Helena (2016): Kurzstudie: Bundesweite Vereinheitlichung von Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene. Im Auftrag der Amprion GmbH. Hg. v. Energy Research & Scenarios gGmbH (ewi ER&S).

Beyrich, Wiebke; Kasten, Julia; Krautkremer, Bernd; Denysenko, Velina; Rensberg, Nadja; Schmalfuß, Tina et al. (2019): Verbundvorhaben: Effiziente Mikro- Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA). Schlussbericht. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). IEE; DBFZ; DBI; dena.

Böttcher, Jörg (2009): Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben. München: Oldenbourg. Online verfügbar unter http://www.degruyter.com/search?f_0=isbnissn&q_0=9783486599749&searchTitles=true.

Böttcher, Jörg (2013): Management von Biogas-Projekten. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Brauckmann, Hans-Jörg (2016): Verbundvorhaben: Nutzung von separierter Rindergülle als alternatives Gärsubstrat in der Biogasproduktion: technische Möglichkeiten und ökonomische Bewertung; TP Technische Möglichkeiten; Teilvorhaben 1. Schlussbericht. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Universität Osnabrück.

Braun, Rudolf; Laaber, Michael; Madlener, Reinhard; Brachtl, Erich; Kirchmayr, Roland (2007): Aufbau eines Bewertungssystems für Biogasanlagen – "Gütesiegel Biogas". Endbericht. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Universität für Bodenkultur Wien; IFA Tulln (Energiesysteme der Zukunft).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (Hg.) (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2016): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2015.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2019): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hg.) (2010): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2019): Be-en-de-te Ausschreibungen. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasse-Anlagen 2017/2018/2019. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, zuletzt aktualisiert am 21.08.2019.

Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE) (Hg.) (2019): Vorschläge des Bundesverband Bioenergie e.V. für Maßnahmen zur Erreichung des Klimaschutzziels der Bundesregierung für das Jahr 2030.

Buschmann, Andreas; Schober, Josef; Effenberger, Mathias (2013): Benchmarksystem für Biogasanlagen. Abschlussbericht. Hg. v. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL).

BWAgrar (2019): Der Nitratinfodienst startet nun. In: Produktion+Technik 8, zuletzt geprüft am 24.03.2020.







CarboCert GmbH (Hg.) (2020): CarboCert. für lebendige Böden. Online verfügbar unter https://www.carbocert.de/, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N. e.V.) (Hg.) (2016): Preisentwicklung bei Holzpellets - Der Holzpellet-Preis-Index. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets, zuletzt geprüft am 19.12.2016.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Kornatz, Peter; Dotzauer, Martin; Stur, Mathias; Denysenko, Velina; Stelzer, Manuel et al. (2019a): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht. Hg. v. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). IEE; vonBredow Valentin Herz. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 30.03.2020.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Kornatz, Peter; Dotzauer, Martin; Stur, Mathias; Denysenko, Velina; Stelzer, Manuel et al. (2019b): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht. Hg. v. DBFZ.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Barchmann, Tino; Oehmichen, Katja; Beil, Michael et al. (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). DBFZ (Texte, 24/2020).

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Trommler, Marcus; Reinholz, Toni; Völler, Klaus et al. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Hg. v. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (DBFZ Report, Nr. 30).

Danish Energy Agency (2018): Denmark's Energy and Climate Outlook 2018. Baseline Scenario Projection Towards 2030 With Existing Measures (Frozen Policy), Danish Energy Agency.

Degenhart, H.; Schneider, M.; Wachter, D. (2015): Direktvermarktung von Biogas-Strom. Hinweise und Empfehlungen für Anlagenbetreiber und Kreditgeber. Lüneburg, Degenhart, H.; Schneider, M.; Wachter, D.

Degenhart, Heinrich; Holstenkamp, Lars (2011): Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft. Eine empirische Untersuchung zu Stand und Entwicklungslinien. 1. Aufl. Wiesbaden: Gabler Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.

Deutscher Bundestag (2016): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). EEG 2017.

DLG e.V. (Hg.) (2016): DLG-Nachhaltigkeitsbericht 2016.

Dotzauer, Martin; Pfeiffer, Diana; Lauer, Markus; Pohl, Marcel; Mauky, Eric; Bär, Katharina et al. (2018): How to measure flexibility – performance indicators for demand driven power generation from biogas plants. In: *Renewable Energy. DOI:* 10.1016/j.renene.2018.10.021.

Dr. Dagmar Matuschek (2019): Durchschnittliche Nmin-Richtwerte - 5jähriges Mittel. Hg. v. Landwirtschaftskammer Niedersachsen, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Edel, Matthias; Jegal, Jakob; Siegemund, Stefan (2019): Bio-LNG – eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr. Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Instrumente. Unter Mitarbeit von Patrick Schmidt und Werner Weindorf. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Effenberger, Mathias; Maze, Mona; Zerhusen, Bianca (2014): Klassifizierung der Treibhausgas-und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen. THG-Rechner Biogas. Abschlussbericht. Hg. v. LfL Tier und Technik, zuletzt geprüft am 11.04.2018.

Eltrop, L.; Fleischer, B.; Härdtlein, M.; Fischer, K.; Panić-Savanović, Olga; Maurer, C. et al. (2016): Speicherung und flexible Betriebsmodi zur Schonung wertvoller Ressourcen und zum Ausgleich von Stromschwankungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg (BioenergieFlex BW) - Endbericht. Hg. v. Universität Stuttgart. Universität Stuttgart; BWPLUS; IER; ISWA; IFK. Stuttgart.

Eltrop, L.; Matiz-Rubio, N.; Härdtlein, M.; Rettenmaier, N. (2018): Ein Konzept für einen Bioökonomie-Entwicklungsindex für Baden-Württemberg. Forschungsbericht. IER Universität Stuttgart; ifeu. Stuttgart.







VDI-Richtlinie 4608 Blatt 1, Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung Begriffe, Definitionen, Beispiele.

European Energy Exchange AG (EEX) (Hg.) (2016): Natural Gas Daily Reference Price. Online verfügbar unter https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/spotmarkt/daily-reference-price#!/2016/12/18.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hg.) (2019): Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen. MakroBiogas Wirkungsabschätzung des EEG. Endbericht. IZES; DBFZ; UFZ. Saarbrücken, Leipzig, Berlin.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hg.) (2020): Verbundvorhaben: Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020; Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/index.php?id=11150&fkz=22404016, zuletzt aktualisiert am 14.04.2020.

Fachverband Biogas e.V. (FvB) (Hg.) (2015): Vorteile für den Einsatz von Gärprodukten als Düngemittel. FvB.

Fachverband Biogas e.V. (FvB) (Hg.) (2019): Branchenzahlen 2018 und Prognose der Branchenentwicklung 2019.

Fachverband Biogas e.V. (FvB) (Hg.) (2020): Branchenzahlen 2019 und Prognose der Branchenentwicklung 2020. Stand: 07/2020.

Fernahl, A.; Perez-Linkenheil, C.; Huneke, F.; Küchle, I. (2017): Wirkungsweise einer CO2-Steuer am Strommarkt. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG.

FvB (2016): Biogasbranche baut Wärmebereitstellung weiter aus. Horbelt, Andrea; Knebel, Alexander. Online verfügbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-pm-14-16, zuletzt geprüft am 19.12.2016.

Geldermann, Jutta; Schmehl, Meike; Hesse, Martina; Rottmann-Meyer, Marie-Luise; Hegger, Alexander (2012): Ökobilanzielle Bewertung von Biogasanlagen unter Berücksichtigung der niedersächsischen Verhältnisse. Göttingen.

Geyer, Roland; Stoms, David M.; Lindner, Jan P.; Davis, Frank W.; Wittstock, Bastian (2010): Coupling GIS and LCA for biodiversity assessments of land use. In: *Int J Life Cycle Assess* 15 (5), S. 454–467. DOI: 10.1007/s11367-010-0170-9.

Greiner, Benjamin; Hermann, Hauke (2016): Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Stromerzeugung. Arbeitspaket 1.2 im Forschungs- und Entwicklungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Wissenschaftliche Unterstützung "Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050". Hg. v. Öko-Institut e.V.

Grösch, Norbert; Trox, Christian; Saidi, Abdessamad; Grüner, Victoria; Brügging, Elmar; Wetter, Christof et al. (2020): Biogas nach dem EEG – (wie) kanns weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber. Hg. v. Technische Hochschule Ingolstadt (THI), Fachhochschule Münster, C.A.R.M.E.N. e.V. und ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu).

Grüner Strom Label e.V. (2018): Grünes Gas-Label (GGL). Kriterienkatalog 2018, Grüner Strom Label e.V.

Grünstromwerk Vertriebs GmbH (Hg.) (2020): Regionalstrom Nordoberpfalz. Online verfügbar unter https://www.gruenstromwerk.de/regionalstrom/nordoberpfalz/, zuletzt geprüft am 12.08.2020.

Guenther-Lübbers, Welf; Garbs, Matthias; Brauckmann, Hans-Jörg; Geldermann, Jutta; Broll, Gabriele; Theuvsen, Ludwig (2015): Nachhaltige Biomassenutzung in Biogasanlagen auf der Grundlage der Wirtschaftsdüngerpotenziale in Niedersachsen "Bauernhof Niedersachsen". Abschlussbericht. Hg. v. Georg-August-Universität Göttingen und Universität Osnabrück.

Haaren, CHristina von; Rode, Michael; Bredemeier, Birte (2013): Ökobilanzielle Bewertung von Biogasanalagen. Integration der Wirkungskategorien Biodiversität und Landschaftsbild. Hg. v. IUP. Hannover, zuletzt geprüft am 07.06.2018.







Hans-Dieter Haenel; Claus Rösemann; Ulrich Dämmgen; Ulrike Döring; Sebastian Wulf; Brigitte Eurich-Menden et al.: Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2016. Report on methods and data (RMD) Submission 2018. Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen Report, 57), zuletzt geprüft am 22.01.2019.

Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) (Hg.) (2020): Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG. Positionspapier.

Heckelmann; Anja (2019): Keine Nitratgehalte mehr für Getreide und Raps. Hg. v. LTZ Augustenberg, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Heckelmann, Anja (2019): Abschluss des NID 2019. Hg. v. LTZ Augustenberg, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Heckelmann, Anja; Grimm, Sabine (2019): N-Düngebedarf für Ackerkulturen 2019. Hg. v. Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg. Karlsruhe, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Hehenberger-Risse (2013): Nachhaltigkeitsanalyse Entwicklung verschiedener Nachhaltigkeitsindikatoren zur umwelttechnischen Analyse und Bewertung von Nahwärmeversorgungsnetzen auf Basis regenerativer Energien im Vergleich zu fossilen Energieträgern. Leuphana, Lüneburg.

Herbes, Carsten; Friege, Christian (2017): Marketing Renewable Energy. Cham: Springer International Publishing.

Herbes, Carsten; Halbherr, Verena; Braun, Lorenz (2018): Preise für die Abgabe von Wärme aus Biogasanlagen an Dritte*. In: *AgrB Agrarbetrieb* 4.

Herbes, Carsten; Pekrun, Carola; Dahlin, Johannes (2017): Schlussbericht zum Vorhaben GÄRWERT - GÄRprodukte ökologisch optimiert und WERTorientiert aufbereiten und vermarkten. Teilvorhaben 1: Angebots- und Nachfrageforschung, Kostenkalkulationen. Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen.

Herbes, Carsten; Scholwin, Frank (2015): Technisch-kommerzielle Risiken im Betrieb von Biogasanlagen und Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse. In: Christian Friege (Hg.): Handbuch Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten. 1. Aufl. Konstanz: UVK-Verl.-Ges, S. 175–200.

Hermann, Hauke; Loreck, Charlotte; Ritter, David; Greiner, Benjamin; Keimeyer, Friedhelm; Cook, Vanessa et al. (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) (Climate Change, 02/2017).

Hinz, Fabian; Iglhaut, Daniel; Frevel, Tobias; Möst, Dominik (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei. Stand 05/2014. Dresden: Technische Universität Dresden Fakultät Wirtschaftswissenschaften Lehrstuhl für Energiewirtschaft (Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, 3). Online verfügbar unter http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381.

Hubbard, D.; Evans, D. (2010): Problems with scoring methods and ordinal scales in risk assessment. In: *IBM J. Res. & Dev.* 54 (3), 2:1-2:10. DOI: 10.1147/JRD.2010.2042914.

Jenny Winkler, Frank Sensfuß, Martin Pudlik (2015): Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien. Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket 4. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

Klaußer, Volkmar (2019): Mit Bienenstrom gegen das Insektensterben. energate. Online verfügbar unter https://www.energate.de/aktuelles/nachricht/10/10/2019/mit-bienenstrom-gegen-das-insektensterben.html, zuletzt geprüft am 07.05.2020.

Klöpffer, Walter; Grahl, Birgit (2009): Ökobilanz (LCA). Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf. Weinheim: Wiley-VCH.

Knebel, Alexander; Kunz, Claudia (2015): Nutzungspfade der Bioenergie für die Energiewende. Metaanalyse. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE).

Kopiske, Jakob; Spieker, Sebastian; Tsatsaronis, George (2017): Value of power plant flexibility in power systems with high shares of variable renewables: A scenario outlook for Germany 2035. In: *Energy* 137, S. 823–833. DOI: 10.1016/j.energy.2017.04.138.







Krieg, Karl; Mayer, Veronika (2016): Freiwillige Hoftorbilanz. Hg. v. Landesanstalt für Entwicklung der Landwirtschaft und der ländlichen Räume (LEL).

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (2012): Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus. 2. Aufl. Darmstadt: KTBL (KTBL-Datensammlung).

L. Herold; S. Wagner; E. Höpfner; G. Kießling; R. Schmid; ainfo; TLL: Untersuchung von Nmin-Gehalt und N-Bilanz in Fruchtfolgen im Rahmen des Nmin-Monitorings auf Dauertestflächen. Online verfügbar unter http://www.tll.de/www/daten/untersuchungswesen/boden_duenger/pdf/nmin0710.pdf, zuletzt geprüft am 12.09.2018.

Landesamt für Landwirtschaft und ländlichen Raum, Thüringen (Hg.) (2019): Nmin- Richtwerte im Boden 2019, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Landesamt für Statistik Niedersachsen (2020): Landwirtschaftliche Betriebe nach Größenklasse der LF. Online verfügbar unter https://www1.nls.niedersachsen.de/statistik/html/default.asp, zuletzt aktualisiert am 24.03.2020, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Landesanstalt für Entwicklung der Landwirtschaft und der ländlichen Räume (LEL) (Hg.) (2016): Nährstoffvergleich.

Landwirtschaftliche Lehranstalten Triesdorf (12.05.2020): Alternativer Substratanbau für Energiegewinnung und Biodiversität. Online verfügbar unter https://www.triesdorf.de/unternavigation/aktuelles/aktuelles-im-detail/article/alternativer-substratanbau-fuer-energiegewinnung-und-biodiversitaet.html, zuletzt geprüft am 12.08.2020.

Lenz, Konstantin; Bomberg, Christian; Grundmann, Robert A.; Hönniger, Stefan; Brauns, Patrick; Feske, Lukas et al. (2018): Strommarkt 2050. Analyse möglicher Szenarien der Entwicklung des deutschen und mitteleuropäischen Strommarktes bis zum Jahr 2050. Hg. v. Fachhochschule Erfurt. Erfurt.

Lfl Bayern: Treibhausgas-Rechner Biogas: Webanwendung für eine klimaschonende Biogaserzeugung und - verwertung. Online verfügbar unter https://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/technikfolgen/128697/index.php, zuletzt geprüft am 112.09.2018.

LimeSurvey GmbH (Hg.) (2020): Machen Sie Fragen zu Antworten. Online verfügbar unter https://www.limesurvey.org/de, zuletzt aktualisiert am 17.08.2020.

Liu, Cong (2019): Ökonomische Optimierung des Substrateinsatzes in Biogasanlagen unter Berücksichtigung von verfahrenstechnischen Restriktionen. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Maierhofer, Hubert; Rauh, Stefan; Strobl, Martin (2018): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas(THG)zertifizierung. 1. Aufl. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB).

Matthes, Felix Chr.; Hermann, Felix; Cook, Vanessa (2019): Strompreis- und Stromkosteneffekte eines geordneten Ausstiegs aus der Kohleverstromung.

Mayring, Philipp (2010): Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken. Neuausgabe. s.l.: Beltz Verlagsgruppe. Online verfügbar unter http://www.content-select.com/index.php?id=bib_view&ean=9783407291424.

Millinger, Markus; Tafarte, Philip; Dotzauer, Martin; Oehmichen, Katja (2017): BalanceE. Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen.

Naturschutzbund Deutschland (NABU) (Hg.) (2019): Biodiversität für Biogasanlagen. Naturnahe mehrjährige Wildpflanzenmischungen als Ergänzung zum Maisanbau.

Naturstrom AG (24.03.2020): NATURSTROM stellt Tarife für lokale Partner auf Regionalnachweise um. Online verfügbar unter https://www.naturstrom.de/ueber-uns/presse/news-detail/naturstrom-stellt-tarife-fuer-lokale-partner-auf-regionalnachweise-um/.

Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung (Hg.) (2014): Die niedersächsische Landwirtschaft in Zahlen.







Nielsen, Kerstin (2018): Entwicklung der Bodenfruchtbarkeit beim Einsatz von Gärprodukten aus Biogasanlagen. Unter Mitarbeit von Marieke Hoffmann, Anastasia Hübner, Andreas Muskolus und Frank Ellmer. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).

Nitsch, Joachim (2019): Noch ist erfolgreicher Klimaschutz möglich. Die notwendigen Schritte auf Basis aktueller Szenarien der deutschen Energieversorgung.

Offenberger; Konrad (LfL); Brandl; Maria (LfL) (2018): Basisdaten. für die Umsetzung der Düngeverordnung, für die Beratung und Planung, zur Berechnung. Hg. v. LFL, zuletzt geprüft am 05.06.2018.

Öko-Institut e.V.; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (Hg.) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.

Paterson, Mark (2016): Realisierung einer Biogas-Kleinanlage. Ein Handbuch für Landwirte. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL).

Peters, Wolfgang; Schultze, Christian; Schümann, K.; Stein, S. (2010): Bioenergie und Naturschutz. Synergien fördern, Risiken vermeiden. Unter Mitarbeit von K. Ammermann und S. Keil. Hg. v. Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN; Bosch und Partner GmbH; Hochschule Rottenburg; Redaktion21 GmbH.

Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; ifeu.

Postel, Jan; Fischer, Erik; Barchmann, Tino; Rensberg, Nadja; Stur, Mathias (2017): Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen. Förderkennzeichen: 22400912 (Schlussbericht). Hg. v. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (DBFZ Report, 28).

Prognos AG; Ewi; gws (Hg.) (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Endbericht. Basel/Köln/Osnabrück.

Publications Office of the European Union (Hg.): EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Technical guidance to prepare national emission inventories. Luxembourg (EEA report).

Pucker, J.; Jungmeier, G.; Siegl, S.; Pötsch, E. M.; Stuhlbacher, A.; Ebner-Orning, F. J. et al. (2010): Ökobilanz Biogas. Erfolgsfaktoren zur nachhaltigen Nutzung der Biogastechnologie am beispiel ausgewählter Biogasanlagen. Endbericht. Hg. v. Joanneum Research. Graz, zuletzt geprüft am 08.05.2018.

Regionalstrom Franken eG (Hg.) (2020): Regionalstrom Franken. Online verfügbar unter https://www.regionalstrom-franken.de/, zuletzt geprüft am 12.08.2020.

Reinhold, G. (2005): Masse- und Trockensubstanzbilanz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Langfassung der Veröffentlichung von Reinhold, G.: "Genau bilanzieren" in Neue Landwirtschaft Heft 12/2005, S. 68 bis 72. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. http://www.tll.de/ainfo/pdf/biog1205.pdf.

Reinhold, G. (2012a): Eigenschaften von Biogasgülle. Merkblatt. Hg. v. TLL, zuletzt geprüft am 06.06.2018.

Reinhold, G.; ainfo; TLL: Statistik der Biogasanlagen in Thüringen - Stand 2015. Online verfügbar unter http://www.tll.de/bga_info/pdf/bga_link.pdf, zuletzt geprüft am 18.03.2019.

Reinhold, G.; Zorn; W. (2015): Wirtschaftsdünger und Gärprodukte – Eigenschaften im Kontext der Biogaserzeugung und Düngung. Hg. v. TLL. Potsdam, zuletzt geprüft am 07.06.2018.

Reinhold, Gerd (2008): Biogasanlagen wirtschaftl. betreiben - CO2-Bilanz und Emissionen. Hg. v. TLL, zuletzt geprüft am 05.06.2018.

Reinhold, Gerd (2012b): Rechner Biogasgülle. Hg. v. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft.

RED II, vom 11.12.2018 (2018): RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).







Sachsen, Statistisches Landesamt des Freistaates (NaN): Statistik - Bevölkerungsbestand. Statistisches Landesamt des Freistaates Sachsen. Online verfügbar unter https://www.statistik.sachsen.de/html/426.htm, zuletzt aktualisiert am 24.03.2020, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Sailer, Christoph (2019): Modellierung und Vergleich von Gasaufbereitungsprozessen mit unterschiedlichen Biomethanprodukten. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Scheftelowitz, Mattes; Stinner, Walter; Wirkner, Ronny; Witt; Daniel-Gromke, Jaqueline; Peters, Wolfgang et al. (2014): Evaluierung und Untersetzung der relevanten Regelungen zu Naturschutzanliegen bei der Stromerzeugung aus Biomasse im aktuell verabschiedeten Erneuerbare-Energien-Gesetz. Endbericht. Unter Mitarbeit von Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Leipzig.

Schöftner, R.; Klaus, V.; Schmiedinger, B.; Trogisch, S.; Haberbauer, M.; Katzlinger, K. et al. (2006): Best Biogas Practise. Monitoring und Benchmarks zur Etablierung eines Qualitätsstandards für die Verbesserung des Betriebs von Biogasanlagen und Aufbau eines österreichweiten Biogasnetzwerks. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Steyr (Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 45/2007).

Stadtwerke Nürtingen GmbH (Hg.) (2020): bienenstrom. Online verfügbar unter https://bienenstrom.de, zuletzt geprüft am 12.08.2020.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2019): Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Wachstum und Ernte -Feldfrüchte - 2018, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Strauß, Christoph (2017): Biogas und EEG 2017 – Nachhaltigkeitsaspekte aus Sicht des Naturschutzes. Biogas-Fachgespräche. BfN. Nossen, Strauß, Christoph.

Thrän, Daniela (2019): Interdisziplinäres Bewertungsinstrument für Bioenergie-Entwicklungspfade. Materialien zur Analyse "Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapoliti k. Potenziale – Technologien – Zielkonfl ikte".

Thrän, Daniela; Adler, Philipp; Brosowski, Andre; Fischer, Elmar; Hermann, Andre; Mayer, Stefan et al. (2015): Method Handbook - Material flow-oriented assessment of greenhouse gas effects. Methods for determination of technology indicators, levelized costs of energy and greenhouse gas effects of projects in the funding programme "Biomass energy use". Leipzig (Energetische Biomassenutzung, Volume 4).

Thüringer Landesamt für Statistik (2020): Landwirtschaftliche Betriebe nach Größenklassen des Standarddeckungsbeitrages in Thüringen. Online verfügbar unter https://statistik.thueringen.de/datenbank/TabWMAnzeige.asp?ListeWM=alle&tabelle=kr000528&startpage=1&wmid=alle&Jahres-

Reihe=200300%2C+200700%2C+&auswahlnr=&csv=&vorspalte=1&umsort=&tit2=&SZDT=&anzahlH=-4&fontgr=12&sortiere=&richtung=auf&AnzeigeAuswahl=&XLS=&anzahlZellen=48, zuletzt aktualisiert am 24.03.2020, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (Hg.): Landwirtschaft in Thüringen 2015 (Daten und Fakten). Online verfügbar unter https://www.statistik.sachsen.de/download/100_Berichte-C/C_LZ_2010_1.pdf, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Trommler, Marcus; Dotzauer, Martin; Barchmann, Tino; Lauer, Markus; Hennig, Christiane; Mauky, Erik et al. (2016): Flexibilisierung von Biogasanlagen in Deutschland. Ein Überblick zu technischen Ansätzen, rechtlichem Rahmen und Bedeutung für das Energiesystem. Hg. v. DBFZ.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2013): Politikszenarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Öko-Institut e.V.

Völler, Klaus; Reinholz, Toni (2019a): Branchenbarometer Biomethan 2019. dena-Analyse. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Völler, Klaus; Reinholz, Toni (2019b): Branchenbarometer Biomethan 2019. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

Vollrath, Birgit (LWG) (2016): Energetische Verwertung von kräuterreichen Ansaaten in der Agrarlandschaft - eine ökologische und wirtschaftliche Alternative bei der Biogasproduktion. Schlussbericht zum Vorhaben. Hg. v. Bayerische Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau Veitshöchheim (LWG). LWG.







Weidema, B. P. et al. (2013): The ecoinvent database: Overview and methodology, Data quality guideline for the ecoinvent database version 3, www.ecoinvent.org.

Wolff, Carsten (2013): Erneuerbare-Energien-Projekte: Beispiel Biogasprojekte. In: Carsten Lau, André Dechange und Tina Flegel (Hg.): Projektmanagement im Energiebereich. Wiesbaden: Springer Gabler, S. 273–298.

Wotha, Brigitte (2013): Planerische Möglichkeiten zur Steuerung der Standortentwicklung und Verbesserung der Akzeptanz von Biogasanlagen: Hannover: Verlag der ARL - Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Wotha, Brigitte. Online verfügbar unter https://www.econstor.eu/bitstream/10419/87646/1/771010850.pdf.

Zech, Daniel (2013): Analyse und Bewertung von Technologien für die Versorgung von Wohngebäuden mit Wärme aus erneuerbaren Energien. Ein Beitrag geographischer Energieforschung am Beispiel einer Nachhaltigkeitsbewertung für Wärmeversorgungssysteme. Dissertation. Eberhard Karls Universität, Tübingen. Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät.







V.2 Zusätzliche Daten und Ergebnisse

V.2.1 Experteninterviews

Block 1: Folgekonzept - allgemeine Abfrage

Le	itfrage:		
1)	Was treibt die Branche ger (alternativ:) Was treibt Sie	rade um? (im Kontext Biogas) gerade um	?
	Inhaltliche Aspekte	Aufrechterhaltungsfragen	Nachfragen
•	offene Frage, um The- men und weitere Folge- konzepte zu identifizieren zugleich Anhaltspunkt für eine Gewichtung	Welche Folgekonzepte werden in Ihrem Umfeld gerade diskutiert?	 Welche Biogasfolgekonzepte sehen Sie in der Praxis? Welche Folgekonzepte haben wir in unserer Liste vergessen?

Block 2: Bewertung der Folgekonzepte

Leitfrage:		
Welche Folgekonzepte	sind Ihrer Meinung nach besonder	s interessant?
Inhaltliche Aspekte	Aufrechterhaltungsfragen	Nachfragen
Bewertung der Folge- konzepte durch die Ex perten		Warum halten Sie XYZ für wichtig? Was halten Sie von Konzept XYZ? (Liste der Konzepte) Wie schätzen Sie die Realisierbarkeit der Folgekonzepte ein? Welches Folgekonzept halten Sie für unrealistisch?
Leitfrage:		
In welche Reihenfolge	würden Sie die Folgekonzepte bring	gen? (evtl. Karten vorbereiten)
Inhaltliche Aspekte	Aufrechterhaltungsfragen	Nachfragen
 Zuspitzung der Bewertung 		Warum haben Sie diese Reihenfolge gewählt?

Block 3: Gütekriterien

CK 3. Gutekitterien		
tfrage:		NO 320
Inhaltliche Aspekte	Aufrechterhaltungsfragen	Nachfragen
Bewertung der Gütekrite- rien/Abwägung ihrer Re- levanz	Was halten Sie von einem Gütekriterium XYZ? [Liste unserer Gütekriterien] Welche Gütekriterien würden Sie für den Bereich Ökonomie/Technik/Umwelt/Soziales anlegen?	 Welches Gütekriterium ist das Wichtigste? Warum? Sollte man je nach Konzept spezielle Gütekriterien einsetzen?
tfrage:		
Erstellen Sie ein Ranking!	(Karten vorbereiten)	50
Inhaltliche Aspekte	Aufrechterhaltungsfragen	Nachfragen
Zuspitzung der Bewer- tung		 Warum haben Sie diese Reihenfolge gewählt?
	tfrage: Nach welchen Gütekriterie tl. erläutern, was mit Gütek Inhaltliche Aspekte Abfrage der Gütekriterien Bewertung der Gütekrite- rien/Abwägung ihrer Re- levanz tfrage: Erstellen Sie ein Ranking! Inhaltliche Aspekte Zuspitzung der Bewer-	Nach welchen Gütekriterien sollte man Folgekonzepte ber tl. erläutern, was mit Gütekriterium gemeint ist: "gute Anlag Inhaltliche Aspekte Abfrage der Gütekriterien Bewertung Sir und Gütekriterium XYZ? [Liste unserer Gütekriterien Würden Sie für den Bereich Ökonomie/Technik/ Umwelt/Soziales anlegen? Inhaltliche Aspekte Bewertung der Gütekriterien Bewertung der Gütekriterien Bewertung der Gütekriterien Bewertung Güte





V.2.2 Workshop Ergebnisse

	V	Virkungskategorie	Sozio-Ökonomie												
	Gütekriterium		Akzeptanz durch Bevölkerung	L	iss auf "Struktur der andwirtschaft" Ländlicher Raum	Regio	onale Wertschöpfung	Einfluss auf regionale Beschäftigung			Standort / Nähe zu / Regionalplanung		Reststoff- nutzungsgrad		
Beschreibung der zu ermittelnden Größen/Kennzahl (teilweise mehrerer Optionen genannt)		zahl (teilweise mehrerer	Einzugsgebiet/- Transportaufkommen / Einfluss auf Landschaftsbild	Inkl. Landschaftsbild; Konkurrenz in der Landnutzung		z.B. Direktvermarktung Umkreis um BGA - lokale Kreisläufe									
Art des 0	ütek	riteriums	Qualitativ	,konkr	etisierung erforderlich'	Qı	Quantitativ/ Qualitativ		Quantitativ		-		Quantitativ		
Einheit			?		-		km				km		%		
che	1	Messbarkeit	2.2	0	2.0	0	2.0		2.6		3.0		3.0		
Anforderung für praktische Umsetzbarkeit auf Anlagenebene	2	Standardisierung	1.5		1.6		2.0		1.8	•	2.7	•	3.0		
rderung für praktis Umsetzbarkeit auf Anlagenebene	3	Transaktionsaufwand	1.0	•	1.3	•	1.5		2.0	0	2.3	•	3.0		
orderu Umset Anla	4	Transparenz	2.8		2.0		2.0		2.3		2.3	•	3.0		
Anfo	5	Integrierbarkeit	1.0		2.6	•	1.3		1.7		1.7		-		
		Optimum / Bester Wert	-		-		ď		Щ		-		-		
Kritisch Werte	е	Mittelwert / Korridor	all		n Integration in die LW. Is als Bestandteil der LW		all	all			ııll		70%		
		Pessimum / Minimaler Wert	all		4	-		-		all		50%			
Obligatorisch / Optionales Kriterium in einem Aggregationssystem			0		•		•		0		0		-		

Abb. 49 Bewertung der sozio-ökonomischen Gütekriterien des 2. regional Workshop anhand Anforderungskriterien, kritischen Werten und Einordung für ein Aggregationssystem (Bewertung der Kriterien mit einer Skala von 1-3, Wert gibt Mittelwert aller Teilnehmer an, Balken der kritischen Werte entsprechen den vergebenen Punkten bei einem Punkt pro Gütekriterium)





	٧	Virkungskategorie		Ökologie												
Gütekriterium		Flächennutzungs-effizienz für Hauptprodukt		Spe	Spezifische THG Emissionen für Hauptprodukt		Spezifische THG issionen Substratmix	Biodiversität 'v.a. Fruchtfolge'			Ökobilanzaspekte/ Schadstoff-emissionen			Biogas im Biolandbau		
Beschreibung der zu ermittelnden Größen/Kennzahl (teilweise mehrerer Optionen genannt)		Bei vers	Bei verschiedenen Produkten Allokation Bei verschiedenen Produkten Allokation, Gutschriften für Vorgelagerte Ketten		sollte nicht extra erfasst werden, da in spezifischen THG Emissionen integriert'		Substratmix und Anteile bestimmter Substratgruppen z.B. Anteil nicht- Anbaubiomasse oder ökologischer Ausgleichsflächen									
Art des G	ütek	riteriums	Quantitativ			Quantitativ		Quantitativ		Semi-Quantit	tativ		-		-	
Einheit		m2 / kWh		g CO2/ kWh		kg CO2 / t FM 'besser t oTM o t TS'		-		-			-			
che	1	Messbarkeit		2.8		3.0		3.0		2.3			2.8		3.0	
orderung für praktische Umsetzbarkeit auf Anlagenebene	2	Standardisierung		2.3		3.0		3.0		2.3	Regional- spezifisch		2.3		2.0	
rderung für prakti Umsetzbarkeit auf Anlagenebene	3	Transaktionsaufwand		2.0		2.3		1.7		1.8			2.0		2.0	
orderui Umset Anla	4	Transparenz		2.1		2.8		1.7		3.0			3.0		3.0	
Anfo	5	Integrierbarkeit		1.0		3.0		2.5		1.0			3.0		-	
		Optimum / Bester Wert				all.		all		4			all			
Kritische Werte	9	Mittelwert / Korridor		4		41		4								
		Pessimum / Minimaler Wert	aff			250 g CO ₂ -eq /kWh abs.		dill		all			41			
Obligatorisch / Optionales Kriterium in einem Aggregationssystem			•		•		•					0		0		

Abb. 50 Bewertung der ökologischen Gütekriterien des 2. regional Workshop anhand Anforderungskriterien, kritischen Werten und Einordung für ein Aggregationssystem (Bewertung der Kriterien mit einer Skala von 1-3, Wert gibt Mittelwert aller Teilnehmer an, Balken der kritischen Werte entsprechen den vergebenen Punkten bei einem Punkt pro Gütekriterium)





	V	Virkungskategorie		Technik												
		Gütekriterium	Brennstoff- ausnutzungsgrad	Wärmenutzungsgrad		Energiewirtschaftlicher Nutzen (Systemdienlichkeit)		Gi	Güte Biogasprozess		Robuste Verfahren	И	Strom Wirkungsgrad			
Beschreibung der zu ermittelnden Größen/Kennzahl (teilweise mehrerer Optionen genannt)		zahl (teilweise mehrerer	Produktunabhängig; Gesamtenergieoutput, Gesamtenergieinput	, Antei	Anteil der Nettowärme, der Überbauungsgrad; genutzt wird <i>'VBh je BHKW'</i>		Verv	veilzeit im gasdich System 'Methangehalt'	tes							
Art des G	ütek	riteriums	Quantitativ		Quantitativ	Q	uantitativ		Quantitativ		-		-			
Einheit			%		%		-		d		-		-			
che	1	Messbarkeit	2.7		3.0		2.7		2.9		1.5		3.0			
praktis iit auf ene	2	Standardisierung	2.8		2.6		2.4		2.3		2.0		3.0			
nderung für praktis Umsetzbarkeit auf Anlagenebene	3	Transaktionsaufwand	1.9		3.0		1.8		2.3		2.0		2.7			
Anforderung für praktische Umsetzbarkeit auf Anlagenebene	4	Transparenz	2.7		2.9		2.0		2.8		2.5		3.0			
Anfo	5	Integrierbarkeit	1.8		1.8		1.7		3.0		2.0		-			
		Optimum / Bester Wert	all l		4		all		ail		4		-			
Kritische Werte	9	Mittelwert / Korridor	4		ď				50d +	1d/%			Größen- /Technikspezifisch			
		Pessimum / Minimaler Wert	all		all		all		50d		44		-			
Obligatorisch / Optionales Kriterium in einem Aggregationssystem			0		•		•		•		0		•			

Abb. 51 Bewertung der technischen Gütekriterien des 2. regional Workshop anhand Anforderungskriterien, kritischen Werten und Einordung für ein Aggregationssystem (Bewertung der Kriterien mit einer Skala von 1-3, Wert gibt Mittelwert aller Teilnehmer an, Balken der kritischen Werte entsprechen den vergebenen Punkten bei einem Punkt pro Gütekriterium)





E	Entwicklung der Bion	nasseversorgungskreisläufe: Bienenstrom (als	Beispiel für eine Ökosystemdienstleistung)								
	Themenfeld	Landwirtschaft	Energiewirtschaft								
	Marktvolumen	Nischenmarkt, geringe Nachfrage, Risiko, für Post-EEG-Ze	itraum nicht geeignet								
	Flächenverfügbarkeit/ Anbau	Blühstreifen will man in der Landwirtschaft immer "weg" hal	VU vs. Landwirt → Zuordnung von Flächen schwierig ehrjährige Wildpflanzenmischungen können nicht lange überdauern → das erhöht die Kosten. ühstreifen will man in der Landwirtschaft immer "weg" haben Iphie wäre eine gute Alternative (in Süddeutschland fast so gut wie Mais).								
Entwick- lungs-mög- lichkeiten	Vermarktung	Fraglich, ob sich ein Markt findet bzw. entwickelt; bei hohen Strompreisen wird nur ein kleiner Teil der Stromkunden In- teresse zeigen	 steigende Nachfrage des Kunden analog regionalen Direktvermarktung von landwirtschaftlichen Produkten Chance: Regionalisierung Aufgabe: Erklärung des sehr komplexen Produktes beim Kunden, Verbindung Biene/Strom schwierig spezifischer Aufwand (Vermarktung) → teuer 								
	Ordnungsrecht		Anbauverpflichtung Ordnungsrechtliche Aspekte werden mit förderungsrechtlichen Aspekten verknüpft, Stichwort: Cross Compliance Geringe Entwicklungsmöglichkeit, wenn Ordnungsrecht verschärft wird								
Treiber	Öffentliche Meinung/ Branchenimage	Reduktion des Insektenbestandes wird in der Gesellschaft "Bienenstrom" kann so als Verbesserung des Images der	als Problem erkannt → Anspruch einer Verbesserung Biogasbranche ("Monokulturen", "Vermaisung") genutzt werden								
reiser	Erträge/Preise	Zusatzerträge sind nicht ausreichend für steigende Kosten, Maisanbau lukrativer	Preis ist zu gering für den Vermarktungsaufwand								

Abb. 52 Ergebnisse der Gruppe Entwicklung der Biomasseversorgungskreisläufe Beispiel Bienenstrom des 3. regional Workshops

	Entwicklung der Biomasseversorgungskreisläufe: Gärrestaufbereitung											
	Themenfeld	Landwirtschaft										
Entwick- lungs-	Marktvolumen	Produktion von Magnesium-Ammonium—Phosphat (MAP), sogenannte "Berliner Pflanze", als Mineraldünger mit Qualität → dadurch wird Handelbarkeit erreicht Alle anderen Düngerformen sind Nischenprodukte										
möglich- keiten	Qualität	Qualitäten müssen eingehalten werden und überprüft werden Produkt muss "professionell" erzeugt und gehandelt werden										
	Angebot	Bedingt durch die Region										
	Nachfrage	Vermutung, dass die Nachfrage nach einem undifferenziertem Düngeprodukt nicht vorhanden ist Bei Ausbau GRL Kapazität ohne Platzverfügbarkeit eine Option										
Treiber	Ökonomie	CO₂ Preis (Düngerpreis) → Vorteile durch Wirtschaftsdünger (Humusbildung) zusätzliche Wertschöpfung in Veredelungsregionen lohnt sich nur in Überschussregionen Hohe Investitions- und Betriebskosten										
	Klimawirkung	Humusbildung → Klimaschutz										

Abb. 53 Ergebnisse der Gruppe Entwicklung der Biomasseversorgungskreisläufe Beispiel Gärrestaufbereitung des 3. regional Workshops





	F	lexibilisierung der Stromproduktio	on: "Zukünftige Systemdienstleist	ungen"							
	Themenfeld	Landwirtschaft	Energiewirtschaft	Finanzierer							
	Vermarktung		Blindleistung; Einspeisemanagement; Redispatch; keine Vergütungsmög- lichkeit	Direktvermarktung (HT/NT) "echte" dezentrale Energieverteilung							
		regionale Versorgungskonzepte									
Entwick- lungs- möglich- keiten	Potential	fossile Überkapazitäten (Kohle) sind hinderlich Abhängig von alternativen Speichermöglichkeiten der Volatilen "Stromfahrpläne" nach EEX Perspektiven hoch: Abschaffung Atomkraftwerke Ausbau erneuerbarer Energien	Kompensation nicht regelbarer erneuerbarer Energien (Wind/Solar) Schwarzstartfähigkeit Blindleistungsbereitstellung möglich. Erträge? Zuverlässigkeit der DL Refinanzierung? Spannungs-/Frequenzhaltung Wert?	LW: sekundär-zunehmend E: primär-abnehmend Flexibilität der Produktion Fehlinvestition Potential vorhanden: Vernetzung + Blindleistung notwendig Imagegewinn der Branche Abschalten am Wochenende Saisonale Produktion → Wärme							
	Regulatorische Rahmenbedingun- gen (politisch/ ge- sellschaftlich)	Vergütung von Blindleistung schneller Kohleausstieg Atomausstieg	Schlechte Erfahrung mit der Regelener- gievermarktung Ständige veränderte Rahmenbedingun- gen (Nachtrag: Mischpreisverfahren schon wieder ausgesetzt)	Vorbereitung auf Ausschreibung. Überbauung, bis zu Ausschreibung über Flexprämie getilgt. Sozialer Druck E-Marktrelevanz "Echte Energiewende" Skalierung							
Treiber		Weiterer starker Ausbau von Wind und PV sowie der Kohleausstieg werden als wichtige Treiber gesehen → Biogas als "Brückentechnologie"?									
	Erträge			"Investitionsstau abbauen"; neue BHKW-Technik durch Flexprämie ge- zahlt Zusatzertrag → freier Markt oder → Po- litik							
	Gestaltung des Strommarktes	Smartgrid lokale Märkte für regionalen Ausgleich	Systemstabilität/ Unsicherheit in der Netzstabilität Digitalisierung								

Abb. 54 Ergebnisse der Gruppe Flexibilisierung der Stromproduktion Beispiel zukünftige SDL des 3. regional Workshops





		Fokussierung auf die Wärmenutz	zung: "Saisonale Flexibilisier	ung"
	Themenfeld	Landwirtschaft	Energiewirtschaft	Finanzierer
	Potential	Geringes Potential, Wärmenetze in Zukunft über Holzhackschnitzel beliefert, da günstiger → BGA raus	Erhöhung des Gesamtwirkungs- grades Funktioniert nur im EEG Wärmegenossenschaften	Hoch, auch als Post-EEG Option Potential begrenzt → wo sinnvoll, dort schon umgesetzt Eher in Ackerbauregionen, da Viehbetrieb weiter weg von Wohngebieten
	Gas/ KWK-Erzeugung & Wärmenutzung	passt gut zu Weide im Sommer Güllebonus Anlage bis 250kW mit Zu- fütterung im Winter Konflikt zur flexiblen Stromerzeugung nur mit Speichertechnik realisierbar Reine Wärmenutzung (Gaskessel) größere Chance als KWK	Nachverdichtung; Wärmenetz Fossile Ergänzung möglich regionale Wärme Nachverdichtung; Wärmenetz Erhöhung des regenerativen Anteils im Wärmenetz, Primärenergiefaktor Neue Technologien für Wärmetransport/ Verteilung Wärmenetz hat hohe Verluste	Aquakultur Kälte im Sommer saisonal schwankende Nachfrage befriedigen Cash-Flow ↑ Absatz/Liniendichte Reduzierung der Bemessungsleistung positiv für begrenzte Lagerkapazität Entsorgungsgebühr für Nährstofftransport von Überschuss in Mangelgebiete → günstige Wärme
Entwick- lungs-mög- lichkeit/ Trei- ber	Wirtschaftlichkeit	Wahrscheinlich noch höhere Kosten	Strom mehr wert als Wärme Kostenfaktor/Erträge	Auslaufende Verträge optimieren Cash-Flow ↑ Bonität/Risiko Wärmeabnehmer DScR (Debt service coverage ratio = Schuldendienst-deckungsgrad) Mischpreiskalkulation, Zahlungsstrom unsicherer, nicht stabil. Zusatzinvestition notwendig → wie viel Marktpreisrisiko akzeptiert die Bank. Nur PPA- langfristiger Stromabnahmevertrag
	Wärmepreis	Erdgaspreis CO ₂ Bepreisung	CO ₂ Preis Preisentwicklung der Energieträ- ger	Lokaler Markt Kosten für Alternativen (CO ₂ -Steuer) In Zukunft höhere Wärmeerträge bei neuen Verträgen möglich Günstigere Alternativen verfügbar
	Gesetzgebung	"Wärmegesetz" für EE Verbot fossiler Heizungen wie in Dä- nemark	gesetzliche Bestimmungen: EE Wärme; EnEV	
	Akteure	Landwirte (unbürokratische) Politik: Umwelt, Klima (Schadgase)		Lobby für grüne Wärme Kundenwünsche Image Banken müssen Konzept verstehen

Abb. 55 Ergebnisse der Gruppe Fokussierung auf die Wärmenutzung, Beispiel Saisonale Flexibilisierung des 3. regional Workshops





	Um	stieg auf die Biomethanaufbereitung:	"lokale Kraftstoffberei	itstellung (CNG)"								
	Themenfeld	Landwirtschaft	Energiewirtschaft	Finanzierer								
	Anlagenstandort		Tankstelle in der Nähe der Verbraucher Suboptimal wäre: ir- gendwo abseits nur möglich, wenn die Po- litik dies möchte	Kann im Einzelfall sinnvoll sein; regionale Nachfrage (Kundenstruktur) Weg über Erdgasnetz sinnvoller, Tankstellen CNG/LNG kann zentraler und näher am Verbrau- cher erfolgen								
Entwicklungs- möglichkeiten	Flottenbetrieb	Landwirte müssen auch bereit sein, ihren eigenen Fuhrpark auf CNG umzurüsten Flotten z.B. eines Logistikbetriebs/ÖPNV garantieren hohe Absatzmengen und lassen sich dort gut vermarkten (Fuhrpark = Werbefläche)										
mognerikeiten	Potential	zusätzliche Erträge oberhalb der Höchst-Be- messungsleistung Nur als Nische Zielgruppe Schwerlast zu teuer für den Einzelnen Biogas gute Alternative zu E-Autos in Verbindung mit "Herunterflexibilisieren" Zielgruppe Fähren/Schifffahrt Kosten der Aufbereitung	Ähnliche Entwicklung wie bei Rapsöl sollte vermieden werden Sektoren Kopplung mit steigender Bedeutung Miniaturisierung der Anlagen CO ₂ -Äquivalenz> Rentabilität Chance: Problem "Verkehr" einfach gelöst (politisch)									
	Regulatorische Rahmen-bedin- gungen (poli- tisch/ gesell- schaftlich)	Regulatorischer Rahmen als wichtigster Treibe Politischer Wille und Wille der Kraftfahrzeugher aus Gülle und Abfall anders bewertet wird Tankstellendichte als wichtiger Faktor. Diese w Höhe der Mineralölsteuer	rsteller hat bisher bei der Ver	rmarktung gefehlt. <i>Chancen durch RED II</i> , da Biogas cht ausreichend empfunden.								
Treiber	Gestehungskos- ten	Die Kosten für eine eigene Gastankstelle ist eine Überlegung wert (teilweise sogar güns- tiger als eine E-Tankstelle)	Preis, Kosten Automobilindustrie deutschland-/weltweiter Ausbau	Preis der alternativen Brennstoffe Kostenentwicklung der Technik → sinkende Kosten der Aufbereitung								
	Entwicklung an- derer Treibstoff- märkte	Grenzen der E-Mobilität Wasserstoff als große Konkurrenz										

Abb. 56 Ergebnisse der Gruppe Umstieg auf die Biomethanaufbereitung: "lokale Kraftstoffbereitstellung (CNG)" des 3. regional Workshops





V.2.3 Modellparameter

Tab. 40 Substratdaten für THG Bilanzierung, nach: (Reinhold 2005, 2012a; Reinhold et al.; Reinhold et al. 2015; Reinhold 2008; L. Herold et al.; Effenberger et al. 2014; Lfl Bayern; Offenberger et al. 2018; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft 2012; LEL 2016; Krieg und Mayer 2016; Reinhold 2012b)

-				Mathan	Diagos	Mathan	Coo	Flöcken		N Co	P-Ge-	K-Ge-	Logor	Logowingo
Substratklasse	Art	TM	οΤМ	Methan- ertrag	Biogas- ertrag	Methan- gehalt	Gas- dichte	Flächen- ertrag	TAN	N-Ge- halt	halt	halt	Lager- verluste	Lagerungs- dichte
	Einheiten	% FM	% TM	Nm³/t FM	Nm¾t FM	%	kg/m³	t FM/ha	kg/kg N	kg/t FM	kg/t FM	kg/tFM	% TM	t TM/m³
NAWARO	CCM	65%	98%	241,81	465,00	52%	1,314	15	0	9,15		4	9%	0,48
NAWARO	GPS	35%	95%	109,26	206,15	53%	1,302	33	0	5,6	1,05	3,57	12%	0,66
NAWARO	Hirse	28%	90%	79,93	153,72	52%	1,314	60	0	4,44	0,94	5,52	12%	0,23
NAWARO	Körnermais	87%	86%	328,38	543,14	53%	1,307	9,7925	0	12,25	2,83	3,46	1%	0,20
NAWARO	Silomais	35%	95%	112,39	216,13	52%	1,314	43	0	4,7	0,88	4,59	12%	0,29
NAWARO	Zuckerrübe	23%	92%	75,54	148,12	51%	1,327	65	0	1,8	0,44	2,08	5%	0,16
NAWARO	Getreidekörner	87%	97%	320,34	616,05	52%	1,314	7,5	0	21,79	3,54	5,06	1%	0,12
GRAS	Ackerfutter	22%	91%	65,19	538,72	55%	1,277	23	0	6,69	0,66	5,72	12%	0,18
GRAS	Grassilage	35%	90%	100,17	189,00	53%	1,302	20	0	9,45	1,05	9,45	10%	0,20
GRAS	Kleegrassilage	30%	88%	81,31	147,84	55%	1,277	8,616	0	9,12	1,11	9	10%	0,20
GRAS	Silphie	25%	93%	64,73	111,60	58%	1,239	55	0	2,8	0,05%	0,48%	10%	0,15
REST	Maisstroh	51%	93%	72,57	142,29	51%	1,327	5,196	0	9			8%	0,70
REST	Getreidestroh	86%	92%	148,55	292,43	51%	1,329	3	0	5,07	0,75	13	5%	0,10
Wirtschaftsdünger	Hühnertrockenkot	45%	76%	91,17	167,99	55%	1,277	0	0,65	25,74	9,04	15,01	0%	0,22
Wirtschaftsdünger	Rinderfestmist	25%	85%	52,59	95,63	0,55	1,277	0	0,166	5,3	1,42	10,38	0,02	0,21
Wirtschaftsdünger	Rinderguelle	10%	80%	16,72	30,40	0,55	1,277	0	0,56	5,8	0,84	5,2	0,00	0,10
Wirtschaftsdünger	Rinderguelle_fest	25%	90%	29,81	56,25	53%	1,302	0	0				0%	0,10
Wirtschaftsdünger	Schweinefestmist	25%	80%	52,80	88,00	0,60	1,214	0	0,191	7,2	2,35	5,39	0,02	0,23
Wirtschaftsdünger	Schweineguelle	6%	80%	12,10	20,16	0,60	1,214	0	0,7	4,6	1,69	3,15	0,00	0,06
Wirtschaftsdünger	Schweinegülle-fest	25%	83%	26,15	41,50	63%	1,177	0	0				0%	0,10





Tab. 41 Emissionsquellen - und Faktoren (Auszug)

Prozessschritt	Kategorie		Einheit	Wert	Quelle	
Substratanbau	Düngemittel	KAS	kg CO _{2e} ⋅ (kg N) ⁻¹	9,46		
	Düngemittel	P-Einnährsstoffdünger	$kg CO_{2e} \cdot (kg P)^{-1}$	3,93	(Maidana D. D. at al 0040)	
	Düngemittel	Kalium-Einnährstoffdünger	kg CO _{2e} ⋅ (kg K ₂ O)-1	0,458	(Weidema, B. P. et al. 2013)	
	Saat	Mais	$kg CO_{2e} \cdot (kg FM)^{-1}$	2,14		
	Saat	Weizensaatgut	kg CO _{2e} ⋅ (kg FM) ⁻¹	0,89		
	Düngung/Ausbringung	NH3	kg NH₃-N/ kg N	0,0082	(Publications Office of the European Union)	
Substratanbau/ Rückführung	Düngung/Ausbringung	N2O_direkt	kg N₂O-N/kg N	0,01		
	Düngung/Ausbringung	N2O_indirekt	kg N₂O/ kg N	0,01		
	Düngung/Ausbringung	N2O_auswaschung	kg N₂O/ kg N	0,00225	(Hans-Dieter Haenel et al.)	
Substratanbau	Ernte- und Wurzelrückstände	N2O	kg N₂O/ kg N	0,01	(nais-Dietei naerieret al.)	
Vorgrube	Rindergülle	Methanemissionen-Vorgrube	m³/m³	0,017		
	Rindergülle	Stickstoff-Emissionen-Vorgrube	Stickstoff-Emissionen-Vorgrube			
		Methan-Emissionen	m³/m³	0,01		
Fermenter	Gülle	TAN Anreicherung		0,32		
	Energiepflanzen	TAN Anreicherung			(Hans-Dieter Haenel et al.)	
GRL		Methanemissionen		1%	(Fig. 5 Dictor Fig. 1)	
GILL	Restgaspotenzial	Methan	m³/m³	0,046		
	Transport-LKW	Emissionen	kg CO ₂ / t/km	0,22	Ecoinvent 2.2	
	Entfernungen	Feld - Hof	km	10	Annahme	
Transport	Entfernungen	Silo-Maschinenhalle	km	0,1	Annahme	
Панърон	Entfernungen	Silo-Vorgrube	km	0,07	Annahme	
	Entfernungen	BGA-Feld	km	5	Annahme	
	Diesel	Emissionen	kg CO₂/I	2,64		
BHKW	Betriebsstunden	7971,6	h	91%	Annahme	
	Methanschlupf			1,30%	Annahme	
	Eigenstrom			10%	Annahme	
	Eigenwärme			30%	Annahme	





Tab. 42 Substrateigenschaften – Inputparameter IER Modell

Substrate	Substratkosten BW [€/tFM]	Substratkosten TH [€/tFM]	Substratkosten NI [€/tFM]	Biodiversitäts-klasse	Humus Bilanz [tCO ₂ -eq/ha]
Rinderguelle	1,23	4,00	4,00	0	0
Schweineguelle	1,53	4,00	4,00	0	0
Rinderfestmist	6,59	5,62	5,62	0	0
Schweinefestmist	1,11	5,62	5,62	0	0
Silomais	36,01	34,60	41,00	1	-2
GPS	37,21	36,50	36,50	1	-1
Getreidekoerner	186,05	145,40	189,00	1	-1
Grassilage	28,88	24,10	35,00	2	2
Ackerfutter	35,19	30,00	30,00	2	2
Hirse	30,37	30,37	30,37	1	-2
HTK	17,59	17,59	17,59	0	
ZK	30,00	29,40	27,00	2	0
KM	123,50	123,50	123,50	1	-1
CCM	93,00	83,00	90,00	1	-1
Rinderguelle_fest	13,23	16,00	16,00	0	0
Schweineguelle_fest	13,53	16,00	16,00	0	0
Maisstroh	35,00	35,00	35,00	0	-1
Getreidestroh	65,00	60,00	65,00	0	-1
Kleegrassilage	28,88	24,10	35,00	3	1
Silphie	28,00	32,00	30,00	3	2
LAPF	49,50	40,00	35,00	3	5





Tab. 43 Tabelle für Zeitreihen der Parameter (Ausschreibungsvolumen, Strompreise, Wärmepreise, CO₂-Preise und -Emissionen)

Szenario	Parameter	Unit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Based on /Sources
REF	Bioenergie Aus-	•	200	200	200	200	-	-	-	(Deutscher Bundestag 2016)
FLEX++	schreibungs-volu-	MWel	200	500	2000	500	-	-	-	(BBE 2019)
EEG-MOD	men Deutschland Gesamt		200	500	1500	500	-	-	-	(HBB 2020)
REF	Ø-Spot Preis Day-	€ MWh _{el} -1	34	44	51	65	74	86	69	(BMUB 2017; Hermann et al. 2017; Jenny
FLEX++/EEG-MOD	Ahead Markt	€ IVIVVIIe	45	57	65	79	79	94	74	Winkler, Frank Sensfuß, Martin Pudlik 2015; Öko-
REF			13	24	33	46	59	72	84	Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015; Prognos AG et al. 2014; Pfluger et al. 2017; Fernahl et al. 2017;
FLEX++/EEG-MOD	CO ₂ -Preis außer- halb Kraftstoffmarkt	€t CO ₂ -eq -1	27	48	62	98	119	139	152	Nitsch 2019; Afman et al. 2017; Pernani et al. 2017; Nitsch 2019; Afman et al. 2017; Danish Energy Agency 2018; Lenz et al. 2018; dena 2018; Matthes et al. 2019; Kopiske et al. 2017)
REF	CO ₂ -Preis innerhalb	-Preis innerhalb		158	167	175	183	192	200	Eigene Annahmen
FLEX++/EEG-MOD	Kraftstoffmarkt	€t CO ₂ -eq -1	150	175	200	225	250	275	300	Eigene Annahmen
REF/FLEX++/EEG- MOD	Wärmepreis	€ MWh _{th} -1	55	60	64	69	74	80	86	(UBA 2013)
REF	CO ₂ -Emissionen für		499	469	439	419	382	333	284	
FLEX++/EEG-MOD	Strombezug der BGA	kg MWh _{el} -1	411	333	256	186	117	69	22	(Greiner und Hermann 2016)
REF	CO ₂ -Emissions Gut-		287	269	252	240	237	234	234	
FLEX++/EEG-MOD	schrift für externe Wärmenutzung	kg MWh _{th} -1	287	250	237	234	234	234	234	(Thrän et al. 2015)





V.2.4 Modellierungsergebnisse

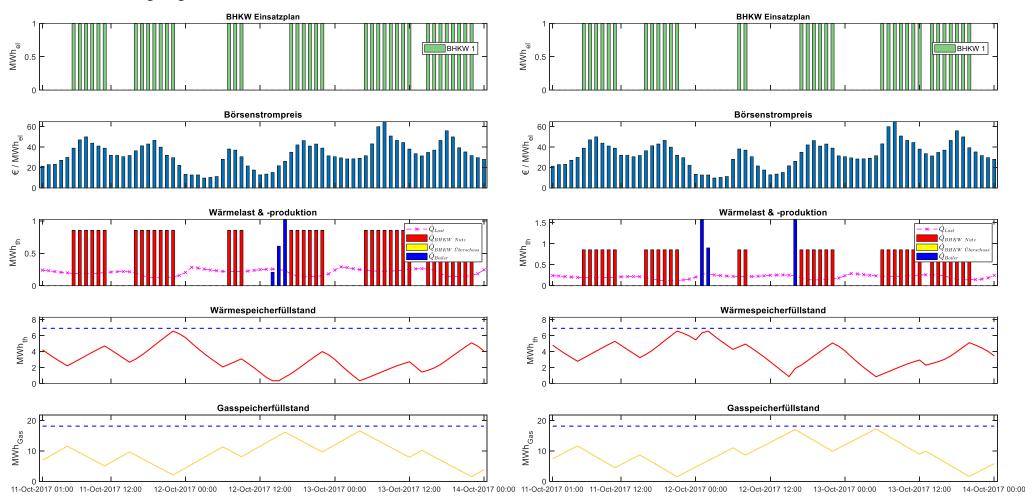


Abb. 57 Einsatzdetails im REF+/SEA+ Modus





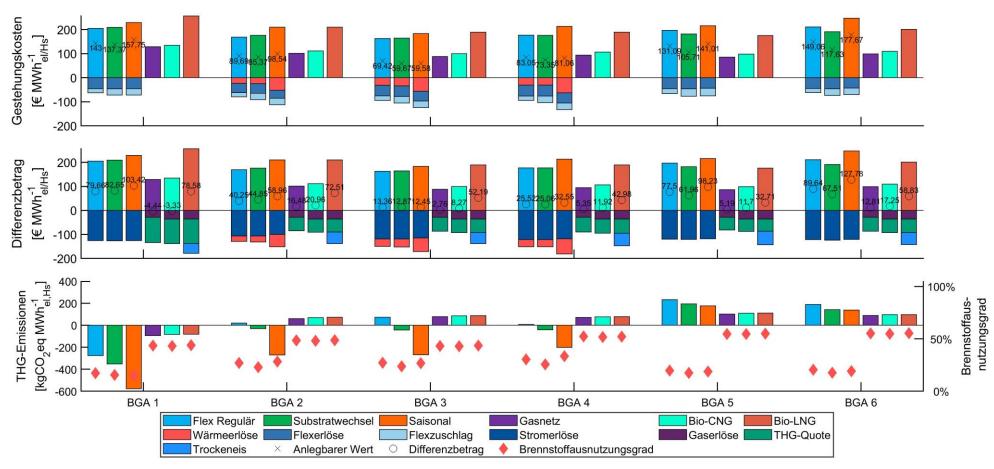


Abb. 58 Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im Flex++ Szenario anhand verschiedener Leistungskennzahlen





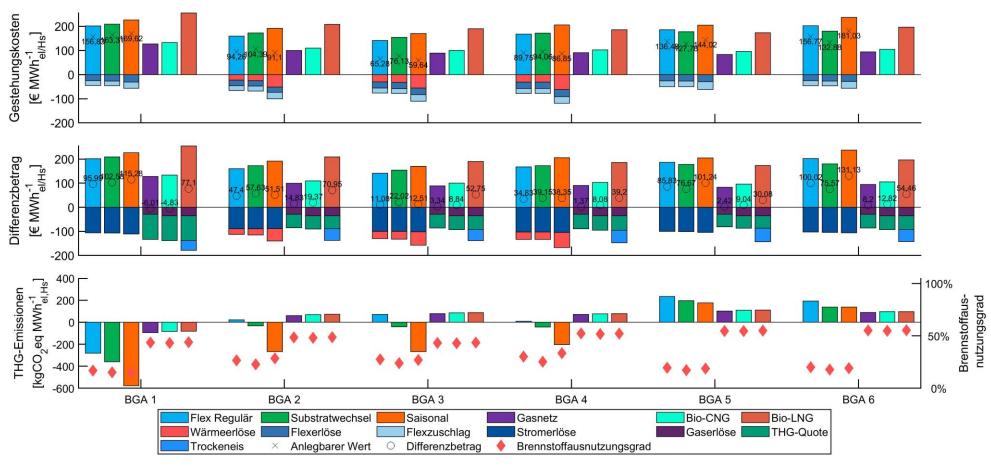


Abb. 59 Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im EEG-MOD Szenario anhand verschiedener Leistungskennzahlen





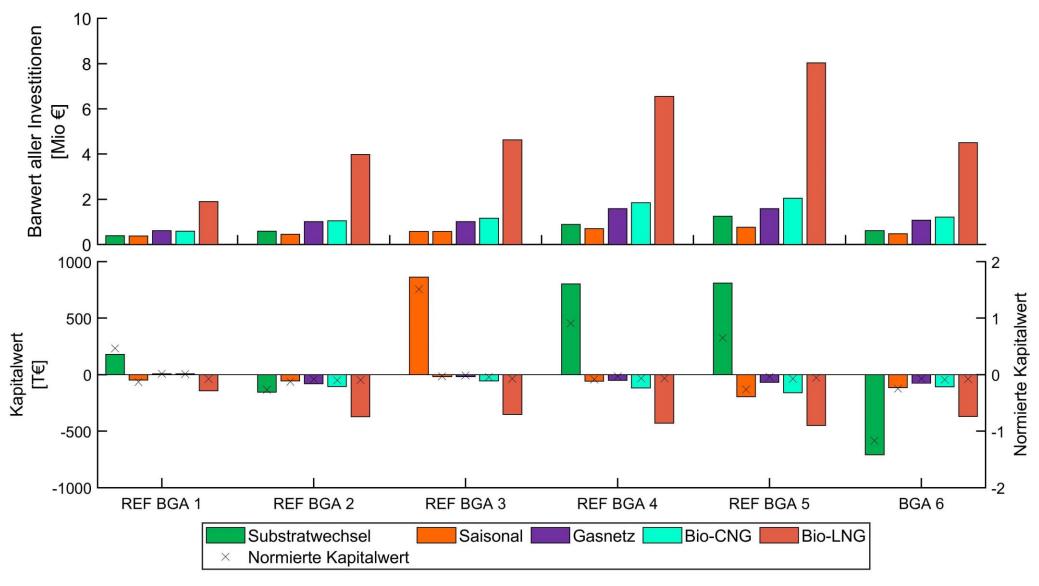


Abb. 60 Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im Flex++ Szenario anhand Investitionsbedarf und (normierter) Kapitalwert





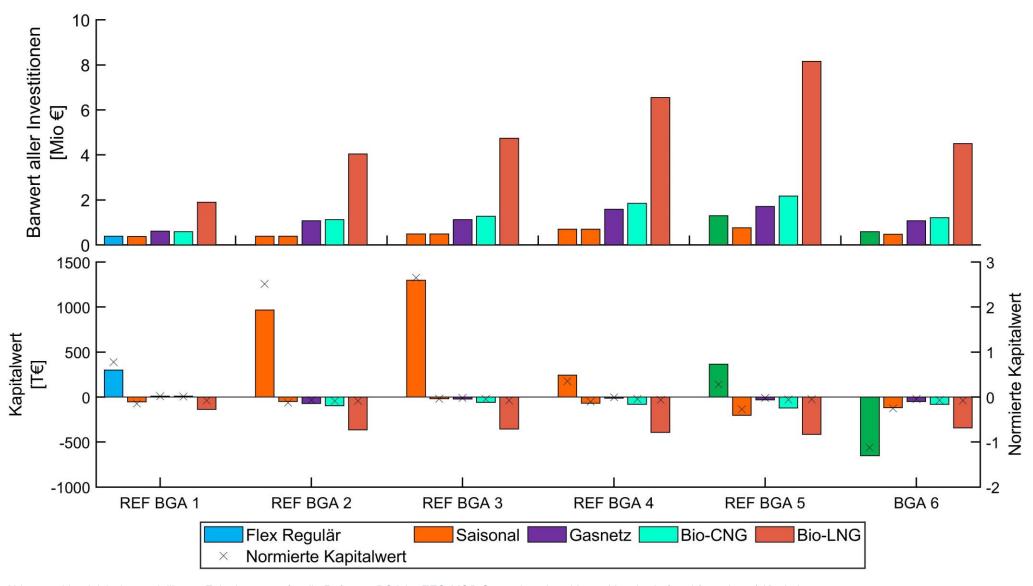


Abb. 61 Vergleich der modellierten Folgekonzepte für die Referenz-BGA im EEG-MOD Szenario anhand Investitionsbedarf und (normierter) Kapitalwert

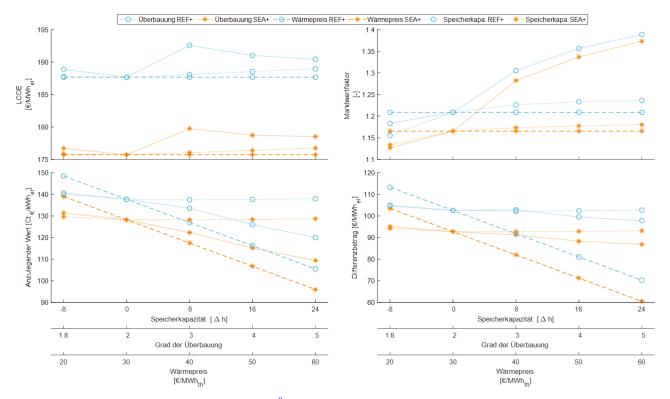


Abb. 62 Sensitivitätsanalyse für die Parameter Überbauung, Speicherkapazitäten und Wärmepreise in den Fällen REF+/SEA+ der BGA1

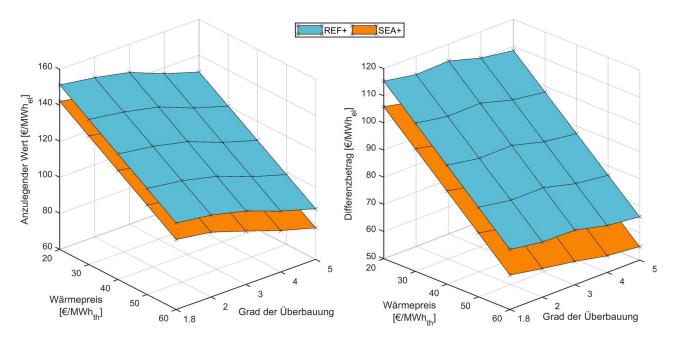


Abb. 63 Kombination der Parametervariation Wärmepreis und Überbauungsgrad in den Fällen REF+/SEA+ der BGA1

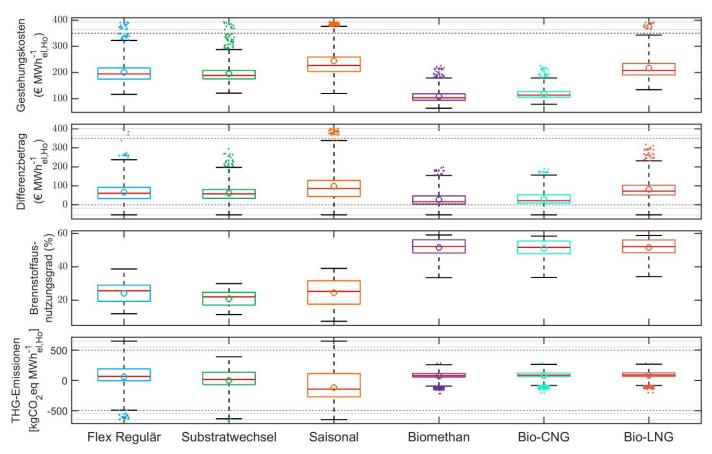


Abb. 64 Folgekonzeptvergleich und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen Flex++ Szenario (Boxplots Erläuterung: Box = 50% der Werte, Strich = Median, Whisker Wert von 2,5 entspricht ca. 95-97% der Anlagen, Kreis = Mittelwert, Punkte = Ausreißer)

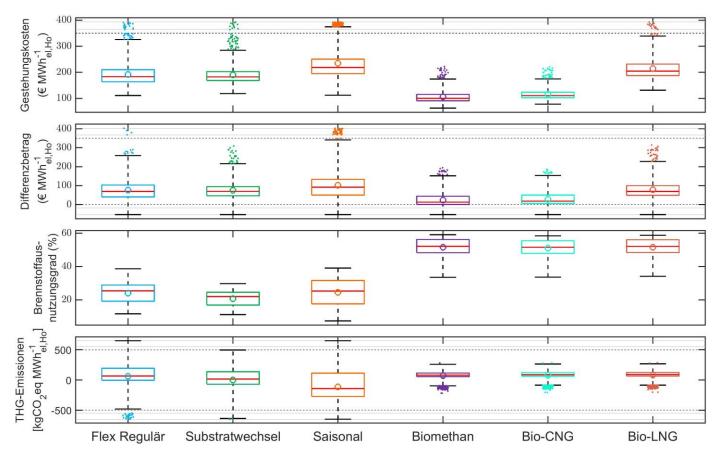


Abb. 65 Folgekonzeptvergleich und Bestandsverteilung der Leistungskennzahlen EEG-MOD Szenario (Boxplots Erläuterung: Box = 50% der Werte, Strich = Median, Whisker Wert von 2,5 entspricht ca. 95-97% der Anlagen, Kreis = Mittelwert, Punkte =

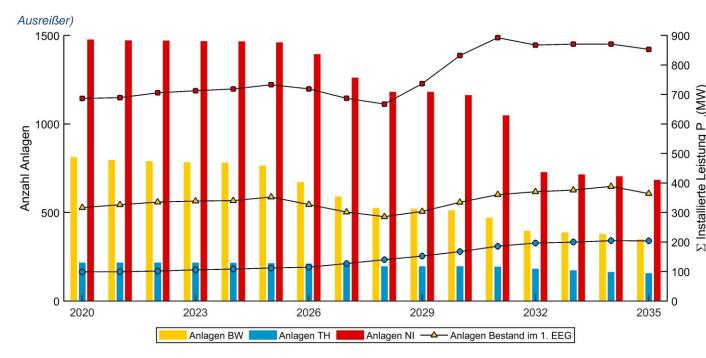


Abb. 66 Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung in BW, TH, NI im Flex++ Szenario

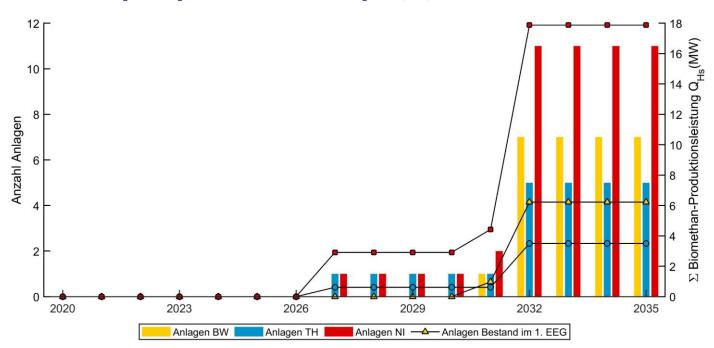


Abb. 67 Entwicklung der Anlagenanzahl (Umrüstung auf Aufbereitung) und Biomethanproduktionsleistung in BW, TH, NI im Flex++Szenario

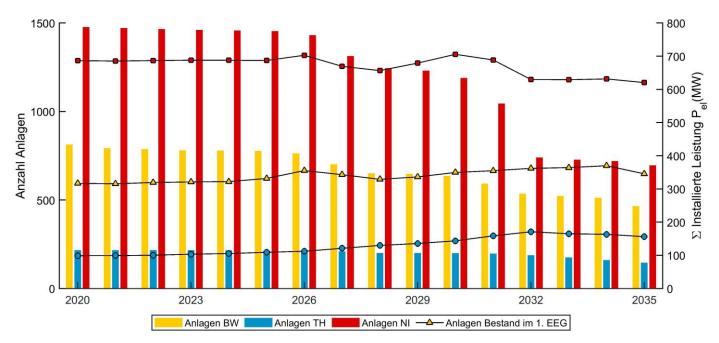


Abb. 68 Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung in BW, TH, NI im EEG-MOD Szenario

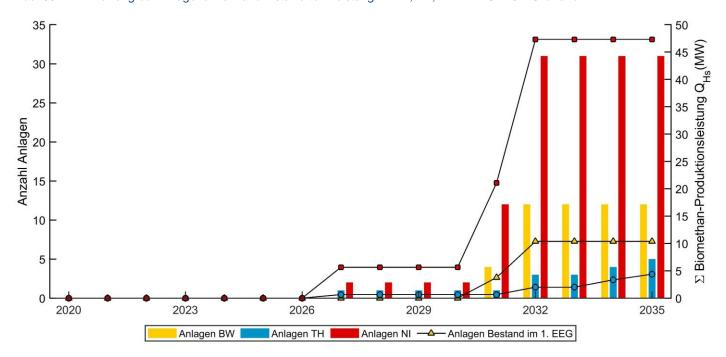


Abb. 69 Entwicklung der Anlagenanzahl (Umrüstung auf Aufbereitung) und Biomethanproduktionsleistung in BW, TH, NI im EEG-MOD Szenario







VI Verwertung und Berichtspflichten

VI.1 Erfolgsaussichten und Anschlussfähigkeit

Im Jahr 2019 konnte erfolgreich ein Projekt für die sächsischen Landesanstalt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG) zur Fortentwicklung der sächsischen Biogasanlagen akquiriert und durchgeführt werden. Das am IER entwickelte Modell wurde in diesem Projekt nochmals regional für Sachsen und mit weiteren Folgekonzepten zur KWK und Wärmeeigenversorgung erweitert. Zudem können die Projektergebnisse, speziell die modellierten Folgekonzepte sowie die Szenarioanalyse und -auswertung, weiterverwendet und über das Projekt NxtGenBGA hinaus für einen weiteren Regionalen BGA Bestandangewendet werden.

Die aussichtsreichen Ergebnisse und Arbeiten zum Folgekonzept der Saisonalisierung konnten direkt für das Projekt "Systemdienlicher Ausgleich der jahreszeitlichen Schwankungen des Energiebedarfs durch saisonal flexibilisierte Biogaserzeugung am Praxisbeispiel der Nutzung von Extensiv- und Biotopgrünland. FKZ 2219NR042; BioSaiFle" bei der FNR genutzt werden und somit eine gute Anschlussfähigkeit gewährleistet werden. In dem Projekt steht im Gegensatz zu den bisherigen Untersuchungen die Gaserzeugung am Praxisbeispiel der Nutzung von Extensiv- und Biotopgrünland im Fokus und zudem sollen die Untersuchungen zum systemdienlicher Ausgleich der jahreszeitlichen Schwankungen des Energiebedarfs durch saisonal flexibilisierte Biogaserzeugung auch auf volkswirtschaftliche Ebene mit einem Strom/Fernwärme Systemmodell erweitert werden. Weiterhin ist es ein Ziel das im Projekt entwickelte Substratoptimierungsmodell weiter zu entwickeln, so dass speziell zeitliche Veränderung der Gasnachfrage damit modelliert werden können. Die Substratoptimierung soll auch verstärkt in dem ebenfalls bei der FNR eingereichten Projektskizze "Das Triple-A-Verfahren (AmbientAminAbsorption) -Optimierte Gaswäsche für einen skalierbaren und an die Rohgasinfrastruktur angepassten Ausbau der Biomethanproduktion" zum Einsatz kommen und speziell die Ertragsstruktur dies sich aus dem Substratmix für die THG-Quote ergeben könnte mit einbeziehen. Auch soll hier eine weitere Aufbereitungstechnologie mit Fokus auf kleinere Aufbereitungskapazitäten, wie bei einer Umrüstung der meisten Bestandsanlagen gebraucht wird, in das Modell integriert werden und mit den bisherigen Aufbereitungstechnologien verglichen werden.

Neben diesen Projekten wurde in 2019 Überlegungen zur einer Projektidee zusammen mit dem "BE20+" Projekt- Konsortium gestartet. Ziel ist es die Ergebnisse aller Projekte des FNR-Förderaufrufs "Strom aus Biomasse in zukünftigen Energiesystemen" zu bündeln, harmonisieren und für verschiedene Akteursgruppen spezifische aufzubereiten und zur Verfügung zu stellen. Daraus wurde die Projektskizze "Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem (TRANSBIO)" entwickelt und eingereicht.

Beginnend ab dem 01.10.2020 wird an der Leuphana Universität das Anschlussprojekt "Identifikation, Finanzierung und Implementierung von Folgekonzepten für landwirtschaftliche Biogasanlagen" durchgeführt. Das Projekt soll in zwei Teilschritten aus der Perspektive der Anlagenbetreiber (Identifikation und Bewertung realer Optionen) und der finanzierenden Banken (Kreditprozesse) betrachten, wie betriebsspezifische Folgekonzepte identifiziert, finanziert und implementiert werden. Die Projektförderung erfolgt aus dem Förderungsfonds der Landwirtschaftlichen Rentenbank.

VI.2 Projektaktivitäten & Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Vorhaben wurden im Berichtszeitraum folgende Projektbesprechungen, Veranstaltungen und Vorträge durchgeführt bzw. besucht:

02.11.2017	Projekt Kick-off Meeting, Stuttgart
17.11.2017	Teilnahme (IER) am Experten-Workshop "Biogas2030" des Verbundvorhabens "Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht", Dessau-Roßlau
13.12.2017	Teilnahme (IER) Biogas Convention & Trade Fair, Nürnberg
05.02.2018	Projektmeeting Nordhausen
26.02.2018	Fachgespräch Feste Biomasse DBFZ Leipzig
27.02.2018	Biogas Fachgespräch LUZ Nossen







21.03.2018	Praxistag Biogas Reinsdorf
13.04.2018	Fachgespräch des Projekts MakroBiogas, Berlin
28.05.2018 -29.05.2018	Teilnahme am Bioenergieforum Rostock
07.06.2018	Teilnahme am Projektbeirat "Bio2020Plus", Berlin
20.06.2018	Projektmeeting Lüneburg
25.10.2018	1. NxtGenBGA Workshop, Stuttgart
09.11.2018	Abschlussveranstaltung des Projekts MakroBiogas, Berlin
04.12 - 05.12.2018	Projektmeeting Stuttgart
30.01.2019	Vortrag zur Saisonalen Flexibilisierung auf den Biogas Infotagen, Ulm
21.2.2019	2. Workshop Nordhausen zum Thema Gütekriterien
05.03.2019	Teilnahme am FNR Statusseminar zum Förderaufruf "Strom aus Biomasse" (Post-EEG)
21.05.2019	Projekttreffen in Kassel
03.07.2019	3. Workshop in Lüneburg
09./10.09.2019	Vortrage und Poster zum Projekt auf FNR/KTBL-Kongress
17./18.09.2019	Vortrag auf dem Statusseminar Energetische Biomassenutzung
10.10.2019	Ergebnispräsentation beim Fachverband Biogas (Team Leuphana)
18.02.2020	Treffen zur Vorbereitung der Abschlussveranstaltung mit Projektteam BE20+
19.02.2020	Verschiedene Vorträge auf der Doppelabschlussveranstaltung "Bioenergie Post-EEG" über Folgekonzepte für die Post-EEG-Phase von Bioenergieanlagen – Ergebnisse und Handlungsempfehlungen aus den Forschungsvorha-

Studentische Arbeiten

Zusätzlich zu der Vorstellung des Projekts auf den oben dargestellten Veranstaltungen wurden zudem verschiedene studentische Abschlussarbeiten innerhalb des Projekts betreut. Am IER wurden dabei Fokus auf die Modellentwicklung gelegt und an der Leuphana lag der Fokus auf der Wirtschaftlichkeit und Finanzierung der Biomethanaufbereitung:

ben Next Generation Biogas und BE20Plus"

- Liu, Cong (2019): Ökonomische Optimierung des Substrateinsatzes in Biogasanlagen unter Berücksichtigung von verfahrenstechnischen Restriktionen.
- Sailer, Christoph (2019): Modellierung und Vergleich von Gasaufbereitungsprozessen mit unterschiedlichen Biomethanprodukten.
- Bührke 2019: Rentabilität und Finanzierung der Umrüstung bestehender Biogasanlagen für die Aufbereitung und Vermarktung von Biomethan nach dem Auslaufen der EEG-Förderung

Daneben wurde zur Qualifizierung des wissenschaftlichen Nachwuchses am *IER* halbjährlich ein Seminarvortrag im Rahmen des Seminars "Erneuerbare Energien" gehalten. Im Zuge dessen wurde das Projekt vorgestellt und im Wintersemester 2018 wurde, in Anlehnung an den 1. Projektworkshop in Stuttgart, das Seminar im Workshop-Format durchgeführt und Teile des Workshops in abgespeckter Form (Gruppenarbeit zur Folgekonzept-Bewertung und Gewichtung der Bewertungskriterien) zusammen mit den Studierenden durchgeführt. Während die Gewichtung der Bewertungskriterien dabei große Überschneidung mit den Ergebnissen des Workshops zeigte, war die Bewertung der Folgekonzepte für die Studierenden mit Schwierigkeiten verbunden.

Zusammenarbeit und Koordination mit Externen

Zudem wurde in dem Berichtzeitraum eine Zusammenarbeit mit der Parthenope Universität Neapel organisiert. Im Zuge dessen beschäftigte sich ein Gastwissenschaftler der Universität Neapel am IER mit dem Life







Cycle Assessment (LCA) der Aufbereitung von Biogas und konnte die Zusammenarbeit in eine Veröffentlichung in Form eines Artikels überführen. Der Artikel wurde Anfang 2019 veröffentlicht und vergleicht den Lebenszyklus verschiedener Aufbereitungstechnologien von Biogas aus organischen Reststoffen.

Der dritte Projektworkshop an der Leuphana Universität wurde in Zusammenarbeit mit dem Finanziererbeirat des Fachverbandes Biogas geplant und durchgeführt.

VI.3 Erkenntnisse von Dritten

In Bezug auf die Aufgabe "Bestandsanalyse" im AP1 sind für das Bundesgebiet und Niedersachsen relevante, 2017 Ergebnisse veröffentlicht worden. (Daniel-Gromke et al. 2017; 3N 2017).

In (Thrän 2019) wird ein interdisziplinäres Bewertungsinstrument für Bioenergie-Entwicklungspfade dargestellt und erläutert. Die vorgestellten Bewertungskriterien in den Dimensionen Technik, System, Ökologie, Ökonomie, Soziales und dem Potential zur CO₂-Abscheidung werden mit einer Skala von 1-5 bewertet. Diese ist für jeden Indikator vordefiniert. Die Ergebnisse weisen hohe Ähnlichkeiten zu den entwickelten Gütekriterien in AP4.1 auf und könnten für einen Vergleich herangezogen werden.

In Projekt MakroBiogas (FNR 2019) wurden Funktionen, naturwissenschaftlich-agronomische Wirkbereiche und die Bestandsentwicklung von Biogasanlagen untersucht. Die Überschneidungen zu AP4 im Bereich der Finanzierungsinstrumenten (AP4.2) wurden als Grundlage berücksichtigt.

Daneben sind auch (Zwischen-)Ergebnisse des parallel laufenden Forschungsprojekt "BE20+" (FNR 2020) für einen Vergleich der Ergebnisse und Empfehlungen relevant. Dies gilt speziell für die techno-ökonomische Analyse der Folgekonzepte bzw. Geschäftsmodelle auf Anlagenebene. Deswegen wurde auch eine gemeinsame Abschlussveranstaltung für das Anfang 2020 durchgeführt. Ein Vergleich lässt sich jedoch erst nach Abschluss beider Projekte vollziehen. Dazu können auch die Ergebnisse des Projektes "REzAB" verwendet werden, die bereits in einer Leitfaden für BGA Betreiber veröffentlicht wurde (Grösch et al. 2020), der speziell auch die vorbereiteten Maßnahmen (Generalüberholung usw.) und praxisorientiert die Maßnahmen für die Übergangszeit in den Vordergrund stellt. Gleichermaßen wird in (Daniel-Gromke et al. 2020) die zukünftigen Entwicklungsoptionen für den BGA Bestand untersucht. Es wurden insgesamt die drei Optionen Reduktion der Bemessungsleistung, reguläre Flexibilisierung und die Umrüstung zur Biomethanaufbereitung untersucht. Letztere wurde als aussichtsreichste Option bewertet.

Im Bereich der Flexibilisierung wurden zudem weitere Erkenntnisse in (Millinger et al. 2017) und (Daniel-Gromke et al. 2019a) erarbeitet. Erstere Studie vergleicht die Flexibilisierungsoption Bioenergie mit Stromspeichertechnologien anhand Szenarien für zwei unterschiedliche Netzgebiete und Bioenergie besonders als saisonale Langzeitspeicheroption sieht. Letztere Studie stellt ein Leitfaden zur Flexibilisierung von BGA dar, die die Herausforderungen der Flexibilisierung darlegt und verschiedene Betriebskonzepte (Variation der Überbauungsgrade, Speicherkapazitäten, usw.) ökonomisch vergleicht.

Neue Erkenntnisse zur Gasaufbereitung wurden in dem Projekt eMikroBGAA (Beyrich et al. 2019) erarbeitet. Der Fokus lag dabei auf kleineren Anlagenkapazitäten und der Bestimmung ein volkswirtschaftliches Potenzial von Standorten unter Berücksichtigung von Biomassepotentialen, Kosten in diesem Marktsegment und der Struktur der Erdgasverteilnetze. Auch wurden Kooperations- und Geschäftsmodelle analysiert.

VI.4 Veröffentlichungen

Publikationsliste von Veröffentlichungen innerhalb des Projektzeitraums:

Vorträge

Güsewell, Joshua (2020): Saisonale Flexibilisierung – Ein Konzept für den Weiterbetrieb von Anlagen mit Wärmenetzanbindung? Doppelabschlussveranstaltung "Bioenergie Post-EEG". Landesvertretung Baden-Württemberg. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Berlin, Güsewell, Joshua. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/pressemedia-thek/weitere-publikationen/sonstige-vortraege/, zuletzt geprüft am 21.02.2020.

Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger (2020): Folgekonzepte im Vergleich und mögliche Auswirkungen auf die Bestandsentwicklung - Eine Szenarioanalyse. Doppelabschlussveranstaltung "Bioenergie Post-EEG". Landesvertretung Baden-Württemberg. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Berlin, Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/pressemediathek/weitere-publikationen/sonstige-vortraege/, zuletzt geprüft am 21.02.2020.

Güsewell, Joshua (2019): Saisonale Flexibilisierung – ein Konzept für die 2. EEG Periode? Biogas Infotage 2019. renergie Allgäu e.V.; Universität Hohenheim. Ulm, Güsewell, Joshua.







Tagungsbandbeiträge

Eltrop, Ludger; Güsewell, Joshua (2019): Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen: Next Generation [Biogas]. In: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) (Hg.): Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven. FNR/KTBL-Kongress. Leipzig, 09./10.09.2019 (KTBL-Schrift, 517), S. 292–301.

Zeitschriftenaufsätze

Florio, Ciro; Fiorentino, Gabriella; Corcelli, Fabiana; Ulgiati, Sergio; Dumontet, Stefano; Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger (2019): A Life Cycle Assessment of Biomethane Production from Waste Feedstock Through Different Upgrading Technologies. In: *Energies* 12 (4), S. 718. DOI: 10.3390/en12040718.

Güsewell, J., Eltrop, L., and Hufendiek, K. (2021). Seasonal flexibilisation: A solution for biogas plants to improve profitability. Advances in Applied Energy, 100034. doi: 10.1016/j.adapen.2021.100034

Weitere geplante Veröffentlichungen, die aus dem Projekt hervorgehen sollen:

Zeitschriftenaufsatz

Güsewell, J., Scherge, K., Holstenkamp, L., Vincent, L., and Eltrop, L. (2021). Extending the operation of existing biogas plants: Which follow-up concepts will prevail?(in review, submitted in June 2021). Frontiers in Energy Research.

Güsewell, Joshua; Lynn, Vincent: Vergleich von Biomethanaufbereitungskonzepten in Kombination mit einer Substratoptimierung und Berücksichtigung von THG-Emissionen sowie THG-Quotenerträgen. Geplant für Q4 2021

Scherge, Katharina; Holstenkamp, Lars; Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger: Identification and evaluation of follow-up concepts for agricultural biogas plants in Germany (manuscript in process, not published). Geplant für Q4 2021







VII Berichte der Teilvorhaben

VII.1 Teilvorhaben 1: Ökonomische Bewertung und Kostenallokation von Folgekonzepten (IER)

Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Im Teilvorhaben "Ökonomische Bewertung und Kostenallokation von Folgekonzepten" wurden zum einen Erweiterung und Anpassung eines bestehenden Modells zur Analyse und Bewertung von Bestandsanlagen durchgeführt. Ausgehend von dem Bestand in BW, wurden regionalspezifische Daten und Berechnungsmethoden für die Modellierung des Anlagenbestandes NI und TH vorgenommen. Es wurden die ausgewählten Folgekonzepte implementiert, eine neuausgerichtete, verursachungsgerechte Allokationsmethode und neue Finanzierungsinstrumente und Erlösströme integriert. Mittels einer Szenarioanalyse wurden die Auswirkungen auf den anlagenspezifischen Differenzbetrag sowie die mögliche Bestandsentwicklung in den drei Regionen ermittelt. In den Szenarien werden unterschiedliche Entwicklungen der Rahmenbedingungen abgebildet, dabei fließen auch die Ergebnisse zu den Gütekriterien und Finanzierungsinstrumenten ein.

Ergebnisverwertung

Ergebnisse wurden innerhalb der Stakeholder Beteiligung (2./3. Regional Workshop) verwertet und diskutiert. Weiterhin wurden Vorträge mit Ergebnissen auf den Biogas Infotagen in Ulm (2019&2020), auf dem FNR Statusseminar (2019), dem FNR/KTBL-Kongress (2019) und dem Statusseminar Energetische Biomassenutzung (2019) sowie der Abschlussveranstaltung (2020) gehalten. Zudem wurden zwei Veröffentlichungen maßgeblich bearbeitet und für eine Veröffentlichung in 2020 vorbereitet. Die Weiterentwicklung des anlagenspezifischen Anlagenmodells fließen direkt in Anschlussprojekte ein und sollen dort weiterbenutzt und erweitert werden.

Bearbeitete Arbeitspakete

Im Berichtzeitraum wurde in Teilvorhaben 1 alle Arbeitspakten, jeweils in Teilen, bearbeitet. Die Projektkoordination umfasste die Organisation des Datenaustausches, Abstimmung und Gestaltung der Projekttreffen. Die Modell-Erweiterung und Anpassung wurden in AP1, AP2 und AP4 vorangetrieben. In AP1 umfasst dies die EEG Daten Aufbereitung (einschließlich Daten aus 2018). Zu dem qualitativen Auswahlprozess wurden drei Interviews durchgeführt und ein regionaler Workshop durchgeführt. Weiterhin wurden in AP2 die ausgewählten Folgekonzepte "Saisonale Fahrweise", "Substratwechsel", "Bio-CNG" und "Bio-LNG" implementiert, der Fokus lag dabei auf der saisonalen Fahrweise (siehe Kapitel II.2.2). Es wurden die Szenariodaten dreier Szenarien aufbereitet und ebenfalls in das Modell integriert (Kapitel II.4.4). Die Entwicklung des Gütekriteriensystem in AP4 wurde maßgeblich vorangetrieben und vier Finanzierungsinstrumente in das Modell als neue Erlösströme implementiert. Die Auswertung der Ergebnisse auf Anlageebene konzentrierte sich auf die "Saisonale Fahrweise", während für den Gesamtbestand regionalspezifische Ergebnisse in den Fokus gerückt wurden. Für die Szenarioanalyse wurde zudem eine Simulation des Ausschreibungsverfahrens mittels "Uniform Pricing" umgesetzt und der normierte Kapitalwert als neue Kenngröße für die Entscheidung des anlagenspezifischen Weiterbetriebs für alle Konzepte und Szenarien berechnet. Die Auswertung der Bestandsentwicklung wurde ebenfalls für weitere Parameter (THG-Minderung und Emissionen) erweitert. Die Vorgehensweise und wichtigsten Daten wurde allgemein im Kapitel II AP-orientiert erläutert.

Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Detaillierte Ergebnisse zum Konzept "Saisonale Fahrweise"; dass sich als sehr aussichtsreich herausgestellt hat ist ab Seite 54 zu finden. Die Ergebnisse zum Vergleich der Folgekonzepte auf Anlagenebene finden sich ab Seite 67, der regionale Vergleich des Bestandes ab Seite 71, die Bestandsentwicklung der Szenarien ab Seite 81 und die Auswirkungen der Finanzierungsinstrumente auf den Differenzbetrag ab Seite 87. Eine Zusammenfassung zu allen Ergebnissen sowie die Schlussfolgerungen und Empfehlungen wurden in Kapitel IV erarbeitet. Daneben werden die Ergebnisse durch weitere Abbildungen im Anhang ergänzt.







VII.2 Teilvorhaben 2: Deckung des Differenzbetrages, finanzwirtschaftliche und organisatorische Implikationen (Leuphana Universität Lüneburg)

Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Im Teilvorhaben "Deckung des Differenzbetrages, finanzwirtschaftliche und organisatorische Implikationen" werden Ansätze zur anreizkompatiblen Allokation von Aufwendungen und Erträgen und zur Deckung eines verbleibenden Differenzbetrages bewertet und die finanzwirtschaftlichen wie organisatorischen Implikationen dieser Lösungen analysiert. Im Einzelnen umfasst das Teilvorhaben die folgenden Schritte: 2.3 Unterstützung bei Bestimmung des Differenzbetrages, 2.4 Kennzahlenauswahl, 3 Stakeholder-Workshop, 4.1 Gütekriterien, 4.2 Finanzinstrumente, 4.3 Szenarioanalyse, 5 Ergebnisdarstellung.

Ergebnisverwertung

Eine Präsentation von Ergebnissen zur Folgekonzeptbewertung aus der standardisierten Expertenbefragung fand beim KTBL/FNR Kongress am 09./10.09.2019 in Leipzig im Rahmen einer Poster Session statt. Auch bei der DBFZ-Statuskonferenz "Energetische Biomasse" am 17./18.09.2019 wurden Ergebnisse präsentiert. Aus dem Teilprojekt 2 kamen hierzu Beiträge für die Präsentation des Verbundes. Bei der Abschlussveranstaltung wurde durch das Team der Leuphana "Optionen zur Gestaltung und zur Deckung des Finanzbedarfs von Folgekonzepten für Biogasanlagen" präsentiert.

Bearbeitete Arbeitspakete

Gemäß Arbeitsplan unterstützte das Team der Universität Lüneburg die Verbundpartner bei den Arbeitspaketen 2.3 und 2.4 sowie der Vorbereitung und Durchführung der Workshops in Stuttgart (25.10.2018) und Nordhausen (20./21.02.2019) (AP 3). Das Team hat den letzten regionalen Projektworkshop "Wirtschaftlichkeit und Finanzierung von Post-EEG-Folgekonzepten" an der Leuphana Universität in Lüneburg am 03.07.2019 durchgeführt. Nach Impulsvorträgen durch das Projektteam der Leuphana fand mit den Teilnehmern eine Wirtschaftlichkeitsanalyse (durch Experten aus der Gruppe Landwirtschaft und Energiewirtschaft) sowie eine finanzwirtschaftliche Bewertung (durch Experten aus der Gruppe Kreditinstitute) von verschiedenen Produkten und Vermarktungswegen im Rahmen der Implementierung von Folgekonzepten statt. Weiterhin erfolgte die Teilnahme an Projekttreffen in Stuttgart (02.11.2017), Nordhausen (05.02.2018), Lüneburg (20.06.2018), Stuttgart (04.05.12.2018), Kassel (21.05.2019) und Berlin (18.02.2020). Im Mittelpunkt des Teilvorhabens stand das AP 4.

Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Zur Bewertung der Folgekonzepte (AP2.3, 2.4, Vorbereitung zu AP4.1) wurden die folgenden Schritte durchgeführt und planmäßig abgeschlossen:

- Interne Beschreibung und Bewertung mittels eines Technologiekatalogs
- Leitfadengestützte Experteninterviews
- Standardisierte Befragung von Experten mittels Online-Tool

Das Team der Leuphana Universität übernahm dabei die Koordination und die Auswertung der beiden letztgenannten Schritte. Diese dienten der Reduktion der Anzahl an Bewertungskriterien und zu untersuchenden Folgekonzepte. Weiterhin konnte durch die Auswertung ein vergleichendes Ranking aller Folgekonzepte mittels eines Indexwertes erstellt werden. Auch ein Vergleich der Bewertungen durch verschiedene Akteurskategorien konnte dargestellt werden.

In AP4.2 wurde eine Zusammenstellung agrar-, umwelt- und energiepolitischer Instrumente vorgenommen; die Synopse wurde plangemäß vorgelegt. Darüber hinaus erfolgte eine Systematisierung und Analyse der durch die Biogasproduktion erzeugbaren und anfallenden Produkte und den damit verbundenen Absatzmärkten. Die Ergebnisse wurden bei der Abschlussveranstaltung des Projektes präsentiert. Weiterhin wurde im Rahmen von AP 4.2 eine Auswertung des Einflusses von Risikofaktoren auf die ausgewählten Folgekonzepte durchgeführt und Implikationen für die Finanzierung und Organisation der Folgekonzepte abgeleitet (AP 4.3).







VII.3 Teilvorhaben 3: Technisch-ökologische Bewertung von Folgekonzepten (HS Nordhausen)

Ziel des Teilvorhabens ist die technische-ökologische Bewertung von Folgekonzepten. Dazu wurden zunächst Daten der Bestandsanlagen in Niedersachsen, Thüringen und Baden-Württemberg recherchiert und aufgenommen. Daraus wurden die Folgekonzepte konzipiert und ausgelegt. Diese werden anschließend unter Berücksichtigung von ökologischen und technischen Faktoren bewertet und analysiert, AP 1 und AP 2.

Weiterer Bestandsteil ist die Erarbeitung von einheitliche Leistungskennzahlen, die einen Vergleich unterschiedlicher Konzepte erlauben und in die Entwicklung der Gütekriterien einfließen. Die Gütekriterien werden entwickelt, um eine Bewertung der Nachhaltigkeit von Anlagen zu ermöglichen und eine Eignung der Fortführung der BGA festzustellen, AP 4.

Um die Zwischenergebnisse, wie die angedachten Folgekonzepte, Leistungskennzahlen sowie die Umsetzbarkeit von Gütekriterien zu diskutieren, werden relevante Akteure und Vertreter der Biogasbranche zu Workshops eingeladen, AP 3.

Die Ergebnisse des Vorhabens münden in Handlungsempfehlungen, AP 5.

Bearbeitete Arbeitspakete

In AP 1 wurden die benötigten Daten der Bestandsanlagen aufgenommen. Dazu wurde zum einen auf eine bereits erfolgte Umfrage des IER für Baden-Württemberg zurückgegriffen, sowie auf verschiedenen Veröffentlichungen und Studien zu den Anlagen in Thüringen und Niedersachsen. Dazu zählen unter anderem der Abschlussbericht der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft mit dem Titel "Integration der Biogaserzeugung in die Landwirtschaft Thüringens" und die Inventur 2016 "Biogas in Niedersachsen" herausgegeben vom 3N Kompetenzzentrum Niedersachsen. Außerdem erfolgte eine direkte Umfrage der Anlagenbetreiber in Nordhausen. Dazu wurde ein Fragebogen zusammen mit Studierenden der Hochschule Nordhausen erarbeitet. Bestandteile des Fragebogens sind neben technischen Parameter der Biogasanlage und den BHKW's auch bauliche Ausführungen, Betriebsdaten und Substrateinsatz sowie Investitionen, Betriebskosten und Vergütungen bzw. Erträge.

Um einen Katalog für aktuelle und zukünftige BGA-Technologien zu erstellen, wurden Recherchearbeiten durchgeführt. Dazu wurden verschiedene Studien und abgeschlossenen Forschungsprojekte herangezogen. Der Technologiekatalog wurden entsprechend erweitert. Es wurden mögliche Maßnahmen für einen Folgebetrieb identifiziert und Daten zu den einzelnen Technologien und Maßnahmen, wie beispielsweise Bio-LNG, KWKK und Wärmenutzung aufgenommen. Dieser Katalog bildet die Grundlage für die Konzipierung von Folgekonzepten.

Im AP2 wurde anhand des erstellten Technologiekatalogs durch ein internes Ranking eine Auswahl an Folge-konzepte sowie Bewertungskriterien getroffen. Diese wurden dann in Steckbriefe überführt und dienten als Grundlage für die Experteninterviews und die Stakeholder-Workshops. Die Steckbriefe sind im Anhang dargestellt. Das in.RET der Hochschule Nordhausen führte zwei Interviews durch und unterstütze die Online-Umfrage. Im AP 2.2 ging es um die technische und ökologische Analyse der Folgekonzepte. Dazu wurden verschiedene Daten zu Emissionsquellen und Emissionsfaktoren gesammelt. Es erfolgte die Festlegung der Wirkungskategorien und der Systemgrenze. Die Berechnungen der THG-Emissionen wurden für die Bestandsanlagen, sowie für das Folgekonzept Substratwechsel durchgeführt. Die Projektpartner haben sich mithilfe von Experten aus den Workshops darauf geeinigt, dass der Substratwechsel hin zu Reststoffen, Wirtschaftsdünger und mehrjährigen Pflanzen führen sollte.

Damit Aussagen und Auswirkungen der Umweltkategorien für die Folgekonzepte benannt werden können, müssen zu Beginn die Berechnungen auf Basis der Bestandsanlagen erfolgen. Auf dieser Grundlage können nun die Folgekonzepte modelliert werden und die Auswirkungen auf die THG-Bilanz, auf die Technik, und baulichen Veränderungen können ermittelt werden. Diese Berechnungen sind für beliebig viele Anlagen möglich. Als Input-Parameter der Anlagen sind folgende Daten notwendig:

- Substratmix und die Massenverteilung,
- BHKW-Typ, installierte Leistung, Betriebsjahr,
- die Größe der baulichen Anlagen
- Düngereinsatz, Ausbringtechnik
- · Wärmenutzung, Eigenbedarf







Es erfolgte außerdem die Integration der Regionalität und die Berechnung des Versauerungs-I und Eutrophierungspotenzials. Um die Analysen der Regionalität durchzuführen, war die Aggregation weiterer Daten notwendig, wie bspw. die Hof-Feld-Entfernungen und die Schlaggrößen, um den entsprechenden Kraftstoffbedarf zu ermitteln. Außerdem wurden Daten zu den Stickstoffbodenvorräten in den einzelnen Regionen, sowie die durchschnittlichen Substraterträge der Regionen gesammelt. Einen Auszug dieser Daten sind im Anhang dargestellt.

Um das Folgekonzept Substratwechsel anwenden zu können, wurden verschiedene Konzepte der Substratmixe entwickelt Diese gilt es weiter zu optimieren, um den perfekten bzw. optimalen Substrateinsatz herauszufinden. Der einzusetzende Substratwechsel hängt für die Einzel-Anlage von vielen Faktoren ab, wie Einbringtechnik, Silogröße, Fermenter-Volumen, Umschlagtechnik, sowie Substratvorkommen in der Region.

Das AP 3 wurde in Teilen bearbeitet. Dazu gehörte unteranderem die Mit-Organisation des 1. Workshops in Stuttgart, sowie die die Planung, Organisation, Durchführung und Auswertung des 2. Workshops "Gütekriterien für Biogasanlagen" in Nordhausen. Dieser wurde am 21.02.2019 mit 12 Teilnehmern durchgeführt. Die Ergebnisse des Workshops fließen in AP 4 ein. Außerdem erfolgte die Mithilfe der Vorbereitung und Durchführung des 3. Workshops in Lüneburg am 03.07.2019.

Des Weiteren erfolgte die detaillierte Beschreibung des Gütekriteriums Biodiversität in AP 4, sowie die Recherche und Erarbeitung eines anzuwendenden Bewertungssystems. Alle Ergebnisse wurden auf der Abschlussveranstaltung in Berlin vorgestellt und diskutiert.

Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Zu den Ergebnissen in AP 1 zählt der Technologiekatalog mit der Übersicht zu den Folgekonzepten und den Detailrecherchen zu einzelnen Technologien sowie die Auswertung der Bestandsdaten zu nennen. Es wurden Daten von 2.787 Anlagen aufbereitet und aggregiert.

Bei AP2 zählt zu den Ergebnissen die Erstellung der Steckbriefe, die im Anhang dargestellt sind, sowie die Durchführung und Auswertung der Experteninterviews und die Implementierung der Ergebnisse in den Auswahlprozess der Folgekonzepte und Gütekriterien

Daraus ergaben sich die Folgekonzepte: Gasaufbereitung, Flexibilisierung, Wärmenutzung, Substratwechsel und Gärrestaufbereitung. Als Bewertungskriterien wurden wirtschaftlicher Erfolg, Akzeptanz der Bevölkerung, THG-Emissionen, Biodiversität und Flächenbedarf gewählt.

Des Weiteren wurden in AP 2.2 die ökologische Analyse durchgeführt. Dazu wurden die Systemgrenzen, Emissionsquellen, –Mengen und – Faktoren identifiziert und berechnet. Die Wirkungskategorien wurden auf THG-Emissionen, Versauerung, Eutrophierung und landwirtschaftlicher Flächenbedarf festgelegt.







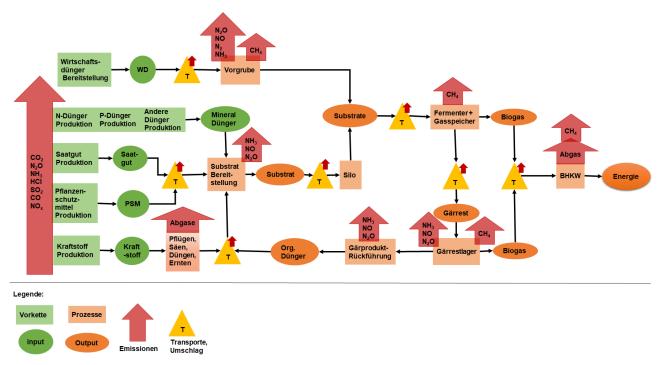


Abbildung 1: Emissionsquellen des Biogasprozesses

Anhand aller Daten wurden die Emissionen und die Potenziale berechnet.

Tabelle 1: THG-Emissionen, Eutrophierungs- und Versauerungspotenzial im Durchschnitt der drei Regionen

		ØBW	ØTH	ØNI
THG-Emissionen	[kg CO ₂ /kWh _{el}]	0,7905	0,0499	0,4290
Eutrophierungspotenzial	[g PO ₄ ³- _{eq} / kWh _{el}]	3,7527	1,0268	2,2482
Versauerungspotenzial	[g SO _{2eq} kWh _{el}]	11,8391	-0,6021	6,450

Der Mittelwert von BW sind aufgrund der kleineren Anlagen, der geringeren Volllaststunden und Bemessungsleistung am höchsten. Außerdem ist die Datenlage anders als bei NI und TH. Die Daten des Substrateinsatzes von BW basieren auf BHKW-Größenklassen. Für Niedersachsen und Thüringen liegen die Substratdaten auf Landkreisebene vor. Die Emissionen von Thüringen sind im Vergleich so gering, da in Thüringen ein hoher Gülle-Einsatz besteht. Dadurch werden Emissionen für die Biomassebereitstellung vermieden.

Die Biomassebereitstellung trägt einen großen Anteil an den Emissionen und Potenzialen. Deshalb wurden für die einzelnen Substrate die Emissionen und Potenziale berechnet. Die Ergebnisse dazu sind in Tab. 24 und Tab. 27 dargestellt. Als Gesamt-Ergebnis lässt sich festhalten, dass die alternativen Substrate einen positiven Effekt auf die Ökologie von BGA haben.

Als Substratwechselkonzepte wurden bisher folgende Überlegungen angestellt:







Tabelle 2: Substratwechsel-Konzepte

Bezeichnung	Bedingung 1	Bedingung 2	Bedingung 3		
MD_Si	Silphie-Einsatz bis Mais* <=44 %				
MD_G	Gülle-Einsatz bis Mais* <=44 %				
MD_R	Reduktion Mais* bis <=44 %				
N_S	Max. 10 % Nawaro** durch Stroh ersetzen				
N_Si	Max. 10 % Nawaro** durch Silphie ersetzen				
N_G	Max. 10 % Nawaro** durch Gülle ersetzen				
MD_SSi	wenn Mais*> 44 %, dann 10 % Stroh-Einsatz,	wenn Mais* immer noch > 44 %, dann zusätzlich bis zu 10 % Silphie	wenn Mais* immer noch > 44 %, dann Re- duktion des Mais*-an- teils bis <=44 %		
MD_GSSi	wenn Mais*> 44 %, dann 10 % mehr Gülle	Mais* immer noch > 44 %, dann Zusätzlich bis 10 % Stroh	Zusätzlich 10 % Silphie, wenn Mais* im- mer noch > 44 %		

Legende: Mais*= Körnermais, Silomais, CCM, Getreide; Gülle=Rindergülle; Nawaro*=Mais* plus GPS, ZR, Hirse,

Nach Anwendung der Konzepte auf die Bestandsanlagen stellt sich das Konzept N-G als aussichtsreichstes dar. Dadurch kann die höchste THG-Emissionseinsparung gewährleistet werden. Die Ergebnisse zu allen Konzepten sind in Tab. 25 dargestellt.

Weiterhin gilt es jedoch eine Substratoptimierung durchzuführen und je nach Region und örtlichen Gegebenheiten anzupassen.

Folgendes Bewertungssystem wird für das Gütekriterium Biodiversität angewendet:

Tabelle 3: Biodiversitäts-Werte für die verwendeten Substrate; ermittelt nach (Scheftelowitz et al. 2014)

Anbaufrucht	Biodiversitätsfaktor
Silomais (in Einzelkornsaat/Mulchsaat/Untersaat)	-16/ -9 / -8
CCM	-11
Sorghum Hirse ((in Einzelkornsaat/ Mulchsaat /Untersaat)	-12/-8/-6
GPS (Wi)	-3
Grassilage	+13
Kleegras	+20
Silphie	+19
Dauergrünland (>3 Schnitte/ 2 Schnitte)	+20/+42

Silphie und Gras sind besonders hervorzuheben und wirken sich positiv auf die Biodiversität aus.

Alle Ergebnisse fließen in die Handlungsempfehlungen ein.