

TEXTE

24/2020

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

Abschlussbericht

TEXTE 24/2020

EVUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft und
Energie

Forschungskennzahl 37EV 16 111 0

FB000138

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

Abschlussbericht

von

Jaqueline Daniel-Gromke, Nadja Rensberg, Velina
Denysenko, Tino Barchmann, Katja Oehmichen
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH, Leipzig

Michael Beil, Wiebke Beyrich, Dr.-Ing. Bernd Krautkremer
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE, Kassel

Marcus Trommler, Toni Reinholz
Deutsche Energieagentur (dena), Berlin

Jens Vollprecht, Dr. Christian Rühr
Becker Büttner Held PartGmbH, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
Land (Bitte nur angeben, wenn nicht Deutschland)

Abschlussdatum:

September 2019

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 "Erneuerbare Energien"
Dr. Katja Hofmeier

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Januar 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht

Ende 2018 wurden in Deutschland etwa 9.000 Biogasanlagen (davon 8.800 Biogasproduktionsanlagen mit Vor-Ort Verstromung und rd. 200 Biogasaufbereitungsanlagen) betrieben. In Hinblick darauf, dass bis 2030 für eine Vielzahl von Anlagen die EEG-Festvergütung ausläuft, ergeben sich für die Biogasanlagen neue Anforderungen und Herausforderungen. Zentrale Fragen des Vorhabens „Biogas2030“ sind, welche Optionen für den Anlagenbestand nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsdauer existieren und inwiefern bestehende Anlagen in „sinnvolle“ Betriebsmodelle wechseln können. Aufbauend auf den Erkenntnissen zum Anlagenbestand wurden ökologische und ökonomische sowie aus energiesystemtechnischer Sicht sinnvolle Anlagenkonzepte für Biogasbestandsanlagen anhand verschiedener Bewertungskriterien identifiziert und hinsichtlich der Kosten und der THG-Bilanz detaillierter bewertet. Im Vorhaben wurden als Anlagenkonzepte Güllekleinanlagen, landwirtschaftliche Anlagen mit NawaRo – bzw. Gülle basierendem Substratmix und Bioabfallanlagen betrachtet, für die jeweils drei Betriebsmodelle näher analysiert wurden: Betriebsmodell 1: Reduktion NawaRo-Anteils im energetischen Substratinputs um 50 % ohne wesentliche technischen Änderungen an der Anlage, Betriebsmodell 2: Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung (Flex) und Betriebsmodell 3: Biogasaufbereitung zu Biomethan. Anschließend wurden Handlungsoptionen zur verbesserten Umsetzbarkeit der Betriebsmodelle untersucht. Zur angemessenen Berücksichtigung der ökologischen, ökonomischen und energiesystemtechnischen Aspekte wird empfohlen nach Anlagengröße und regionalen Rahmenbedingungen zu differenzieren. Während für die kleineren Bestandsanlagen - je nach regionalen Gegebenheiten - Anreize für die Umstellung auf BM 1 (Substratreduktion) oder BM 2 (Flex) zu setzen sind, wird ausschließlich für die größeren Biogasanlagen (> 250 m³ Biogas/h) der Wechsel in das BM 3 (Biomethan) präferiert.

Abstract: Options for existing biogas plants until 2030 from an economic and energy point of view

At the end of 2018, around 9,000 biogas plants were in operation in Germany (of which 8,800 biogas production plants with on-site power generation and around 200 biogas upgrading plants). Due to the fact that the fixed EEG tariff for a large number of plants will expire by 2030, new requirements and challenges will arise for the biogas plants. The aim of the project is to find economically and ecologically feasible operating models until 2030 and thereby to contribute to changing the energy system. For this purpose, options for existing biogas plants were identified and possible plant concepts assessed. Based on the results of evaluation of various plant concepts and operating models, best options were analysed with respect to the costs and GHG balances. In the project, small-scale plants based on manure, agricultural plants based on energy crops or manure and biowaste plants were considered. For each of these plant concepts three operating models were analysed in detail: (1) Reduction of the energetic substrate input (share of energy crops) by 50 % without significant technical changes at the biogas plant, (2) Flexibilisation of biogas production and electricity provision and (3) upgrading of biogas to biomethane. Subsequently, options for action for the principal feasibility of the identified operating models were examined. For the appropriate consideration of ecological, economic and energy system aspects it is recommended to consider initial plant size and regional framework conditions. Whereas for smaller biogas plants - depending on regional conditions - incentives for the switch to BM 1 (substrate reduction) or BM 2 (flexibilisation) are recommended, for larger biogas plants (> 250 m³ biogas/h) the change to BM 3 (biomethane) is preferred.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis.....	17
Zusammenfassung.....	20
Summary	27
1 Einleitung.....	34
2 Anlagenbestand Biogas und Biomethan	37
2.1 Methodische Vorgehensweise.....	37
2.1.1 Betreiberbefragung.....	37
2.1.2 DBFZ-Datenbank - Biogasanlagen.....	38
2.1.3 Auswertung - Daten BNetzA und Anlagenregister	38
2.2 Beitrag Biogas zur Energiebereitstellung in Deutschland	39
2.3 Direktvermarktung und Flexibilisierung.....	40
2.4 Anlagen zur Biogaserzeugung mit Vor-Ort-Verstromung.....	42
2.4.1 Biogasanlagenbestand	42
2.4.1.1 Landwirtschaftliche Biogasanlagen	45
2.4.1.2 Güllekleinanlagen bis 75 kWel.....	49
2.4.1.3 Abfallvergärungsanlagen	50
2.4.2 Technologien und Verfahren zur Biogaserzeugung und -nutzung	53
2.5 Anlagen zur Biomethanherzeugung.....	55
2.5.1 Anlagenbestand	55
2.5.2 Einsatzstoffe zur Biomethanherzeugung	57
2.5.2.1 Biomethan – Landwirtschaftliche Anlagen	58
2.5.2.2 Biomethan - Abfallvergärungsanlagen	58
2.5.2.3 Biomethan - Anteiliger Substrateinsatz nach Bundesländern.....	60
2.5.3 Technologien zur Biomethanherzeugung.....	60
2.5.4 Biomethan – Verwendung nach Sektoren	61
3 Anlagenkonzepte und Bewertungsmatrix.....	64
3.1 Definition der Aufgaben von Biogasanlagen im Energiesystem in 2030 – Studienauswertung.....	65
3.2 Zusammenfassende Ergebnisse der Studienauswertung	67
3.3 Kriterienkatalog zur Bewertung von Biogasanlagenkonzepten.....	70
3.3.1 Betriebsmodelle.....	70

3.3.2	Anlagenkonzepte	72
3.3.3	Bewertungsskala	74
3.4	Zusammenschau relevanter Biogasanlagenkonzepte	75
4	Ökonomische Bewertung der prädestinierten Anlagenkonzepte.....	82
4.1	Annahmen.....	82
4.2	Gestehungskosten der Anlagenkonfigurationen	86
4.3	Erlöse für Nebenprodukte	88
5	THG-Bilanzierung der prädestinierten Anlagenkonzepte	92
5.1	Methodik /Annahmen.....	92
5.1.1	Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen	92
5.1.2	Annahmen zur Erstellung der Sachbilanz	94
5.1.3	Wirkungsabschätzung.....	96
5.2	Spezifische THG-Emissionen der einzelnen Anlagenkategorien.....	96
5.2.1	Spezifische THG-Emissionen der Strombereitstellung.....	97
5.2.1.1	Anlagenkategorie: Gülle 70 %, 30 % NawaRo (250 kW _{el})	97
5.2.1.2	Anlagenkategorie: 70 % NawaRo/ 30 % Gülle- Anlage (500 kW _{el})	98
5.2.1.3	Anlagenkategorie: Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	98
5.2.1.4	Anlagenkategorie: Güllekleinanlage (75 kW _{el}).....	98
5.2.1.5	Einfluss der Allokation auf die Gesamt THG-Emissionen	101
5.2.2	Spezifische THG-Emissionen der Kraftstoffbereitstellung	102
5.3	Spezifische THG-Vermeidungskosten	104
6	Hemmnisse für Biogas-Bestandsanlagen	106
6.1	Methodische Vorgehensweise.....	106
6.2	Überblick und Einordnung von Hemmnissen – Hemmniskatalog	106
6.3	Allgemeine und spezifische Hemmnisse.....	107
6.3.1	Allgemeine Hemmnisse	107
6.3.1.1	Ökologische Hemmnisse.....	108
6.3.1.2	Technische Hemmnisse	109
6.3.1.3	Ökonomische Hemmnisse	111
6.3.1.4	Genehmigungs-)Rechtliche Hemmnisse	113
6.3.1.5	Sonstige Hemmnisse.....	118
6.3.2	Spezifische Hemmnisse der ausgewählten Betriebsmodelle	119
6.4	Ergebnis der Hemmnisanalyse.....	129
7	Mögliche Entwicklungen - Biogas.....	131

7.1	Bisherige Bestandsentwicklung und Anlagenkonzepte	131
7.2	Annahmen der möglichen Bestandsentwicklung	134
7.3	Mögliche Anlagenentwicklung in 2030	138
8	Handlungsoptionen für Biogas-Bestandsanlagen	141
8.1	BM1 (Substratreduktion)	144
8.2	BM 2 (Flexibilisierung):.....	146
8.3	BM 3 (Biomethan):.....	146
9	Fazit und Ausblick.....	149
10	Kurzfristige wissenschaftliche Analysen und Beratung.....	152
10.1	Analyse der Wärmebereitstellung und -nutzung aus Biogas.....	152
10.2	„Bewertung der EEG-Ausschreibungsrunde 2017 hinsichtlich der im Vorhaben Biogas2030 identifizierten Anlagenkonzepte“	152
11	Quellenverzeichnis	155
A	Anhang: Betreiberbefragung Biogas	160
A.1	Fragebogen Biogas 2018 (Bezugsjahr 2017)	160
A.2	DBFZ Betreiberbefragungen Biogas in 2017 und 2018 – Verteilung der Fragebögen, Rückläufe und Rücklaufquote nach Art der Biogasanlage.....	162
A.3	Verteilung der Anlagenzahl, der installierten elektrischen Anlagenleistung und der durchschnittlichen Anlagenleistung von Biogasanlagen in Deutschland auf Kreisebene ..	163
A.4	Substratinput (massenbezogene Anteile) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen differenziert nach Größenklassen.....	164
A.5	Einsatz nachwachsender Rohstoffe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen bezogen auf die eingesetzten Substratmengen	165
A.6	Einsatz von Wirtschaftsdünger in landwirtschaftlichen Biogasanlagen bezogen auf die eingesetzten Substratmengen	166
A.7	Massebezogener Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Biomethanproduktion in 2015 und 2016.....	167
A.8	Masse- und energiebezogene Verteilung nachwachsender Rohstoffe zur Biomethanproduktion in 2016.....	168
A.9	Verteilung tierischer Exkrememente zur Biomethanproduktion (massebezogen) in 2015 und 2016	169
B	Ergebnisse der Studienbewertung	170
B.1	Ergebnisse der Studienauswertung „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ (Vollprecht et al. 2015)	170
B.2	Ergebnisse der Studienauswertung „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (Gerhardt et al. 2015b)	173

B.3	Ergebnisse der Studienauswertung „OptiKoBi ² - Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“ (Holzhammer et al. 2014)	176
B.4	Ergebnisse der Studienauswertung „Wärmewende 2030“ (Fraunhofer IWES/IBP 2017)..	179
B.5	Ergebnisse der Studienauswertung „Analyse und Darstellung der Klimawirksamkeit der Elektromobilität in zukünftigen Stromversorgungsszenarien (Gerhardt et al. 2015a).....	180
B.6	Ergebnisse der Studienauswertung „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ (UBA 2017a)	181
B.7	Ergebnisse der Studienauswertung „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen (KonStGas)“ (DBI et al. 2017)	183
B.8	Ergebnisse der Studienauswertung „BM-Strat – Perspektiven der Biomethaneinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ (Scholwin et al. 2015)	185
B.9	Ergebnisse der Studienauswertung „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut 2015)	188
B.10	Ergebnisse der Studienauswertung „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (BMW i 2017)	191
B.11	Ergebnisse der Studienauswertung „Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ (UBA 2010)	192
B.12	Ergebnisse der Studienauswertung „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (UBA 2016)	194
C	Anhang: Bewertungsmatrix.....	196
C.1	Definition der Bewertungskriterien	196
C.1.1	Energiesystemtechnische/Technische Bewertung	196
C.1.2	Ökonomische Bewertung.....	198
C.1.3	Ökologische Bewertung	201
C.1.4	Nicht berücksichtigte bzw. gestrichene Kriterien	203
C.2	Bewertungsmatrix (unausgefüllt) zur Bewertung verschiedener Biogasanlagenkonzepte am Beispiel des Betriebsmodells (1)	205
C.3	Ergebnistabelle für Bewertungsmatrix zur Bewertung von verschiedenen Biogasanlagenkonzepten, Betriebsmodell (1) „Reduzierung des Substratinputs (50% energetisch)“	208
C.4	Ergebnistabelle für Bewertungsmatrix zur Bewertung von verschiedenen Biogasanlagenkonzepten, Betriebsmodell (2) „Flexibilisierung“	211
C.5	Ergebnistabelle für Bewertungsmatrix zur Bewertung von verschiedenen Biogasanlagenkonzepten, Betriebsmodell (3) „Biogasaufbereitung“	214
C.6	Ergebnistabelle für die Energiesystemtechnische Bewertung	217
C.7	Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung.....	218
C.8	Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung für Biomethan als Kraftstoff.....	219
C.9	Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung – Biomethan KWK mit 100% Wärmenutzung	220

C.10	Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung – Biomethan für reine Wärmenutzung	220
C.11	Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung – Biomethan KWK mit kein -geringer bzw. mittel-hoher Wärmenutzung	221
C.12	Ergebnistabelle – Ökologische Bewertung	222
D	Kosten – Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und Einspeisung ins Erdgasnetz.....	223
D.1	Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung in ct/kWh _{HS} in der Bandbreite von 40 bis 3.000 m ³ /h in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität und des Aufbereitungsverfahrens	223
D.2	Spezifische Kosten der Biomethaneinspeisung in Erdgasnetze der Druckstufen PN 1, PN 4 und PN 16 für sechs unterschiedliche Biogasaufbereitungsverfahren als Funktion des Biogasvolumenstroms im Bereich 50 - 250 m ³ /h	224
D.3	Spezifische Kosten der Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan für eine Aufbereitungskapazität von 250 m ³ je h-Rohgas im Rahmen der Studie „eMikroBGAA“ ..	225
E	Anhang: Ökologische Bewertung	226
E.1	Herleitung des Substrateinsatzes für die betrachteten Anlagenkonzepte	226
E.2	Annahmen der betrachteten Anlagenkonzepte im Überblick	228
E.3	Annahmen - Konzepte Biogas - KWK	230
E.4	Annahmen für die Biomethan-KWK-Konzepte	231
E.5	Annahmen – Anlagenkonzepte Biomethanbereitstellung.....	232
E.6	Annahmen zur Technologie-Entwicklung 2017 vs. 2030 im Rahmen der Detailbewertung der THG-Bilanz	233
E.7	Annahmen zur Ermittlung der THG-Vermeidungskosten	234
F	Anhang: Genehmigungsrechtliche Aspekte	235
F.1	Auszug aus einer Übersicht des Bayerischen Landesamts für Umwelt zu möglichen Antragsunterlagen in baurechtlichen Genehmigungsverfahren	235
F.2	Auszug aus einer Übersicht des Bayerischen Landesamts für Umwelt zu möglichen Antragsunterlagen in immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren	236
F.3	Mögliche „Entscheidungspfade“ für Genehmigungsverfahren	237
F.4	Übersicht des Bayerischen Landesamts für Umwelt zu immissionsschutzrechtlichen Genehmigungserfordernissen	238
F.5	Neuerrichtung einer Anlage oder Änderung einer bestehenden Anlage	242
G	Ergebnis-Protokoll zum Experten-Workshop „Biogas2030“ 11/2017 beim UBA /Dessau.....	243
H	Datenbasis: Anlagenzahl, installierte Anlagenleistung und Bemessungsleistung für Biogas in 2017 und 2030 zur Ableitung der möglichen Anlagenentwicklung	246

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Spezifische THG-Vermeidungskosten der betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle in €/t CO ₂ -Äq.....	24
Abbildung 2:	Projektstruktur und Inhalte der Arbeitspakete für das Verbundvorhaben „Biogas2030“.....	36
Abbildung 3:	Entwicklung der Anlagenzahlen von Biogasanlagen nach Leistungsgrößenklassen, installierte Anlagenleistung und Stromerzeugung aus Biogas inkl. Biomethan im Zeitraum 1999 – 2017 mit Prognose 2018/2019.....	39
Abbildung 4:	Entwicklung der Flexprämie für Biogas und Biomethan-BHKW und jeweils installierter Anlagenleistung im Zeitraum 01/2012 bis 6/2018 mit Anzahl BHKW und installierter elektrischer Leistung in MW _{el}	41
Abbildung 5:	Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung und Satelliten-BHKW) in Deutschland, ohne Biogasaufbereitungsanlagen.....	43
Abbildung 6:	Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen) in 2017.....	45
Abbildung 7:	Verteilung landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland differenziert nach Substratinput und Anlagenzahl.....	46
Abbildung 8:	Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen).....	48
Abbildung 9:	Regionale Verteilung der Güllekleinanlagen vergütet gemäß §27b EEG 2012, §46 EEG 2014 bzw. § 44 EEG 2017 zum Stand 12/2017.....	50
Abbildung 10:	Verteilung des Substratinputs in (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland.....	51
Abbildung 11:	(Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput in 2017.....	52
Abbildung 12:	Entwicklung der (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland von 2008 bis 2017 differenziert nach Substratinput der Anlagen.....	53
Abbildung 13:	Entwicklung der Anzahl und der Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2016 mit einer Abschätzung für 2017 und 2018.....	55
Abbildung 14:	Entwicklung der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland nach Anlagenzahl (differenziert nach Aufbereitungskapazitäten) und Einspeisekapazität von Biomethan (2006 – 2017).....	56

Abbildung 15:	Standorte der Ende 2017 in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland differenziert nach Aufbereitungskapazität ($m^3_{i,N}$ Biomethan/h).....	57
Abbildung 16:	Masse- und energiebezogener Substrateinsatz zur Biomethanproduktion in 2016	58
Abbildung 17:	Masse- und energiebezogener Einsatz von Abfall- und Reststoffen zur Biomethanerzeugung 2016 (n=20)	59
Abbildung 18:	Verteilung der in Deutschland eingesetzten Verfahren zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan in 2017 (Anzahl der Verfahren; %-Anteil)	61
Abbildung 19:	Biomethaneinsatz nach Verwertungspfaden in 2017 (Angaben in GWh; % Anteil)	62
Abbildung 20:	Betriebsmodell 1: Reduzierung des Substratinputs (50 % energetisch) ohne wesentliche technische Änderung an der Anlage.....	71
Abbildung 21:	Betriebsmodell 2: Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung durch (a) Fütterungsmanagement, (b) Gasmanagement und (c) KWK-Flex.	71
Abbildung 22:	Betriebsmodell 3: Biogasaufbereitung zu Biomethan.....	72
Abbildung 23:	Spezifische Stromgestehungskosten der betrachteten Anlagenkonfigurationen.....	86
Abbildung 24:	Biomethangestehungskosten frei Erdgasnetz jeweils als Vollkosten (VK) und als anteilige Kosten (aK) in ct je kWh _{HS}	87
Abbildung 25:	Methodischer Ansatz der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040 FF (DIN ISO 14040).....	92
Abbildung 26:	Spezifische THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO ₂ -Äq. je kWh _{el} für das Jahr 2017	99
Abbildung 27:	Spezifische THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO ₂ -Äq. je kWh _{el} für das Jahr 2030.....	100
Abbildung 28:	Vergleich der spezifischen THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO ₂ -Äq. je kWh _{el} für das Jahr 2017 mit und ohne Berücksichtigung der extern genutzten Wärme durch Allokation.....	102
Abbildung 29:	Spezifische THG-Emissionen für die Kraftstoffbereitstellung in g CO ₂ -Äq. je MJ für die Jahre (A) 2017 und (B) 2030.....	103
Abbildung 30:	Spezifische THG-Vermeidungskosten der betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle in € je t CO ₂ -Äq.....	105
Abbildung 31:	Szenario – Entwicklung der installierten Anlagenleistung bestehender Biogasanlagen im Falle des Auslaufens der EEG-Förderung nach 20 Jahren ohne Anschlussförderung.....	132
Abbildung 32:	Entwicklung der installierten Anlagenleistung bestehender Biogasanlagen im Falle des Auslaufens der EEG-Förderung nach 20 Jahren ohne Anschlussförderung mit Differenzierung der	

	Vergütung nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie.....	135
Abbildung 33:	Mögliche Entwicklungen des Biogasbestandes (bezogen auf die Bemessungsleistung in MW _{el}) differenziert nach Szenario: Auslaufen ohne Anschlussoption, Wechsel in verschiedene Betriebsmodelle (BM) und „Wechsel in BM 1-3“ als Kombination verschiedener Betriebsmodelle.....	139
Abbildung 34:	Möglicher Wechsel zu Betriebsmodell 1, 2 oder 3 als Min/Max-Betrachtung in 2030 gegenüber 2017 bezogen auf die Bemessungsleistung.	140

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Präferierte Betriebsmodelle für die betrachteten Anlagenkonzepte hinsichtlich ökologischer, ökonomischer und energiesystemtechnischer Aspekte einschließlich der Empfehlung des Konsortiums.....	25
Tabelle 2:	Übersicht – Datenquellen zur Darstellung des Anlagenbestandes Biogas /Biomethan.....	37
Tabelle 3:	Verteilung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland nach Anlagenart, Stand 12/2017	42
Tabelle 4:	Anteilige massebezogene Substratverteilung der Biogasaufbereitungsanlagen nach Bundesländern 2016	60
Tabelle 5:	Installierte BHKW-Leistung, Anlagenzahl und summierte installierte Anlagenleistung von Biomethan-BHKW nach Größenklassen 2017	63
Tabelle 6:	Studienauswahl für die Analyse der Zubaus-Szenarien für Biogasanlagen im Energiesystem 2030	65
Tabelle 7:	Kriterien für die Studienauswertung	67
Tabelle 8:	Zusammenfassende Ergebnisse der Studienauswertung.....	69
Tabelle 9:	Bezeichnung der betrachteten Anlagenkonzept- /Betriebsmodellkombinationen für die Matrixbewertung und Detailbewertung.....	73
Tabelle 10:	Bewertungsskala für die Kriterienbewertung	74
Tabelle 11:	Matrixbewertung - Ergebnistabelle 75 kW-Güllekleinanlage ..	76
Tabelle 12:	Matrixbewertung - Ergebnistabelle Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	77
Tabelle 13:	Matrixbewertung - Ergebnistabelle der NawaRo/Gülle-Anlagen.....	78
Tabelle 14:	Präferierte Betriebsmodelle der betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle im Rahmen der Matrixbewertung	80
Tabelle 15:	Kombination der Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle für die Detailbewertung.....	80
Tabelle 16:	Kostenpositionen der Re-Investition für das Anlagenkonzept N_BM_1 (Substratreduktion)	83
Tabelle 17:	Substrateinsatz (Mengen und Kosten) für das Anlagenkonzept N_BM_1.....	84
Tabelle 18:	Kostenpositionen der Re-Investition für das Anlagenkonzept N_BM_2 (Flexibilisierung)	84
Tabelle 19:	Substrateinsatz (Mengen und Kosten) für die Anlagenkonzepte N_BM_2 und N_BM_3.....	85
Tabelle 20:	Substrateinsatz (Mengen und Kosten) für die Anlagenkonzepte G_BM_2 und G_BM_3.....	85

Tabelle 21:	Stromgestehungskosten incl. Wärmeerlöse der betrachteten KWK-Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle in ct/kWh _{el} mit Variation des Wärmenutzungsgrades und der spezifischen Wärmeerlöse.89
Tabelle 22:	Stromgestehungskosten BGAA-Konzepte incl. Erlöse aus dem Verkauf von CO ₂ mit Variation der Höhe der CO ₂ -Erlöse.90
Tabelle 23:	Stromgestehungskosten BGAA-Konzepte incl. Erlöse aus dem Verkauf von Wärme und CO ₂90
Tabelle 24:	Durch den KWK Prozess bereitgestellte Wärme zur externen Nutzung in kWh _{th} /kWh _{el} und der dazugehörige Allokationsfaktor (AF) je Anlagenkonfiguration.96
Tabelle 25:	Gegenüberstellung der THG Emissionen der Jahre 2017 und 2030 in g CO ₂ -Äq. je kWh _{el} sowie der THG-Minderung in g CO ₂ -Äq. je kWh _{el} und in % je Anlagenkategorie und Betriebsmodell (BM)101
Tabelle 26:	Gegenüberstellung der Gesamt THG-Emissionen der Jahre 2017 und 2030 in g CO ₂ -Äq. je MJ sowie der THG-Minderung in g CO ₂ -Äq. je MJ und in % der Anlagenkonfigurationen gegenüber fossilen Referenzwerte.....103
Tabelle 27:	Ökologische Hemmnisse - allgemein.....108
Tabelle 28:	Technische Hemmnisse - allgemein109
Tabelle 29:	Ökonomische Hemmnisse - allgemein111
Tabelle 30:	(Genehmigungs-)Rechtliche Hemmnisse - allgemein.....114
Tabelle 31:	Sonstige Hemmnisse118
Tabelle 32:	Steckbrief 1: Betriebsmodell 1: Reduzierung des Substratinputs um 50 % energetisch ohne wesentliche technische Änderung an der Anlage.....119
Tabelle 33:	Steckbrief 2: Betriebsmodell 2 – Flexibilisierung der Biogaserzeugung (Flexibilisierung der Biogasproduktion (Fütterungs-/Gasmanagement, KWK-Flex))122
Tabelle 34:	Steckbrief 3: Betriebsmodell 3 – Biogasaufbereitung zu Biomethan (Nutzung als Kraftstoff oder Biomethan-KWK mit 100 % Wärmenutzung oder reine Wärmenutzung)126
Tabelle 35:	Status Quo des Anlagenbestandes Biogas Ende 2017 mit Angabe der installierten Leistung, der Bemessungsleistung, der Stromerzeugung und der Anlagenzahl (BHKW) differenziert nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie.133
Tabelle 36:	Anlagenbestand Biogas mit Angabe der installierten Leistung, der Bemessungsleistung und der Anlagenzahl (BHKW) differenziert nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie für 2030 (vgl. „Auslaufkurve“).....135

Tabelle 37:	Darstellung des Auslaufens des Anlagenbestandes Biogas mit Angabe der installierten Leistung, der Bemessungsleistung und der Anlagenzahl (BHKW) differenziert nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie als Differenz „2017 – 2030“136
Tabelle 38:	Präferierte Betriebsmodelle für die betrachteten Anlagenkonzepte.....143
Tabelle 39:	Anlagenclusterung der Biomasseausschreibung 2017.....153

Abkürzungsverzeichnis

4. BImSchV	Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. BImSchV) in der Fassung der Bekanntmachung vom 31.05.2017 (BGBl. I S. 1440)
10. BImSchV	Zehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen – 10. BImSchV) vom 08.12.2010 (BGBl. I S. 1849), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 01.12.2014 (BGBl. I S. 1890) geändert worden ist
12. BImSchV	Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung – 12. BImSchV) in der Fassung der Bekanntmachung vom 15.03.2017 (BGBl. I S. 483), die zuletzt durch Artikel 1a der Verordnung vom 08.12.2017 (BGBl. I S. 3882) geändert worden ist
37. BImSchV	Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV) vom 15.05.2017 (BGBl. I S. 1195)
38. BImSchV	Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen – 38. BImSchV) vom 08.12.2017 (BGBl. I S. 3892), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 21.05.2019 (BGBl. I S. 742) geändert worden ist
44. BImSchV	Vierundvierzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen – 44. BImSchV); noch nicht in Kraft getreten
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
aK	Anteilige Kosten
AF	Allokationsfaktor
AP	Arbeitspaket
BBH	Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH
BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlagen
BGBL.	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk

BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.05.2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 08.04.2019 (BGBl. I S. 432) geändert worden ist
BM	Betriebsmodell
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	€-Cent
CNG	Compressed Natural Gas
CO₂	Kohlendioxid
dena	Deutsche Energie Agentur
DBFZ	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DüV	Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung – DüV) vom 26.05.2017 (BGBl. I S. 1305)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17.12.2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
Flex	Flexibilisierung
FuE	Forschung und Entwicklung
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 11.08.2017 (BGBl. I S. 3194) geändert worden ist
GefStoffV	Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen (Gefahrstoffverordnung – GefStoffV) vom 26.11.2010 (BGBl. I S. 1643, 1644), die zuletzt durch Artikel 148 des Gesetzes vom 29.03.2017 (BGBl. I S. 626) geändert worden ist
GPS	Ganzpflanzensilage
Hs	Brennwert
HTK	Hühnertrockenkot
IBN	Inbetriebnahme
IBP	Fraunhofer-Institut für Bauphysik
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

IINAS	Internationale Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien
IKEM	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität – Recht, Ökonomie und Politik e.V.
iLUC	Indirect land use change (indirekte Landnutzungsänderungen)
IPCC	International Panel of Climate Change
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
k.A.	keine Angabe
KUP	Kurzumtriebsplantage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBG	Liquefied Biogas (Flüssiggas)
LKS	Lieschkolbenschrot
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
LW	Landwirtschaft
m³i.N./h	Normkubikmeter im Normzustand bei 0°C und 1013,25 mbar
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
MwSt	Mehrwertsteuer
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
ÖKO	Ökoinstitut
PtG	Power-to-Gas
RM	Rinderfestmist
SDL	Systemdienstleistung
SNG	Synthetic Natural Gas
THG	Treibhausgas
TRAS 120	Bekanntmachung einer sicherheitstechnischen Regel der Kommission für Anlagensicherheit (TRAS 120 „Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen“) vom 12.12.2018, veröffentlicht vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit im BAnz AT 21.01.2019 B4
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS/VLH	Volllaststunden
VK	Vollkosten
VOV	Vor-Ort-Verstromung

Zusammenfassung

Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in 2000 ist der Biogasanlagenbestand in Deutschland kontinuierlich gestiegen. Vor dem Hintergrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG 2012, 2014 und 2017) reduzierte sich der Leistungszubau im Biogasbereich und ist seit 2012 überwiegend von Anlagenerweiterungen, Umstellungen auf den flexiblen Anlagenbetrieb sowie geringem Zubau im Bereich der Güllekleinanlagen und Anlagen im Abfallbereich bestimmt. In Hinblick darauf, dass bis 2030 für eine Vielzahl von Anlagen die EEG-Förderung ausläuft, ergeben sich für die Biogasanlagen neue Anforderungen und Herausforderungen. Zentrale Fragen sind, welche Optionen für den Anlagenbestand nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsdauer existieren und inwiefern bestehende Anlagen in „sinnvolle“ Betriebsmodelle wechseln können.

Projektziele und Arbeitsinhalte

Ziel des Vorhabens war es, ökologisch und ökonomisch sinnvolle Anlagenkonzepte für den Biogasanlagenbestand aufzuzeigen und dabei folgende Fragestellungen zu beantworten:

- ▶ Wie ist der erreichte Ausbaustand von Biogasanlagen in Deutschland und deren Betriebsweise?
- ▶ Welche alternativen Anlagenkonzepte sind besonders wertvoll für das sich verändernde Energiesystem?
- ▶ Für welche Biogas-Bestandsanlagen ist die Umrüstung zu einem dieser Konzepte technisch möglich, ökonomisch tragbar und ökologisch sinnvoll?
- ▶ Welche Hemmnisse bestehen bei der Umsetzung solcher alternativen Anlagenkonzepte und wie können sie abgebaut werden?

Ausgehend vom Bestand der Anlagen zur Produktion von Biogas und Biomethan in Deutschland, der mit Bezugsjahr 2017 dargestellt wird (vgl. Kapitel 2), wurden Anlagenkonzepte (Cluster der häufigsten Typen von Biogasanlagen im Bestand) identifiziert, für die verschiedene Betriebsmodelle (mögliche Modifikationen der Anlagen) näher betrachtet wurden. Dazu wurde eine Bewertungsmatrix erstellt und Kriterien für die Bewertung der Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle festgelegt (vgl. Kapitel 3). Im Ergebnis wurden geeignete Betriebsmodelle für die Anlagenkonzepte identifiziert, die sowohl aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht sinnvoll erscheinen und für die eine detaillierte ökonomische und ökologische Bewertung erfolgte (vgl. Kapitel 4 und Kapitel 5). Auf der Basis der ausgewählten drei Betriebsmodelle (Substratreduktion, Flex-Konzept, Umrüstung VOV zu Biomethan) wurden Hemmnisse für deren Umsetzbarkeit identifiziert (vgl. Kapitel 6). Auf der Basis des Biogasanlagenbestandes wurden in Kapitel 7 mögliche Entwicklungen des Anlagenbestandes betrachtet. Im Anschluss daran erfolgte im Kapitel 8 die Ableitung von Handlungsoptionen zur Umsetzung der vorgeschlagenen Betriebsmodelle.

Wesentliche Ergebnisse

Ende 2018 wurden in Deutschland bereits etwa rd. 8.800 Biogasanlagen (Biogasproduktionsanlagen) mit Vor-Ort Verstromung (VOV) betrieben. Zusätzlich bereiteten rund 200 Biogasanlagen das Biogas zu Biomethan auf (Biogasaufbereitungsanlagen, BGAA). Für 2018 und 2019 wurde lediglich ein Anlagenzubau für Güllekleinanlagen und im geringen Maße für Bioabfallanlagen prognostiziert, weshalb die Leistung der Stromerzeugung aus Biogas zw. 32

und 33 TWh_{el} stagniert. Vereinzelt gehen Biogasanlagen außer Betrieb. Unter Berücksichtigung des Alters der Anlagen anhand der Inbetriebnahme (IBN) werden bis 2030 ca. 55 % des Anlagenbestandes (bezogen auf die Anlagenzahl) und ca. 66 % bezogen auf die installierte Anlagenleistung nicht weiterbetrieben, wenn sich keine tragfähigen Anschlusskonzepte finden lassen.

Mit dem Ziel, die Aufgaben von Biogas im Referenzjahr 2030 identifizieren und definieren zu können, wurden ausgewählte relevante Studien zur Transformation des Energiesystems ausgewertet (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2). In den Studien aufgeführte, durch Biomasse bzw. Biogas zu erfüllende Systemaufgaben sind z.B.:

- ▶ Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele,
- ▶ Beitrag zur Versorgungssicherheit,
- ▶ Bedarfsgerechte Strombereitstellung,
- ▶ Deckung der Residuallast,
- ▶ Bereitstellung von Systemdienstleistungen,
- ▶ Biomethan als Kraftstoffoption.

Mit der Auswertung des Biogasanlagenbestands wurden folgende **Anlagenkonzepte** herausgestellt, die bezüglich Anzahl und/oder installierter Leistung aktuell die größte Relevanz im Anlagebestand besitzen oder als besondere Anlagenkategorie separat betrachtet wurden:

1. Güllekleinanlagen 75 kW_{el} (EEG 2012/2014/2017) (G75)
2. Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo)/Gülle-Anlagen
 - ▶ 70 % NawaRo / 30 % Gülle-Anlage mit 500 kW_{el} (N)
 - ▶ 70 % Gülle /30 % NawaRo-Anlage mit 250 kW_{el} (G)
3. Bioabfallanlagen (100 % Biotonne) mit 800 kW_{el} (B)

Als Basis für die Bewertung wurden die folgenden **drei Betriebsmodelle** (BM) als mögliche Modifikationen der Anlagen für die o.g. Anlagenkonzepte festgelegt:

1. Betriebsmodell 1 (BM 1): Reduktion des Substratinputs um 50 % energetisch ohne wesentliche technischen Änderungen an der Anlage
 - a. Reduktion des NawaRo-Anteils (Mais, Ganzpflanzensilage)
 - b. Reduktion des NawaRo-Anteils und Substitution von Mais mit Grassilage (extensive Bewirtschaftung von Grünland)
2. Betriebsmodell 2 (BM 2): Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung (Flex)
3. Betriebsmodell 3 (BM 3): Umstellung der Vor-Ort-Verstromungsanlagen (VOV) zu Anlagen mit Biogasaufbereitung zu Biomethan.

Anschließend wurde jede Kombination aus Betriebsmodell und Anlagenkonzept hinsichtlich definierter energiesystemtechnischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien in einer Matrix durch das Konsortium bewertet (vgl. Anhang C.1). Für ausgewählte Anlagenkonzepte erfolgte eine detaillierte Kostenbewertung der Anlagenkonzepte (vgl. Kapitel 4) und eine THG-Bilanzierung (vgl. Kapitel 5).

Die Ergebnisse aus der Bewertungsmatrix und den Detailbewertungen werden wie folgt zusammengefasst:

Aus **energiesystemtechnischer Sicht** wurden Anlagen des Betriebsmodells 3 (Biomethan) am besten bewertet (bereits vorhandene Biogasaufbereitungsanlagen, bzw. Umstellung von VOV-Biogas-BHKW auf Biogasaufbereitung), da hier u.a. die Kriterien „Erreichung der Mengenziele“ und die Option „regenerativer Kraftstoff“ zum Tragen kommen. Dabei schneiden insbesondere die Anlagen mit größeren Leistungsbereichen (hier: 500 kW_{el} mit 70 % NawaRo/30 % Gülle sowie die Bioabfallanlage 800 kW_{el}) am besten ab.

Aus **ökonomischer Sicht** zählen zu den besten bewerteten Anlagenkonzept-Betriebsmodell-Kombinationen in der Matrixbewertung Anlagen des Betriebsmodells 3 (Biomethan). Dabei ist anzumerken, dass die ökonomische Bewertung in der Matrix eine Gesamtbewertung der Konzepte darstellt, d.h. Kosten und Erlöse berücksichtigt wurden (im Gegensatz zur reinen Kostenbewertung und THG-Bilanzierung als Detailbewertungen der Konzepte). So wurden bei der Bewertungsmatrix für die Biomethankonzepte u.a. Erlöse für die externe Wärmenutzung (100 %) und mögliche Erlöse aus dem Verkauf von CO₂ aus BGAA berücksichtigt. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Parameter der Matrix gleich bewertet wurden, dass also keine Gewichtung einzelner Parameter erfolgte.

Die detaillierte **Kostenbewertung der Anlagenkonzepte** (vgl. Kapitel 4) zeigt, dass sich unter reinen Kostengesichtspunkten und ohne die Berücksichtigung von Erlösen die betrachteten VOV-Konzepte der Betriebsmodelle 1 und 2 mit Stromgestehungskosten von 18,8 bis 19,6 ct/kWh_{el} (NawaRo/Gülle bzw. Gülle/NawaRo) am besten darstellen. Unter anteiliger Berücksichtigung der Netzanschlusskosten (Gasnetzeinspeisung) weisen die Konzepte zur Verstromung von Biomethan (aus NawaRo/Gülle bzw. Gülle/NawaRo) Stromgestehungskosten von 23,5 bis 27,0 ct/kWh_{el} auf; unter Berücksichtigung der Vollkosten der Netzeinspeisung sogar 32,2 bis 40,3 ct/kWh_{el}. Die Konzepte für Bioabfall zeigen aufgrund der größeren Anlagenkapazität mit den einhergehenden geringeren Rohgasgestehungskosten im Vergleich zu den Gülle-/NawaRo-Konzepten geringere spezifische Stromgestehungskosten. Die Biomethankonzepte weisen unter anteiliger Berücksichtigung der Netzanschlusskosten (Gasnetzeinspeisung) Biomethangestehungskosten von 7,7 bis 8,9 ct/kWh_{Hs} und unter Berücksichtigung der Vollkosten des Netzanschlusses 10,7 bis 13,5 ct/kWh_{Hs} auf. Aufgrund der kleineren Leistungsgröße erzielt das Anlagenkonzept mit 70 % Gülle/30 % NawaRo (250 kW_{el-Äq}) im Vergleich zum Anlagenkonzept 70 % NawaRo/30 % Gülle (500 kW_{el-Äq}) höhere spezifische Gestehungskosten.

Die relevanteste Erlösgruppe bei der Produktion von Strom aus Biogas und Biomethan stellen, neben den Erlösen für Strom selbst, die Wärmeerlöse dar. Je nach Anlagenkonzept, Wärmenutzungsgrad und spezifischen Wärmeerlösen kann die Vermarktung von Wärme bei den VOV-Konzepten zu reduzierten Stromgestehungskosten führen, die zw. 0,5 – 4,7 ct/kWh_{el} liegen. Bei den Biomethankonzepten ergeben sich in der betrachteten Bandbreite der spezifischen Wärmeerlöse um 3,2– 6,3 ct/kWh_{el} reduzierte Stromgestehungskosten. Eine weitere, heute noch nicht relevante, jedoch zukünftige potentielle Erlösoption stellen Erlöse aus dem Verkauf von CO₂ dar. Es wurde hierbei eine Bandbreite spezifischer Erlöse von 25 €/t bis

250 €/t betrachtet und damit um ca. 1 – 11 ct/kWh_{el} reduzierte Stromgestehungskosten erreicht.

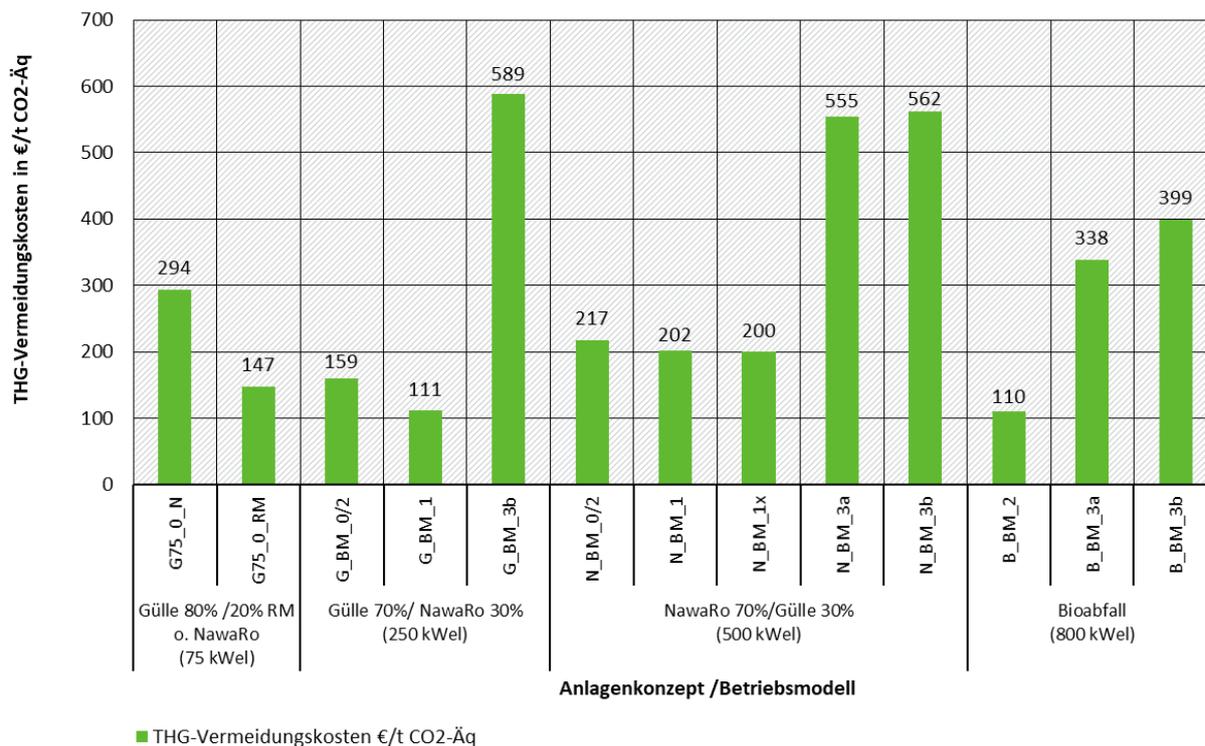
In Hinblick auf die **ökologischen Aspekte (Treibhausgas (THG)-Bilanz)** zeigt die Matrixbewertung, dass die Gülle(Klein)-Anlagen aufgrund der Güllegutschriften für die Vermeidung der THG-Emissionen konventioneller Güllelagerung aufgrund der geringen Gesamtemissionen die besten Anlagenkonzepte darstellen. Innerhalb der jeweiligen Anlagenkonzepte schneidet BM 1 (Substratreduktion des NawaRo-Anteils) am besten ab.

Für die detaillierte **THG-Bilanzierung der Anlagenkonzepte** (vgl. Kapitel 5) wurde als Bilanzierungsrahmen die gesamte Prozesskette zur Biogas-/ Biomethanbereitstellung von der Rohstoffbereitstellung, über die Biogaserzeugung und -aufbereitung (im Fall der Biomethananlagen) bis zur Nutzung (Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Kraftstoff) betrachtet. Beim Einsatz von Anbaubiomasse beginnt die Bilanzierung bei den landwirtschaftlichen Prozessen des Substratanbaus. Bei den weiteren Substraten Gülle, Festmist oder Bioabfall handelt es sich um Rest- und Abfallstoffe, so dass vorgelagerte Prozesse nicht berücksichtigt wurden. Für die Nutzung von Gülle und Mist wurde gemäß Methodik der neuen Erneuerbaren Energien Richtlinie (RED II) ein „Gülle-Bonus“ von 45 g CO₂-Äq. / MJ angesetzt, durch den die Minderung der THG-Emissionen während der Wirtschaftsdüngerlagerung berücksichtigt wird. Die Berücksichtigung der durch den KWK-Prozess bereitgestellten Wärme, die einer externen Nutzung zugeführt werden kann, erfolgte gemäß den Vorgaben der RED II über eine Allokation.

In der vorliegenden Untersuchung wurde angenommen, dass sich dieser Emissionsfaktor für Strom von 489 g CO₂-Äq./kWh_{el} für das Jahr 2017 (Icha und Kuhs 2018) im Jahr 2030 auf einen Wert von 450 g CO₂-Äq./kWh_{el} verringert (Bundesregierung 2017). Die Ergebnisse zeigen, dass alle betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle THG-Einsparungen ggü. der jeweiligen fossilen Referenz aufweisen. Vergleicht man die Werte der Kraftstoffproduktion mit dem fossilen Komparator der RED II in Höhe von 94 g CO₂-Äq./MJ so weisen beide Konzepte (NawaRo 70 %/Gülle 30%-Anlage (N) und Bioabfall-Anlage (B)) in Betrachtung der Zeithorizonte ein Minderungspotenzial von 73 - 80 % auf. Bei den KWK-Konzepten erreichten die güllebasierten Konzepte mit 96 - 183 % die höchsten THG-Einsparungen ggü. dem Strommix, während die NawaRo-basierten Anlagenkonzepte THG-Einsparungen von 58 – 84 % und die Bioabfall-Konzepte rd. 60 % erreichten.

Auf der Basis der Gestehungskosten der Anlagenkonzepte und der THG-Emissionen wurden **THG-Vermeidungskosten** ermittelt (vgl. Kapitel 5.3, vgl. Abbildung 1). Der Vergleich der Anlagenkonzepte untereinander zeigt, dass die Konzepte mit überwiegendem Gülleanteil – aufgrund der Güllegutschriften - vergleichsweise niedrige THG-Vermeidungskosten ggü. den NawaRo-Konzepten aufweisen. Das Betriebsmodell BM 1 (Substratreduktion des NawaRo-Anteils) zeigt ggü. BM 2 (Flex) und BM 3 (Biomethan) in der jeweiligen Anlagenkategorie die geringsten THG-Vermeidungskosten. Die Biomethan-Konzepte (BM 3) jeder Anlagenkategorie weisen die höchsten THG-Vermeidungskosten auf, wobei die höchsten THG-Vermeidungskosten bei den NawaRo/Gülle-Konzepten auftreten.

Abbildung 1: Spezifische THG-Vermeidungskosten der betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle in €/t CO₂-Äq



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2019 auf der Basis der Kostenbetrachtungen nach Fraunhofer IEE, den ermittelten THG-Emissionen sowie mittleren fossilen Erzeugungskosten 2020/2030 nach IINAS/ÖKO 2012 (Thrän & Pfeiffer 2013). Kostenbetrachtungen nach IEE für den Zeitraum 2021-2030; THG-Emissionen für 2017 und 2030 wurden für Vergleichbarkeit gemittelt; Gestehungskosten inkl. KWK-Erlöse (5 ct/kWh_{th} und 50 % externe Wärmenutzung bei KWK-VOV, bei Biomethan KWK 100 %) nach IEE 2019.

In Tabelle 1 werden die **präferierten Betriebsmodelle der betrachteten Anlagenkonzepte** in Hinblick auf die ökologischen, ökonomischen oder energiesystemtechnischen Aspekte zusammenfassend dargestellt und eine Empfehlung des Konsortiums abgeleitet.

Das Betriebsmodell 1 wurde zwar in der Matrixbewertung aber in der Detailbewertung weder für die Güllekleinanlagenkonzepte noch für die Bioabfallkonzepte betrachtet, da hier überwiegend Reststoffe eingesetzt werden und eine Reduktion der gewünschten Reststoffnutzung nicht sinnvoll ist.

Je nach Wichtung der Kriterien (ökologisch, ökonomisch, energiesystemtechnisch) kann sich auch eine Weiterführung der bisherigen Betriebsweise als die präferierteste Variante herausstellen, so z.B. für die Güllekleinanlagen. Gülle(klein)anlagen weisen hohe THG-Einsparungen auf und sind aus ökologischer Sicht im Bestand zu erhalten. Der Einsatz vorhandener Güllemengen in Biogasanlagen ist durch gezielte Anreize (Förderpolitik) weiter auszubauen.

Während für die kleineren Bestandsanlagen - je nach regionalen Gegebenheiten - Anreize für die Umstellung auf BM 1 (Substratreduktion) oder BM 2 (Flex) zu setzen sind, wird ausschließlich für die größeren Biogasanlagen (> 250 m³ Biogas/h) der Wechsel in das BM 3 (Biomethan) präferiert.

Tabelle 1: Präferierte Betriebsmodelle für die betrachteten Anlagenkonzepte hinsichtlich ökologischer, ökonomischer und energiesystemtechnischer Aspekte einschließlich der Empfehlung des Konsortiums.

Anlagenkonzept	Ökologische Aspekte	Ökonomische Aspekte	Energiesystem-technische Aspekte	Empfehlung des Konsortiums
Güllekleinanlage (75 kW _{el})	n.b.	n.b.	n.b.	BM 0
70 % Gülle, 30 % NawaRo - Anlage (250 kW _{el})	BM 1	BM 1 / BM 2	BM 3	< 250 m ³ /h Rohgas: BM 0/ 2; > 250 m ³ /h Rohgas: BM 3
70 % NawaRo/ 30 % Gülle - Anlage (500 kW _{el})	BM 1	BM 1 / BM 2	BM 3	< 250 m ³ /h Rohgas: BM 1/ 2; > 250 m ³ /h Rohgas: BM 3
Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	n.b.	BM 2	BM 3	< 250 m ³ /h Rohgas: BM 0/ 2; > 250 m ³ /h Rohgas: BM 3

BM= Betriebsmodell; BM 0= Basismodell (Ausgangslage); BM 1: Substratreduktion; BM 2: Flexibilisierung; BM 3: Biomethan; „n.b.“ = in der Detailbewertung nicht betrachtet.

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019

Für die ausgewählten Betriebsmodelle wurden allgemeine und betriebsmodellspezifische **Hemmnisse identifiziert** (vgl. Kapitel 6). Insgesamt zeigt sich, dass ökonomische und rechtliche Aspekte von besonderer Bedeutung sind. Bei **Betriebsmodell 1** (energiebezogene Reduktion des Substratinputs um 50 % (NawaRo-Anteil)) werden vergleichsweise wenige Hemmnisse erwartet. Aus ökonomischer Sicht ist hervorzuheben, dass die Substratreduktion, insbesondere von nachwachsenden Rohstoffen, Substratkosteneinsparungen nach sich zieht. Zugleich wird so aber auch die Gasproduktion reduziert und damit auch die Strom- und Wärmeerzeugung bei angenommener KWK-Nutzung. Das **Betriebsmodell 2** (Flexibilisierung) zeigt in erster Linie rechtliche Hemmnisse, insbesondere hinsichtlich des Netzanschlusses. So macht ein hoher Grad der Flexibilisierung (höhere Überbauung) ggf. einen neuen Netzanschlusspunkt notwendig. Wird dieser vom Netzbetreiber nicht genehmigt, kann am gewünschten Netzanschlusspunkt ggf. nur eine deutlich geringere Flexibilisierung in Form des Zubaus von Verstromungskapazitäten umgesetzt werden. Oder es bedarf eines entfernteren Netzanschlusspunktes, dessen Erschließung ggf. durch den Anlagenbetreiber zu tragen ist. Zudem kann eine Änderung der Genehmigung erforderlich werden. Das **Betriebsmodell 3** (Biogasaufbereitung zu Biomethan) zeigt in erster Linie rechtliche und ökonomische Hemmnisse, weshalb vergleichsweise hohe Hürden für die Umsetzung des Betriebsmodells gesehen werden. Wesentliches Hemmnis für Biomethan stellt der fehlende Absatzmarkt dar.

Handlungsoptionen

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass vor dem Hintergrund des sich ändernden Energiesystems alle drei Betriebsmodelle für Biogas zukünftig von Bedeutung sind. Bei der Betrachtung der möglichen Entwicklung des Biogasanlagenbestandes (vgl. Kapitel 7) wird in der Betrachtungsvariante „Wechsel zu BM 1 – 3“ unterstellt, dass ein Teil der Anlagen in Betriebsmodell 1, 2 und 3 überführt werden können (bezogen auf die Bemessungsleistung insgesamt zw. 750 – 1.700 MW_{el}). Auf der Basis der Min-/Max-Betrachtung werden nach dieser Einschätzung demnach rd. 600 bis 1.580 MW_{el} nicht weiterbetrieben. Zur angemessenen Berücksichtigung der ökologischen, ökonomischen und energiesystemtechnischen Aspekte ist eine Differenzierung nach Anlagengröße und regionalen Rahmenbedingungen erforderlich. Eine Lenkung der Entwicklung von Biogasbestandsanlagen in die strategisch gewünschte Richtung

erfordert neben der Anpassung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in erster Linie eine Gesamtstrategie für Biogas bzw. Biomethan, in der eine klare Richtungsentscheidung und Lenkungsmechanismen für den Bestand der Biogasanlagen festgehalten werden.

Um die Substratreduktion des NawaRo-Anteils (Betriebsmodell 1) für landwirtschaftliche Biogasanlagen anzureizen, sollten aus Sicht des Projektkonsortiums für Anlagen mit hohem Gülleanteil (z.B. mind. 80 % massebezogen) die EEG-Festvergütung fortgeführt werden, bzw. eine gesetzliche Anschlussförderung in Erwägung gezogen werden. Über Fördersysteme zur CO₂-Bepreisung oder höhere Vergütungssätze in Abhängigkeit der THG-Einsparungen können Konzepte mit hohen THG-Einsparungen (wie bei Gülleanlagen) honoriert werden. Dies ist denkbar durch eine (z.T.) an die THG-Einsparung gekoppelte Stromvergütung oder durch eine THG-Quote entsprechend der THG-Quote im Kraftstoffbereich. Die Reduktion der Substratmenge im BM 1 (50 % energetisch) führt letztlich zu einer Flexibilisierung der Anlage und eröffnet damit auch die Möglichkeit, die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen zu können. Da die Flexibilitätsprämie an die EEG-Vergütung gebunden und auf 10 Jahre ausgerichtet ist, der Förderzeitraum aber in vielen Fällen kürzer ist, bietet die Einführung einer Laufzeitverlängerung für Bestandsanlagen in Anlehnung an das UBA-Sachverständigengutachten (vgl. Vollprecht et al. 2015) eine weitere Handlungsoption, mit der die Flexibilitätsprämie bei einer entsprechenden Fahrweise der Anlage über die vorgesehenen 10 Jahre hinaus genutzt werden kann.

Für die Flexibilisierung der Biogasanlage (Betriebsmodell 2) empfiehlt das Projektkonsortium Anpassungen der rechtlichen Rahmenbedingungen durch eine Optimierung des Ausschreibungsmanagements für Bestandsanlagen. So sind für eine bessere Planungssicherheit von Anlagenbetreibern in erster Linie konkrete Ausschreibungsvolumina für Strom aus Biomasse für den Zeitraum ab 2023 festzulegen und frühzeitig bekannt zu machen. Zudem sollte der Rechtsrahmen so gestaltet werden, dass der Anlagenbetreiber den Netzbetreiber von seiner Pflicht entbindet, das Netz am bestehenden Netzanschluss auszubauen, damit der bestehende Netzanschluss auch dann rechtssicher genutzt werden kann, wenn eine andere Netzanschlussvariante kostengünstiger ist.

Für die Umstellung auf Biomethan (Betriebsmodell 3) bedarf es aus Sicht des Projektkonsortiums einer Änderung des rechtlich regulatorischen Regelwerks, um die Anreize zur vollkostenoptimierten Erzeugung und Einspeisung von Biomethan zu erhöhen. Ein konkreter Ansatzpunkt hierbei besteht in der Übertragung von Verantwortlichkeiten – insbesondere für die Kompression des Biomethans auf Einspeisedruck – an den Anschlussnehmer. Eine weitere Option, die spezifischen Bereitstellungskosten von Biomethan zu reduzieren, besteht im Bereich der Gaskonditionierung (u.a. Brennwertanpassung). Anpassungen an der 38. BImSchV sind erforderlich, um Anreize für die stärkere Nutzung von Biomethan als Kraftstoff zu setzen und den Einsatz von Biomethan gegenüber fossilen Energieträgern vorteilhafter zu gestalten. Die Weiterentwicklung innovativer KWK-Konzepte (u.a. Biomethan für industrielle Prozesswärme) kann durch Anpassung der gesetzlichen Regelwerke (KWKG) erfolgen, in dem Biomethan für innovative Einsatzbereiche besonders gefördert wird. Alternativ kann eine THG-Quote für (Erd-)Gase (analog der Biokraftstoff-Regelungen mit Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien der RED-II) forciert werden, um einen Anreiz für die Implementierung von Biomethananlagenkonzepten mit möglichst niedrigen THG-Vermeidungskosten zu setzen.

Summary

Since the introduction of the Renewable Energy Sources Act (EEG) in 2000, the number of biogas plants in Germany has risen steadily. Against the background of the changed legal framework conditions (EEG 2012, 2014 and 2017), the increase in capacity in the biogas sector has been reduced and since 2012 has mainly been determined by plant extensions, conversions to flexible plant operation as well as small increases due to small scale biogas plants based on manure and plants in the waste sector. In view of the fact that EEG support will expire by 2030 for a large number of plants, new requirements and challenges for biogas plants will arise. Pivotal questions are thereby which options exist for the currently operated biogas plants after the 20-year remuneration period has expired and to how can existing plants switch to reasonable operating models.

Project objectives and content

The aim of the project was to identify ecologically and economically reasonable plant concepts for the existing biogas plants by answering the following questions:

- ▶ What is the status quo of biogas plants in Germany and their mode of operation?
- ▶ Which alternative plant concepts are particularly valuable for the changing energy system?
- ▶ For which existing biogas plants is the conversion to one of these concepts technically possible, economically viable and ecologically meaningful?
- ▶ What are the barriers for the implementation of identified alternative plant concepts and how can they be reduced?

Based on the existing biogas and biomethane production plants in Germany, which are presented for the reference year 2017 (cf. Chapter 2), plant concepts (clusters of the most common types of biogas plants in existing plants) were identified for which various operating models (possible modifications of the plants) were examined in detail. For this purpose, an evaluation matrix was created and criteria for the evaluation of the plant concepts and operating models were defined (cf. Chapter 3). As a result, suitable operating models for the plant concepts were identified which appear meaningful from both ecological and economic point of view. For these plants concepts a detailed economic and ecological evaluation was carried out (cf. Chapter 4 and Chapter 5). On the basis of the three selected operating models (substrate reduction, flexibilisation of biogas plant and conversion of biogas (on-site electricity generation) to biomethane), barriers to their feasibility were identified (cf. Chapter 6). Based on the portfolio of biogas plants, possible developments were considered in Chapter 7. Subsequently, in Chapter 8, options for action for the implementation of the proposed operating models were derived.

Main results

At the end of 2018, around 8,800 biogas plants (biogas production plants) with on-site electricity generation (VOV) were already in operation in Germany. In addition, further 200 biogas plants upgrading the biogas to biomethane (biogas upgrading plants) were operated as well. In 2018 and 2019, only small scale biogas plants based on manure and few biowaste plants are put into operation. Therefore, the electricity generation from biogas stagnates between 32 and 33 TWh_e. Occasionally, biogas plants go out of operation. Taking into account the

operational lifespan of the plants on the basis of their starting point (commissioning), approx. 55 % of the current plant portfolio (based on the number of plants) and approx. 66 % based on the installed plant capacity will no longer be operated after 2030 if no suitable concepts can be found.

With the aim of identifying and defining the tasks of biogas in the reference year 2030, selected relevant studies on the transformation of the energy system were evaluated (cf. Chapters 3.1 and 3.2). The system tasks listed in the studies to be fulfilled by biomass or biogas are e.g.:

- ▶ Contribution to the achievement of energy and climate policy goals,
- ▶ Contribution to security of supply,
- ▶ Power supply according to demand,
- ▶ Coverage of the residual load,
- ▶ Provision of system services,
- ▶ Biomethane as a fuel option.

The evaluation of the biogas plant portfolio highlighted the following **plant concepts** which currently have the greatest relevance within the plant portfolio in terms of number and/or installed capacity or which were considered separately as a special plant category:

1. Small scale biogas plants based on manure (until 75 kW_e) (according to EEG 2012/2014/2017) (G75)
2. Agricultural biogas plants based on energy crops and manure plants
 - a. 70 % energy crops / 30 % manure with 500 kW_e (N)
 - b. 70 % manure /30 % energy crops with 250 kW_e (G)
3. Biowaste plants (100% biowaste bin) with 800 kW_e (B)

As a basis for the evaluation, the following **three operating models** were defined as possible modifications of the plants for the above mentioned plant concepts:

1. Operating model 1 (BM 1): Reduction of the energetic substrate input by 50 % without significant technical changes to the plant.
 - a. Reduction the share of energy crops (maize silage, whole plant silage)
 - b. Reduction the share of energy crops and substitution of maize silage with grass silage from extensive grassland management
2. Operating model 2 (BM 2): Flexibilisation of biogas production and biogas supply
3. Operating model 3 (BM 3): Conversion of on-site power plants (VOV) to plants with biogas upgrading technology to provide biomethane.

Subsequently, each combination of operating model and plant concept was evaluated with regard to defined energy system technical, economic and ecological criteria (cf. Annex C.1). For selected plant concepts, a detailed cost assessment of the plant concepts (cf. Chapter 4) and a GHG balance (cf. Chapter 5) were carried out.

The results from the evaluation matrix as well as detailed assessment can be summarised as follows:

From the **point of view of energy system**, plants of operating model 3 (biomethane) were rated best (existing biogas upgrading plants or conversion from VOV biogas CHP to biogas upgrading).

In particular, large scale biogas plants (here: 500 kW_e with 70 % energy crops/30 % manure and the biowaste plant 800 kW_e) performed best, as the criteria "achievement of volume targets" and the option "regenerative transportation fuel" are of particular importance here.

From an **economic point of view**, plants of operating model 3 (biomethane) are among the best evaluated operating model in combination with the determined kinds of plants. It should be noted that the economic evaluation in the matrix represents an overall evaluation of the concepts, i.e. costs and revenues were taken into account (in contrast to pure cost evaluation and GHG balancing as detailed evaluations of the concepts). For example, the matrix evaluation for the biomethane concepts took into account revenues for external heat use (100 %) and possible revenues from the sale of CO₂ from biogas upgrading plants to provide biomethane. It should also be taken into account that the parameters of the matrix were valued equally, i.e. that no weighting was given to individual parameters.

The **detailed economic evaluation** of the plant concepts (cf. Chapter 4) shows that the concepts with onsite electricity production (biogas –CHP) considered in operating models 1 and 2, with electricity generation costs of 18.8 to 19.6 ct/kWh_e (both concepts based on: energy crops/manure or manure/energy crops), are best from a pure cost perspective and without taking revenue into account. Taking the grid connection costs (gas grid feed-in) into account proportionately, the concepts for the generation of electricity from biomethane (both concepts based on: energy crops/manure or manure/energy crops) show electricity production costs of 23.5 to 27.0 ct/kWh_e; taking the full costs of grid feed-in into account even 32.2 to 40.3 ct/kWh_e. The concepts for biowaste show lower specific electricity production costs compared to the agricultural biogas plants based on the combination of manure and energy crops due to the larger plant capacity and the associated lower raw gas production costs. The biomethane concepts show biomethane production costs of 7.7 to 8.9 ct/kWh_{HS} taking into account the proportionate grid connection costs (gas grid feed-in) and 10.7 to 13.5 ct/kWh_{HS} taking into account the full costs of the grid connection. The small scale plant concept with 70 % manure/30 % energy crops (250 kW_e-eq) achieves higher specific production costs compared to the plant concept with 70 % energy crops/30 % manure (500 kW_e-eq).

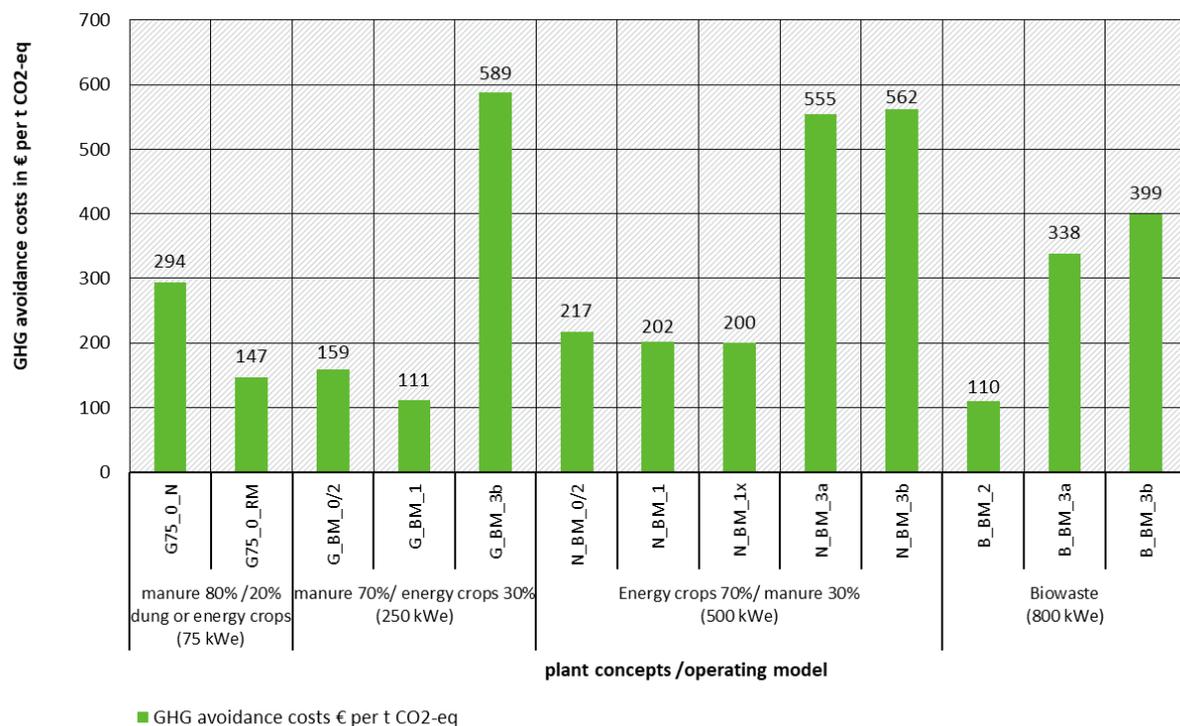
The most relevant kind of revenue for the production of electricity from biogas and biomethane, in addition to the revenue for electricity itself, is the heat revenue. Depending on the plant concept, degree of heat utilisation and specific heat revenues, the marketing of heat in the VOV concepts can lead to reduced electricity production costs of 0.5 - 4.7 ct/kWh_e. The biomethane concepts result in reduced electricity production costs of 3.2 - 6.3 ct/kWh_e within the range of specific heat revenues considered. Revenues from the sale of CO₂ represent another potential revenue option that is not relevant today, but will become significant in the future. Specific revenues of €25/t to €250/t were considered. The results obtained apply exclusively to biogas upgrading processes, which have only low atmospheric nitrogen loads in the low-gas stream. In comparison to the very cost-effective provision of CO₂ by biogas upgrading plants, the CO₂ provision costs of the separation of CO₂ from air are > 100 €/t, partly several 100 €/t. The results show that by marketing of CO₂ (related to the main product "electricity" from biomethane CHP) reduced electricity production costs of approx. 1 - 11 ct/kWh_e can be achieved.

With regard to **the ecological aspects** (greenhouse gas (GHG) balance), small-scale biogas plants based on manure are the best plant concepts for avoiding GHG emissions from conventional manure storage caused by the given manure credits. In the detailed **GHG balancing** of the plant concepts (cf. Chapter 5), the balancing framework covers the whole process chain for biogas/biomethane supply from the provision of substrates through biogas production and processing (in the case of biomethane plants) to use (CHP, fuel). When using

cultivated biomass, the balancing begins with the agricultural cultivation of energy crops. The other substrates like manure, dung or biowaste are residual and waste materials, so that upstream processes were not taken into account. For the use of manure or dung, a "manure bonus" of 45 g CO₂ equivalent / MJ was set in accordance with the European Renewable Energy Directive (RED II) methodology, which takes into account the reduction of GHG emissions during the conventional storage of manure. The heat provided by the CHP process, which can be used externally, was taken into account in accordance with the RED II specifications via allocation. In the present study it was assumed that the emission factor for electricity would be reduced from 489 g CO₂-eq. per kWh_e for 2017 (Icha & Kuhs 2018) to 450 g CO₂-eq. per kWh_e in 2030 (Bundesregierung 2017). The results show that all considered plant concepts and operating models provide GHG savings compared with the respective fossil reference. If one compares the values for fuel production with the fossil comparator of RED II at 94 g CO₂ eq./MJ, both concepts (agricultural plant with energy crops 70 %/manure 30% (N) and biowaste plant (B)) have a reduction potential of 73 - 80 % in terms of time horizons. In the CHP concepts, the manure-based concepts achieved the highest GHG savings compared to the electricity mix with 96 - 183 %, while the energy crops-based plant concepts achieved GHG savings of 58 - 84 % and the biowaste concepts around 60 %.

GHG avoidance costs were determined on the basis of the production costs of the plant concepts and the GHG emissions (cf. Chapter 5.3, Figure 1).

Figure 1 GHG avoidance costs of determined plant concepts



Source: Own illustration, DBFZ 2019. Data based on cost evaluations according to IEE, the determined GHG emissions as well as average generation costs for fossil reference systems 2020 a/2030 according to IINAS/ÖKO 2012 (Thrän & Pfeiffer 2013). Cost calculations according to IEE for the period 2021-2030; GHG emissions for 2017 and 2030 were averaged for comparability; production costs incl. CHP revenues (5 ct/kWh_{th}) and 50 % external heat use for CHP from on-site biogas plants as well as for biomethane CHP 100 %) according to IEE 2019.

A comparison of the plant concepts demonstrate that the concepts with a predominant share of manure - due to the manure credits - have relatively low GHG avoidance costs compared to

concepts based on energy crops. The operating model BM 1 (substrate reduction of the share of energy crops) shows the lowest GHG avoidance costs compared to BM 2 (Flexibilisation) and BM 3 (Biomethane) in the respective plant category. The biomethane concepts (BM 3) of each plant category have the highest GHG avoidance costs, with the highest GHG avoidance costs occurring in the energy crops/manure concepts.

Table 1 shows the **preferred operating models** for the determined plant concepts with regard to the ecological, economic or energy system aspects and derives a recommendation from the consortium.

Table 1: Preferred operating models for determined plant concepts with regard to the ecological, economic or energy system aspects and recommendation from the consortium.

Kind of biogas plant	Ecologic point of view	Economic point of view	Energy system point of view	Recommendation of the consortium
Small scale plants based on manure (75 kW _e)	n.b.	n.b.	n.b.	BM 0
70 % Manure, 30 % Energy crops (250 kW _e)	BM 1	BM 1 / 2	BM 3	< 250 m ³ /h _{raw biogas} : BM 0/ 2; > 250 m ³ /h _{raw biogas} : BM 3
70 % Energy crops/ 30 % Manure (500 kW _e)	BM 1	BM 1 / 2	BM 3	< 250 m ³ /h _{raw biogas} : BM 1/ 2; > 250 m ³ /h _{raw biogas} : BM 3
Biowaste plant (100% biowaste bin) (800 kW _e)	n.b.	BM 2	BM 3	< 250 m ³ /h _{raw biogas} : BM 0/ 2; > 250 m ³ /h _{raw biogas} : BM 3

BM= operating model; BM 0: Basis model (status quo); BM 1: Substrate reduction for energy crops; BM 2: Flexibilisation; BM 3: Biomethane; n.b. = not determined in the detailed assessment.

Source: Own illustration, DBFZ 2019.

The operating model 1 was considered in the matrix evaluation for all plant categories. In the detailed evaluation, however, the evaluation of operating model 1 was neither carried out for the small-scale manure plant concepts nor for the biowaste concepts since residues are already predominantly used here and a reduction in the use of these residues in biogas plants is not preferred.

Depending on the weighting of the criteria (ecological, economic, energy system technology), a continuation of the previous mode of operation is also an option, e.g. for small-scale slurry plants. Small-scale manure based biogas plants have high GHG savings and can be maintained in the stand from an ecological point of view. The use of existing manure in biogas plants must be further expanded through targeted incentives (funding policy).

While for the smaller existing plants - depending on regional conditions - incentives are to be set for the conversion to BM 1 (substrate reduction) or BM 2 (flex), only for the larger biogas plants (> 250 m³ biogas/h) the change to BM 3 (biomethane) is preferred.

General and model-specific barriers were identified for the selected operating models (cf. Chapter 6). Overall, it can be seen that economic and legal aspects are of particular importance. For **operating model 1** (energy-related reduction of substrate input by 50 % for the share of energy crops) comparatively less barriers are expected. From an economic point of view, it should be emphasised that substrate reduction, especially of energy crops, entails substrate cost savings. At the same time, however, gas production is also reduced and thus also electricity and

heat generation, assuming CHP use. **Operating model 2** (flexibilisation) primarily shows legal barriers, especially with regard to grid connection. For example, a high degree of flexibility (higher capacity) may necessitate a new grid connection point. If this is not approved by the grid operator, only a significantly lower degree of flexibility can be implemented at the desired grid connection point in the form of the expansion of electricity generation capacities. Or a more distant grid connection point is required, the development of which may have to be borne by the plant operator. In addition, an amendment to the permit may be necessary. **Operating model 3** (biogas upgrading to biomethane) primarily shows legal and economic obstacles, which is why comparatively high barriers are seen for the implementation of the operating model. A major obstacle for biomethane is the lack of a sales market.

Options for action

Against the background of the changing energy system, all three operating models for biogas will be important in the future. In the "Change to BM 1 - 3" variant, it is assumed that some of the plants are able to switch to operating models 1, 2 and 3 (based on the capacity between 750 - 1,700 MW_e in total). Depending on the min/max consideration, according to this assessment, around 600 to 1,580 MW_e will no longer be operated. In order to take appropriate account of the ecological, economic and energy system aspects, a differentiation according to plant size and regional framework conditions is necessary. In order to steer the development of existing biogas plants in the strategically desired direction, an overall strategy for biogas and biomethane is primarily required in addition to the adaptation of the economic and regulatory framework conditions. This strategy should provide a clear directional decision and steering mechanisms for the further development of the existing biogas plants.

In order to encourage the switch of agricultural biogas plants to BM 1 (substrate reduction) and thus open up further manure potential, plants with a high share of manure (e.g. at least 80 % by mass) should either continue the fixed remuneration under the EEG or consider statutory follow-up support. Concepts with high GHG savings (such as manure plants) can be rewarded via subsidy systems for CO₂ pricing or higher remuneration rates depending on GHG savings. This is conceivable by means of a (partly) coupled power remuneration to the GHG savings or by a GHG quota corresponding to the GHG quota in the fuel sector. The reduction of the share of energy crops in BM 1 (50 % energetically) ultimately leads to a flexibilisation of the plant and thus also offers the possibility to receive the flexibility premium. Since the flexibility premium is linked to the EEG remuneration and granted for 10 years, but the funding period is shorter in many cases, the extension of the remuneration period for existing plants offers a further option for action (based on the UBA expert report (cf. Vollprecht et al. 2015)). In this case the flexibility premium could be used beyond the planned 10 years if the plant is operated in the appropriate manner.

For the flexibilisation of biogas plants (BM 2), adjustments to the legal framework are necessary by optimising the tender management for existing plants. In order to improve the planning reliability of plant operators, concrete tender volumes for electricity from biomass for the period from 2023 onwards must be defined and announced at an early stage. In addition, the legal framework should be designed in such a way that the plant operator releases the grid operator from his obligation to expand the grid at the existing grid connection so that the existing grid connection can be used in a legally secure manner even if another grid connection variant is cheaper.

In order to switch to biomethane (BM 3), the legal regulatory framework needs to be amended in order to increase the incentives for full cost-optimised generation and feed-in of biomethane. A concrete starting point here is the transfer of responsibilities - especially for the compression of biomethane to feed-in pressure - to the plant operator. A further option to reduce the specific

supply costs of biomethane is in the area of gas conditioning (e.g. adjustment of calorific value). Adjustments to the 38. BImSchV are necessary in order to provide incentives for the use of biomethane as a fuel and to make the use of biomethane more advantageous than fossil fuels. The further development of innovative CHP concepts (including biomethane for industrial process heat) can be achieved by adapting the current regulations (KWKG), in which biomethane is particularly promoted for innovative application. Alternatively, a GHG quota for (natural) gases (compared to the biofuel regulations with compliance with the sustainability criteria of RED-II) can be promoted in order to provide an incentive for the implementation of biomethane plant concepts with the lowest possible GHG avoidance costs.

1 Einleitung

Zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele ist der Umbau des Energiesystems hin zu einem auf erneuerbare Energien basierendem System erforderlich. Seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist der Biogasanlagenbestand in Deutschland kontinuierlich gewachsen und infolge der Novellierungen des EEG¹ stets einem sich ändernden Regulierungs- und Marktumfeld ausgesetzt. Ende 2017 werden in Deutschland bereits etwa 8.700 Biogasanlagen (Biogasproduktionsanlagen) mit Vor-Ort Verstromung betrieben, was im Wesentlichen auf die Setzung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zurückzuführen ist. Zusätzlich bereiten knapp 200 Biogasanlagen das Biogas zu Biomethan auf (Biogasaufbereitungsanlagen).

Nach einem Boom in den Jahren 2009 bis 2011 wurde der Zubau durch die Neustrukturierung und Vergütungsabsenkungen im EEG 2012 und 2014 deutlich gesenkt. Vor dem Hintergrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG 2012 und 2014) ist der Leistungszubau im Biogasbereich überwiegend von Anlagenenerweiterungen, Umstellungen auf den flexiblen Anlagenbetrieb sowie geringem Zubau im Bereich der Güllekleinanlagen und Anlagen im Abfallbereich bestimmt. In Hinblick darauf, dass bis 2030 nach aktuellem Stand bereits eine Vielzahl von Anlagen aus der Förderung des EEG fallen wird und der Anteil fluktuierender erneuerbaren Energien am Energiesystem zunimmt, ergeben sich für die Biogasanlagen neue Anforderungen und Herausforderungen. Zentrale Frage ist, welche Optionen für den Anlagenbestand nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsdauer existieren und welche Perspektiven sich für die jeweiligen Anwendungsbereiche (Verkehr, Strom, Wärme) entsprechend der Ausbauziele Erneuerbarer Energien und der Klimaschutzziele ergeben.

Das FuE-Vorhaben wurde vom Umweltbundesamt im Rahmen des EVUPLAN (FKZ 37EV 16 111 0) ausgeschrieben und umfasste eine Projektlaufzeit von 1/2017–7/2019. Das Verbundvorhaben wurde unter der Projektleitung der Deutsche Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) mit der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) und der Kanzlei Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH (BBH) bearbeitet.

Ziel des Vorhabens war es, ökologisch und ökonomisch sinnvolle Anlagenkonzepte für den Biogasanlagenbestand aufzuzeigen und dabei folgende Fragestellungen zu beantworten:

- ▶ Wie ist der erreichte Ausbaustand von Biogasanlagen in Deutschland und deren Betriebsweise?
- ▶ Welche alternativen Anlagenkonzepte sind besonders wertvoll für das sich verändernde Energiesystem?
- ▶ Für welche Biogas-Bestandsanlagen ist die Umrüstung zu einem dieser Konzepte technisch möglich, ökonomisch tragbar und ökologisch sinnvoll?
- ▶ Welche Hemmnisse bestehen bei der Umsetzung solcher alternativen Anlagenkonzepte und wie können sie abgebaut werden?

Abbildung 2 verdeutlicht die Projektstruktur und die Inhalte der Arbeitspakete mit den Zuständigkeiten im Vorhaben.

¹ Novellierungen des EEG mit EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014, EEG 2017 und Ende 2018 Energiesammelgesetz.

Im Kapitel 2 erfolgte eine aktuelle Darstellung des Anlagenbestandes von Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) und Biogasanlagen mit Biomethan-Aufbereitung in Bezug auf die Betriebsweise und relevante Parameter (u.a. Substrateinsatz, Wärmenutzung, Flexibilisierung, Beitrag zur Strom-, Wärme-, Kraftstoffherzeugung).

Ziel war es, ökologische und ökonomische sowie aus energiesystemtechnischer Sicht sinnvolle Anlagenkonzepte für Biogasbestandsanlagen anhand verschiedener Bewertungskriterien zu identifizieren. Dazu erfolgte eine Analyse der im Bestand umgesetzten Anlagenkonzepte (Bestandsanlagen) insbesondere mit Blick auf ihren derzeitigen Beitrag zur bedarfsgerechten und sektorübergreifenden Energiebereitstellung. Dies umfasste:

- ▶ Die Analyse der künftigen Rolle der Biogasanlagen in verschiedenen Energieszenarien anhand einer Studiauswertung (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2)
- ▶ Die Aufstellung von Bewertungskriterien (vgl. Kapitel 3.3)
- ▶ Die Durchführung einer technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung der Anlagenkonzepte für Biogas nach verschiedenen Betriebsmodellen (Bewertungsmatrix) (vgl. Kapitel 3.4)
- ▶ Die Identifikation ökologisch und ökonomisch sinnvoller Anlagenkonzepte von Biogasanlagen im Energiesystem (vgl. Kapitel 4 und Kapitel 5)
- ▶ Die Durchführung eines Workshops mit Experten aus der Praxis und Wissenschaft zur Vorstellung und Diskussion der ausgewählten Anlagenkonzepte (vgl. Anhang G)

Im Kapitel 6 wurde die praktische Umsetzbarkeit der in Kapitel 3.4 identifizierten ökologisch und ökonomisch sinnvollen Anlagenkonzepte im Bestand untersucht und die Hemmnisse für die Umsetzbarkeit identifiziert. Somit wurde aufgezeigt, wo Handlungsfelder für Unternehmen und politische Akteure liegen, um ökologische Konzepte auch wirtschaftlich tragfähig umzusetzen. Dies umfasste:

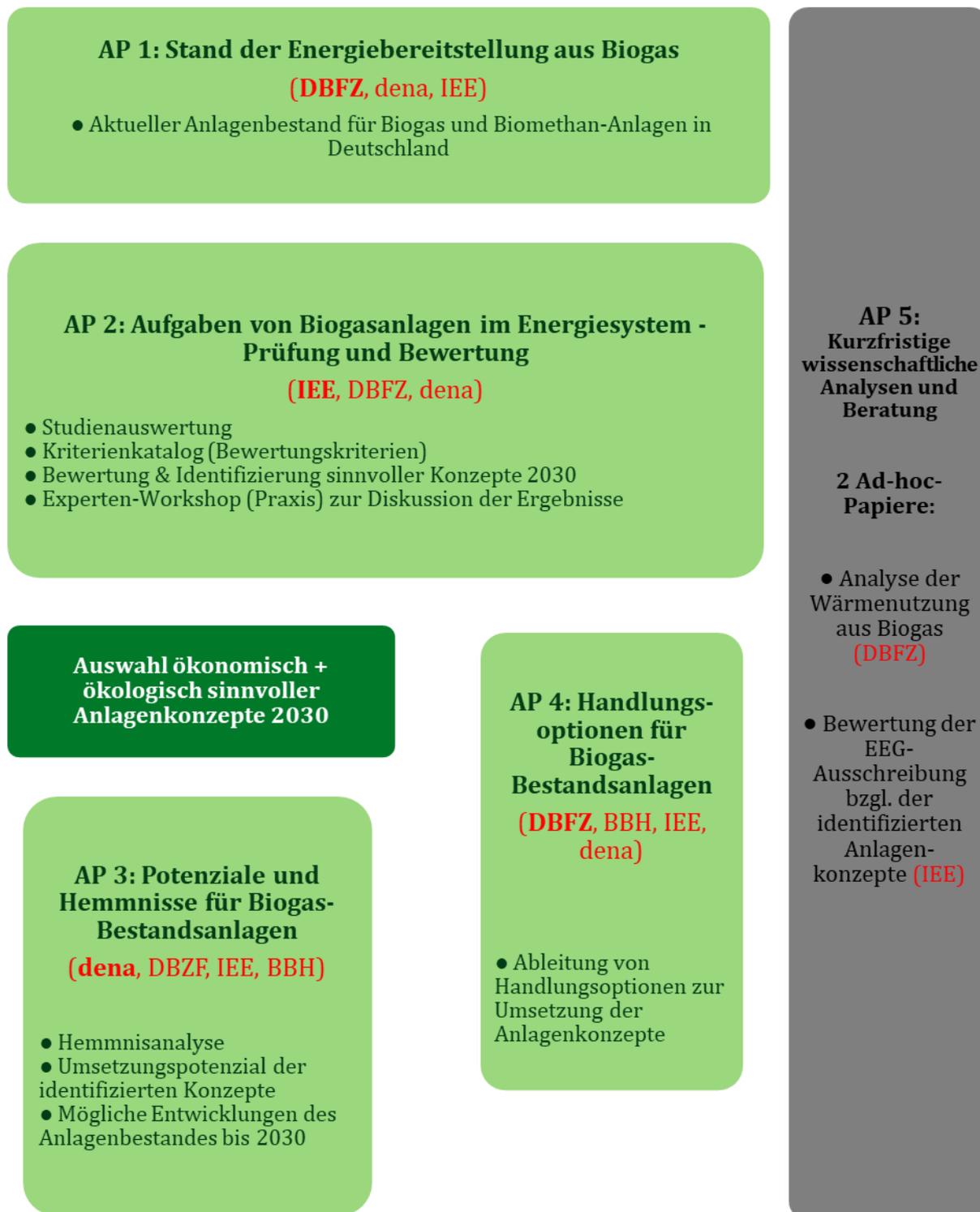
- ▶ Die Durchführung der Hemmnisanalyse zur Identifizierung ökologischer, ökonomischer, technischer und (genehmigungs-) rechtlicher Hemmnisse hinsichtlich der Umsetzbarkeit der infrage kommenden Anlagenkonzepte (vgl. Kapitel 6);
- ▶ Abschätzung des Trends für 2030: Entwicklung von Szenarien für die vorgeschlagenen Betriebsmodelle (Anlagenzahl, technische Konzeption) mit Einschätzung der zukünftigen Zusammensetzung des Anlagenbestandes bei Umsetzung des jeweiligen Betriebsmodells (vgl. Kapitel 7)

Im Rahmen des Kapitels 8 wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet, die für die Umsetzbarkeit der vorgeschlagenen Betriebsmodelle erforderlich sind, um eine zielführende Weiterentwicklung der Biogasanlagenkonzepte im Anlagenbestand anzureizen und die in Kapitel 6 analysierten Hemmnisse zu berücksichtigen.

Kapitel 9 umfasst zwei Adhoc-Stellungnahmen, die für das UBA zur Unterstützung der aktuellen klima- und energiepolitischen Debatte bearbeitet wurden:

- ▶ Analyse der Wärmenutzung aus Biogas (vgl. Kapitel 9.1) und
- ▶ Bewertung der EEG-Ausschreibungsrunde mit Bezug zu den im Vorhaben betrachteten Anlagenkonzepten (vgl. Kapitel 9.2).

Abbildung 2: Projektstruktur und Inhalte der Arbeitspakete für das Verbundvorhaben „Biogas2030“.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019

2 Anlagenbestand Biogas und Biomethan

2.1 Methodische Vorgehensweise

Zur Darstellung des Anlagenstandes für Biogas und Biomethan in Deutschland wurden die in Tabelle 2 aufgeführten Datengrundlagen für die Auswertungen berücksichtigt. Die Zwischenergebnisse mit dem Stand 2016 wurden im Projektverlauf als DBFZ-Reports Nr. 30 (Daniel-Gromke et al. 2017a) veröffentlicht. Auf der Basis des dort beschriebenen Anlagenbestandes erfolgte die Clusterung der Anlagenkonzepte (vgl. Kapitel 3.3.2). Die folgenden Darstellungen stellen den aktualisierten Datenstand mit Bezugsjahr 2017 dar.

Tabelle 2: Übersicht – Datenquellen zur Darstellung des Anlagenbestandes Biogas /Biomethan

Datenquelle	Ergebnisse/Art der Daten
Statistik Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat)	Daten zur Energiebereitstellung (Strom, Wärme, Kraftstoff) aus Biogas/ Biomethan
Anlagenregister (BNetzA)	Güllekleinanlagen (§27b EEG 2012 bzw. §46 EEG 2014); Biogasanlagenbestand (VOV)
BNetzA – Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Entwicklung Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan; Biogasanlagenbestand (VOV) (Leistungsgrößen, Verteilung); Biogas- und Biomethan-BHKW (Anzahl, Leistungsgröße, Flexibilisierung)
Dena	Anlagenbestand zur Biogasaufbereitung und Nutzung Biomethan (Entwicklung, Substratinput, Verwertungswege Biomethan); über das Biogasregister Deutschland sind der dena die IST-Einspeisungen von mind. 176 Anlagen bekannt (Stand 12/2017); für die restlichen Anlagen wurden Befragungen, Recherchen und eigene Schätzungen vorgenommen
Datenbank Biogas DBFZ	Biogasanlagenbestand VOV ; Abfallvergärungsanlagen (Anlagenbestand, Substrate, Technik, Entwicklung) sowie Anlagen zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan über die jährlichen Befragungen der Aufbereitungsanlagenbetreiber
Betreiberbefragung DBFZ	Wärmenutzung, technische Parameter Biogasanlagen (VOV); Substratinput sowie regionale Verteilung für Biogasanlagen (VOV) auf Bundeslandebene

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019.

2.1.1 Betreiberbefragung

Auf der Basis der jährlich durchgeführten Betreiberbefragungen des DBFZ wurden für eine möglichst große Anzahl von Biogasanlagen repräsentative Daten zum Anlagenbetrieb, Anlagentechnik, Anlagenveränderung und Substratinput erfasst. Die dargestellten Ergebnisse beruhen dabei i. d. R. auf die Betreiberbefragung 2018 mit Bezugsjahr 2017. Zu beachten ist,

dass sich die im Rahmen der Betreiberbefragung erfassten Leistungsangaben auf die installierte Gesamtleistung einer Biogasproduktionsanlage beziehen. Satelliten-BHKW werden den zugehörigen Biogasproduktionsstandorten zugeordnet. Für die Auswertungen im Rahmen der Betreiberbefragung bezieht sich der Begriff „Biogasanlage“ auf die Betriebsstätte der Biogaserzeugung.

Im Rahmen der Befragung wurden je nach Art der Biogasanlage - differenziert nach Abfallvergärungsanlagen, Biogasaufbereitungsanlagen und landwirtschaftliche Biogasanlagen – Fragebögen an die Betreiber versandt (exemplarisch für Biogas vgl. Anhang A.1). Die Rücklaufquote der berücksichtigten Befragungen 2017 und 2018 liegt bei 12 bzw. 10 %. Eine Übersicht über die versandten Fragebögen und Rückläufe im Rahmen der Betreiberbefragungen 2017 und 2018 ist im Anhang A.2 abgebildet. Eine Darstellung zu Versand, Rücklauf und Inhalten der Vorjahresbefragungen sowie Ausführungen zur Verteilung der Rückläufe sind dem DBFZ Report Nr. 30 zu entnehmen (vgl. Daniel-Gromke et al. 2017a).

2.1.2 DBFZ-Datenbank - Biogasanlagen

Die vom DBFZ geführte und fortlaufend aktualisierte Datenbank Biogas stellt eine umfassende Datenbasis zu den in Deutschland befindlichen Biogasproduktionsanlagen dar. Die Datenbank wird seit 2005 kontinuierlich ausgebaut und aktualisiert und enthält umfassende Daten zum Anlagenbetrieb, Substratinput, Anlagenveränderungen und -erweiterungen sowie zu prozessspezifischen Parametern. Insgesamt umfasst die Biogasanlagendatenbank Datensätze von rund 7.800 Biogasproduktionsanlagen inkl. Abfallvergärungsanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen. Das entspricht zum Stand Ende 2017 etwa 87 % des Biogasanlagenbestandes in Deutschland. Aufgrund der vergleichsweise geringen Anlagenanzahl kann die Datenbasis für Abfallvergärungsanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen als nahezu vollständig bezeichnet werden. Weiterführende Information sind dem DBFZ Report Nr. 30 zu entnehmen (vgl. Daniel-Gromke et al. 2017a).

2.1.3 Auswertung - Daten BNetzA und Anlagenregister

Das DBFZ wertete die Daten der Stamm- und Bewegungsdaten für EEG-Bioenergieanlagen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt werden, sowie die Daten des Anlagenregisters der Bundesnetzagentur aus. Dafür erfolgte eine Zuordnung nach Art der Bioenergieträger durch Auswertung der Vergütungsschlüssel (mit Angaben zur Vergütungsstruktur und Boni) und Abgleich mit der Biogasanlagendatenbank des DBFZ. Über verschiedene Boni wie den Güllebonus oder den Gasaufbereitungsbonus lassen sich Anlagen eindeutig als Biogas- oder Biomethananlagen zuordnen. Die Methodik der Zuordnung nach Art der Bioenergieträger wurde im Zeitraum 2013/2014 im Austausch mit den Vertretern der AGEE-Stat abgestimmt und in den Folgejahren eigenständig fortgeführt.

Die Daten der BNetzA umfassen die Anlagen zur Verstromung des Biogases bzw. Biomethans (BHKW inkl. Satelliten-BHKW und Biomethan-BHKW). Eine eindeutige Differenzierung zwischen Vor-Ort-Verstromung (VOV) und Satelliten-BHKW für Biogas ist dabei nicht immer zweifelsfrei möglich. Die exakte Anzahl an Anlagen zur Erzeugung von Biogas ist statistisch daher nicht abgesichert und kann folglich nur geschätzt werden.

Hinsichtlich der Biomethan-BHKW ist anzumerken, dass statistisch belastbare Angaben zum Anlagenbestand der Biomethan-BHKW-Anlagen in Deutschland nur unvollständig vorliegen, da die Vergütungsstruktur Zuordnungen nur ab Inbetriebnahme 2009, nicht jedoch vor 2009 ermöglichen. Da seit 2012 viele Bioenergieanlagen zunehmend in der Direktvermarktung sind, verändern sich die Vergütungsschlüssel, so dass für Anlagen in der Direktvermarktung die Kraft-

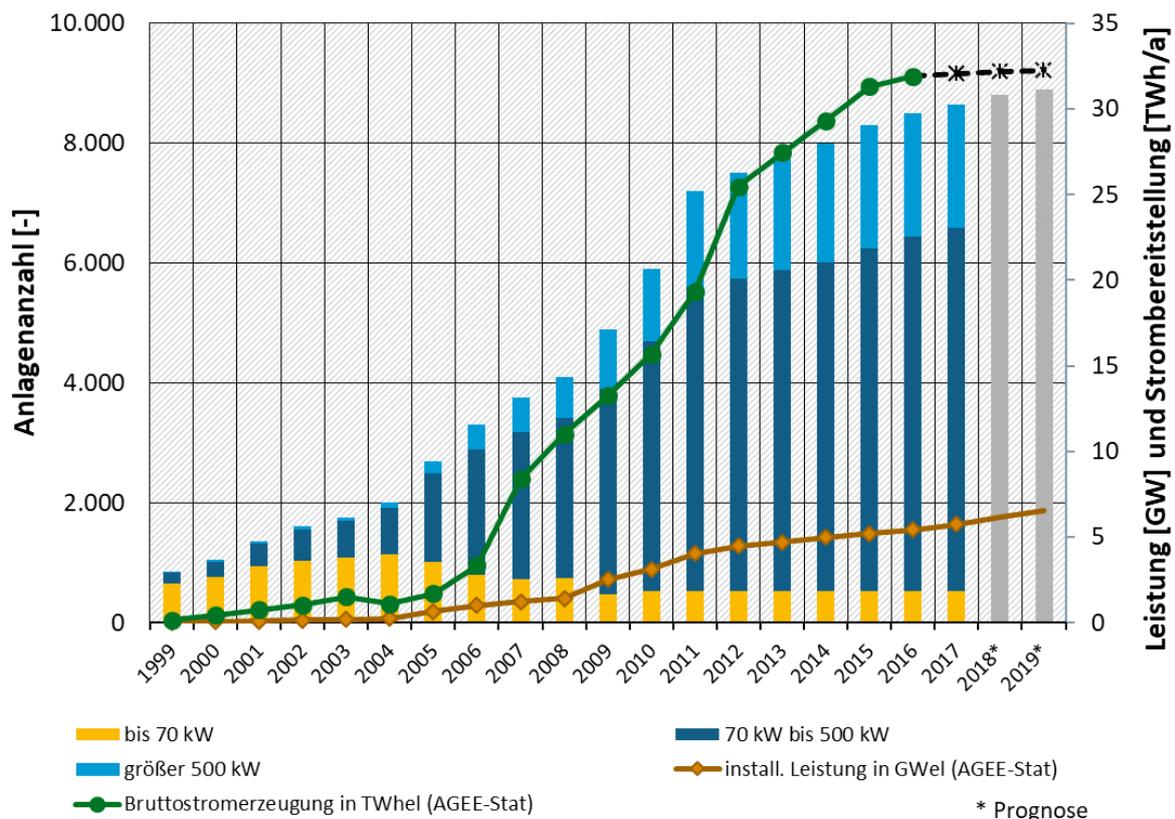
Wärme-Kopplung (KWK)-Anteile nicht mehr ausgewiesen werden. Statistisch gesehen, sinken daher die nach BNetzA ausweisbaren KWK-Mengen ab 2012 für Biogas, Biomethan und feste Biomasse. Dennoch wird davon ausgegangen, dass eine Wärmesenke, die gleichzeitig eine Einnahmequelle für die Anlagenbetreiber darstellt, i. d. R. auch in der Direktvermarktung weiterhin bedient wird.

2.2 Beitrag Biogas zur Energiebereitstellung in Deutschland

Der Anteil Erneuerbarer Energien zur Energiebereitstellung in Deutschland ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. In 2017 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Bruttostromerzeugung bei 36 % (216,4 TWh_{el}) (BMWi 2019). Dabei nimmt Biogas (inkl. Biomethan) nach Windenergie und Photovoltaik eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein. In 2017 erreichte die Stromerzeugung aus Biogas (inkl. Biomethan) rund 32.080 GWh_{el} (BMWi 2019). Das entspricht 14,8 % der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland, wurden damit rund 5 % aus Biogas und Biomethan bereitgestellt (UBA 2017).

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Anlagenzahl nach Leistungsgrößenklassen sowie die Stromerzeugung und installierte Anlagenleistung (inkl. Überbauung) von Biogasanlagen mit EEG-Vergütung.

Abbildung 3: Entwicklung der Anlagenzahlen von Biogasanlagen nach Leistungsgrößenklassen, installierte Anlagenleistung und Stromerzeugung aus Biogas inkl. Biomethan im Zeitraum 1999 – 2017 mit Prognose 2018/2019.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019. Datengrundlage: Größenklassenverteilung der Biogasproduktionsanlagen nach DBFZ-Datenbasis Anlagendatenbank und Daten des Anlagenregisters und ÜNB-Daten (Netztransparenz 2018a), (Netztransparenz 2018b); installierte Anlagenleistung und Stromerzeugung nach AGEE-Stat 2/2019 (UBA 2019), *Prognose DBFZ (modifiziert nach Lenz et al. 2019).

Für 2018 und 2019 wurde lediglich ein Anlagenzubau für Güllekleinanlagen und im geringen Maße für Bioabfallanlagen prognostiziert, weshalb die Leistung der Stromerzeugung aus Biogas zw. 32 und 33 TWh_{el} stagniert. Vereinzelt gehen Biogasanlagen außer Betrieb, dies wurde bei der Darstellung bisher noch nicht berücksichtigt. Laut Angaben des Anlagenregisters und des Marktstammdatenregisters der BNetzA wurde im Zeitraum zwischen 2014 und 2018 für mehr als 50 Biogasanlagen mit der installierten Leistung von insgesamt 33 MW eine endgültige Stilllegung gemeldet. Laut den BNetzA-Jahresabrechnungsdaten 2017 gingen allein in 2017 rund 15 MW vom Netz (Netztransparenz 2018a), (Netztransparenz 2018b). In 2019 sind bisher (6/2019) rund 8 MW für die Stilllegung gemeldet, wobei eine Prüfung durch den Verteilnetzbetreiber noch aussteht. Unter Berücksichtigung des Alters der Anlagen anhand der IBN werden bis 2030 ca. 55 % des Anlagenbestandes (bezogen auf die Anlagenzahl) und ca. 66 % bezogen auf die installierte Anlagenleistung nicht weiterbetrieben, wenn sich keine tragfähigen Anschlusskonzepte finden lassen.

Die installierte elektrische Anlagenleistung für KWK-Anlagen, die mit Biogas oder Biomethan betrieben werden, liegt nach Angaben der AGEE-Stat Ende 2018 bei 6,1 GW_{el}; wobei die Bemessungsleistung der Anlagen insgesamt rd. 3,7 GW_{el} umfasst (BWMi 2018).

Die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan erreichte in 2017 rund 17,6 TWh_{th}. Das entspricht rund 1,4 % des Endenergieverbrauchs Wärme bzw. 10,5 % der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien (BWMi 2018). Die Auswertungen zur Art und Umfang der Nutzung extern verfügbarer Wärme aus Biogas-KWK-Anlagen wurde als Adhoc-Auftrag (vgl. Kapitel 10.1) bearbeitet und ist im DBFZ-Report Nr. 32 (vgl. Rensberg et al. 2019) zusammenfassend dargestellt.

Im Bereich Verkehr spielt Biomethan mit 1,3 % (BWMi 2018) am Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr im Jahr 2017 – analog der Vorjahre - nur eine untergeordnete Rolle.

2.3 Direktvermarktung und Flexibilisierung

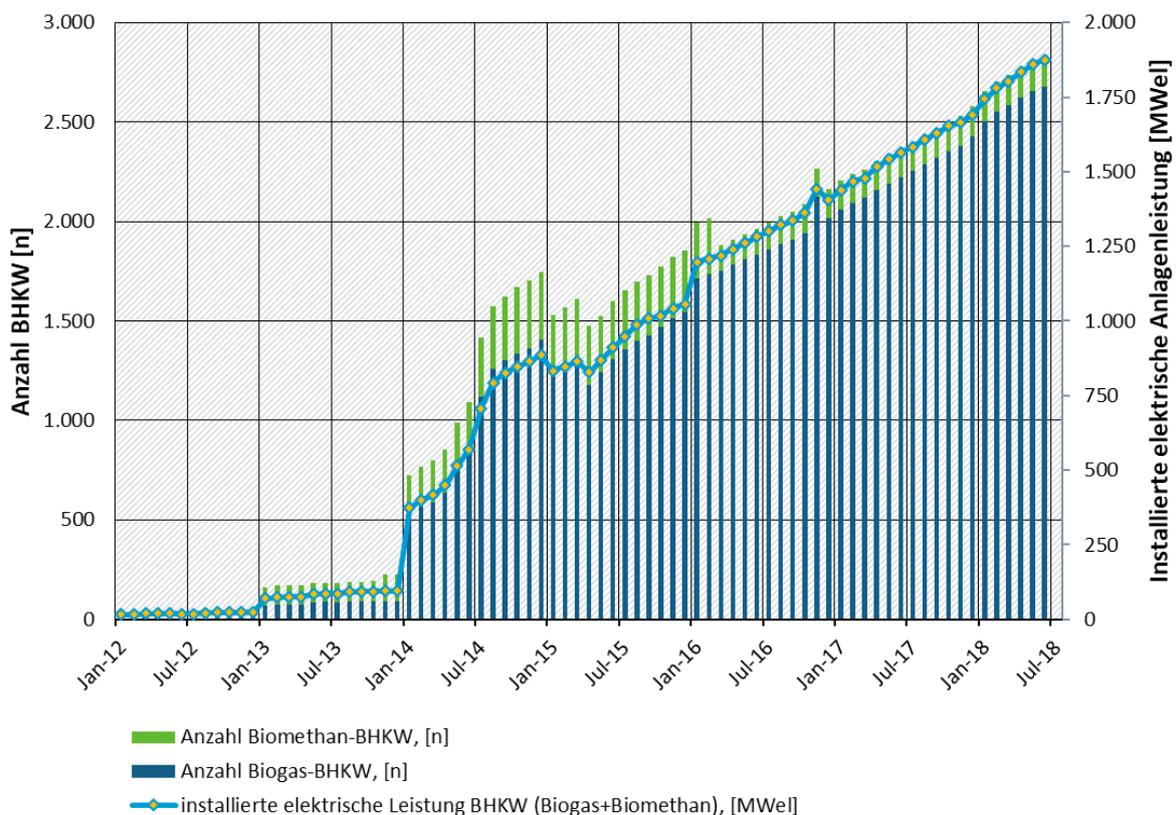
Bezogen auf die installierte elektrische Leistung wurden im Jahr 2017 rund 80 % des erzeugten Stroms direkt an der Börse vermarktet (Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie), während für rund 20 % der installierten Anlagenleistung von Biogasanlagen die EEG-Festvergütung gewährt wird (BNetzA 2017).

Um Anreize für einen flexiblen Anlagenbetrieb zu setzen, wurde mit dem EEG 2012 eine Prämie für Biogasanlagen, die installierte Leistung zum flexiblen Betrieb vorhalten, eingeführt. Gemäß § 54 EEG 2014 und § 50b EEG 2017 wurde die Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen, welche vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, fortgeführt. Neuanlagen haben hingegen einen Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag entsprechend § 53 des EEG 2014 bzw. § 50a des EEG 2017. Die Prämie bzw. der Zuschlag dienen als Anreiz, zusätzliche installierte elektrische Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitzustellen, und somit auf Preissignale des Strommarkts reagieren zu können.

Seit Januar 2012 nimmt die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie als Anreizinstrument für eine bedarfsorientierte Stromproduktion kontinuierlich zu. Insbesondere vor Inkrafttreten des EEG 2014 (EEG 2014) konnte ein deutlicher Anstieg an Neuanmeldungen für die Flexibilitätsprämie verzeichnet werden. So erfolgte insbesondere im Juni/Juli 2014 ein starker Anstieg der Anmeldungen zur Flexibilitätsprämie, der als Vorzieheffekt aufgrund großer Unsicherheit hinsichtlich der EEG-Novellierung 2014 interpretiert werden kann (Trommler et al. 2016).

Mit Stand 12/2017 wurden anhand der Daten der Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber durch Auswertungen des DBFZ rund 80 % des Anlagenbestandes (7.102 Biogasanlagen) mit einer kumulierten installierten elektrischen Leistung von 3,7 MW in der Direktvermarktung erfasst. Davon wurden insgesamt etwa 2.700 Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer gesamten installierten elektrischen Anlagenleistung von 1,7 GW registriert, für die eine Auszahlungen der Flexibilitätsprämie erfolgte (vgl. Abbildung 4). Der Großteil der erfassten Anlagen stellt Biogas-BHKW (~ 2.429) mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von rund 1,54 GW dar; zudem wurden 179 Biomethan-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 175 MW in der Flexibilitätsprämie erfasst.

Abbildung 4: Entwicklung der Flexprämie für Biogas und Biomethan-BHKW und jeweils installierter Anlagenleistung im Zeitraum 01/2012 bis 6/2018 mit Anzahl BHKW und installierter elektrischer Leistung in MW_{el}.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018; Entwicklung der Flexibilitätsprämie für Biogas und Biomethan-BHKW und installierter Anlagenleistung bis 6/2018; DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA für 2012 – 2016, monatlichen Berichten zur Direktvermarktung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 - 2017 mit Stand 02/2018, sowie Daten des Anlagenregisters der BNetzA zum Stand 04/2018; weitere Korrekturen nach der Veröffentlichung der ÜNB-Jahresabrechnungsdaten 2017 möglich.

Hinsichtlich der Auswertung der Datenlage zeichnen sich Unterschiede bzgl. der tatsächlichen Inanspruchnahme und der Anmeldung der Flexibilitätsprämie ab. So ergeben die Auswertungen des Fraunhofer IEE zum Stand 12/2017 eine höhere elektrische Anlagenleistung von insgesamt 2,8 GW, für welche die Flexibilitätsprämie mindestens einmal beansprucht wurde. Denkbar ist, dass sich tatsächliche Inanspruchnahme (Auszahlung der Vergütung) und Anmeldung bzw. Anzeige zur Flexibilisierung unterscheiden.

Derzeit (3/2019) sind mehr als 85 % der Biogasanlagen in der Direktvermarktung. Von der maximal vergüteten, zusätzlich installierten elektrischen Leistung von 1.350 MW (sog. Flex-

Deckel nach EEG 2017), für deren Erhöhung der installierten Leistung der Anlagen eine Flexprämie gewährt werden kann, wurden mit Stand 3/2019 rund 900 MW als zusätzlich installierte elektrische Leistung für den flexiblen Betrieb beansprucht und an das Register übermittelt. Im Zuge des Energiesammelgesetzes 2018 wurde der Flex-Deckel auf 1.000 MW abgesenkt, wobei eine anschließende Übergangsfrist von 16 Monaten und eine unbegrenzte Flexibilisierung des Bestandes während der Karenzzeit gewährt wird. Es wird angenommen, dass der Flexdeckel spätestens im Frühjahr 2019 erreicht wurde und der Bestand durch Leistungserhöhung zur Flexibilisierung der Anlagen bis Ende 2020 weitestgehend angepasst wurde (Denysenko et al. 2019, Lenz et al. 2019).

2.4 Anlagen zur Biogaserzeugung mit Vor-Ort-Verstromung

2.4.1 Biogasanlagenbestand

In den vergangenen Jahren beschränkte sich der Anlagenzubau in erster Linie auf die Erweiterung bestehender Anlagen durch Leistungszubau für die Flexibilisierung der Anlagen und den Neubau von Güllekleinanlagen (gem. §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014/ §44 EEG 2017). Im Jahr 2017 sind etwa 120 derartige Neuanlagen in Betrieb gegangen, der Großteil davon Güllekleinanlagen. Ende 2017 sind insgesamt rund 700 Güllekleinanlagen (gem. §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014/ §44 EEG 2017) mit einer installierten Anlagenleistung von 50,5 MW_{el} in Betrieb (Daniel-Gromke et al. 2018). 2017 sind zudem vereinzelt landwirtschaftliche Biogasanlagen und zwei Abfallvergärungsanlagen neu in Betrieb gegangen (Daniel-Gromke et al. 2018). Der Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen lag in 2017 bei 4 Anlagen. Der Leistungszubau bei Biogasanlagen in 2017 liegt bei rund 176 MW_{el}; wobei etwa 164 auf die Kapazitätserweiterung für die flexible Stromerzeugung zurückzuführen sind (Lenz et al. 2018, BNetzA 2017)). Demnach liegt der arbeitsrelevante Leistungszubau in 2017 bei rund 13 MW_{el} (Daniel-Gromke et al. 2018).

Ende 2017 sind in Deutschland insgesamt rund 8.900 Biogasproduktionsanlagen inkl. Betriebsstätten mit Aufbereitung zu Biomethan in Betrieb. Eine Übersicht zur Verteilung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland nach Anlagenart mit Stand 12/2017 ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Verteilung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland nach Anlagenart, Stand 12/2017

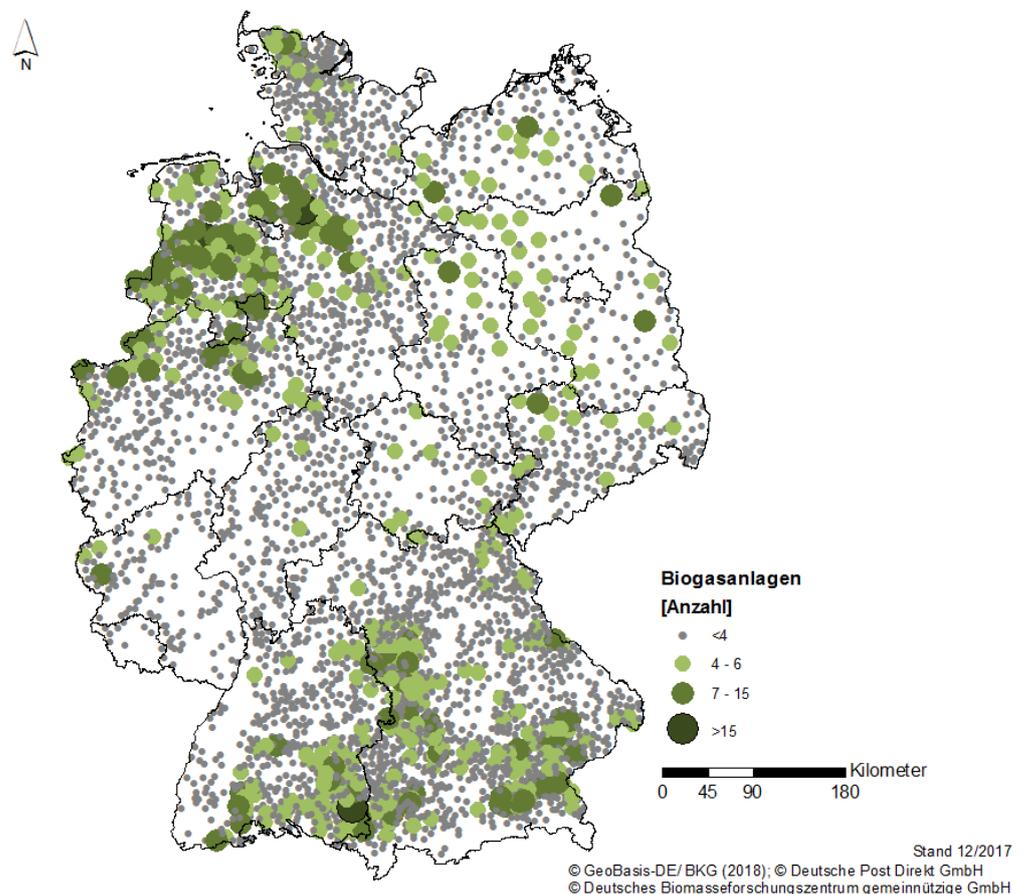
Anlagentyp	Anlagenzahl
Landwirtschaftliche Biogasproduktionsanlagen	ca. 8.350
davon Güllekleinanlagen (≤75kW) gemäß §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014	ca. 700
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle ≥ 90 %, massebezogen)	137
Vergärungsanlagen auf Basis von org. Abfällen und Gülle/ NawaRo (Anteil org. Abfälle < 90 %, massebezogen)	ca. 150
Biogasaufbereitungsanlagen zu Biomethan	200
Summe	ca. 8.900

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018 auf der Basis der DBFZ-Anlagendatenbank Biogas (Stand 12/2017), Auswertungen des Anlagenregisters und Netztransparenz-Daten (Netztransparenz 2018a), (Netztransparenz 2018b).

Die Zahl der Biogasproduktionsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (und Satelliten-BHKW) des Biogases liegt bei rund 8.700 Anlagen. Daneben sind Ende 2017 etwa 200 Biogasaufbereitungsanlagen mit Aufbereitungstechnologie zur Bereitstellung von Biomethan in Betrieb (Daniel-Gromke et al. 2018) (vgl. Kap. 2.5.1).

Die regionale Verteilung des Biogasanlagenbestandes zum Stand Ende 2017 ist in Abbildung 5 dargestellt. Die Bundesländer Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg stellen nach wie vor mehr als die Hälfte des Biogasanlagenbestandes in Deutschland. Regionale „Hot spots“ an Biogasanlagen sind in Süddeutschland zwischen Donau, der Stadtregion München und dem Alpenvorland, sowie zwischen Schwäbischer und Fränkischer Alb und den Alpen, ebenso wie in Niedersachsen (Ostfriesland, bis Münsterland und Lüneburger Heide) und Schleswig-Holstein zu finden. Bezogen auf die installierte Anlagenleistung sind in Norddeutschland und Teilen Bayerns Schwerpunkte zu verzeichnen (vgl. Abbildung 5).

Abbildung 5: Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung und Satelliten-BHKW) in Deutschland, ohne Biogasaufbereitungsanlagen



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019 auf der Basis der Biogas-Anlagendatenbank mit den Standorten der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung und Satelliten-BHKW) in Deutschland, ohne Biogasaufbereitungsanlagen; Bezugsebene Postleitzahl (Biogasdatenbank DBFZ, 12/2017) und der Datenbasis des Anlagenregisters der BNetzA (BNetzA 2018) und der ÜNB-Jahresabrechnungsdaten (Netztransparenz 2018a), (Netztransparenz 2018b).

Ein Überblick zum Biogasanlagenbestand auf Kreisebene hinsichtlich der Anlagenzahl, installierten elektrischen Anlagenleistung und der durchschnittlichen Anlagengröße ist im Anhang A.3 dargestellt. Die regionale Differenzierung des Biogasanlagenbestandes hinsichtlich der durchschnittlichen Anlagengröße zeigt, dass im Norden und Osten Deutschlands die Anlagen im Mittel eine installierte Anlagenleistung deutlich über dem Bundesdurchschnitt aufweisen. In

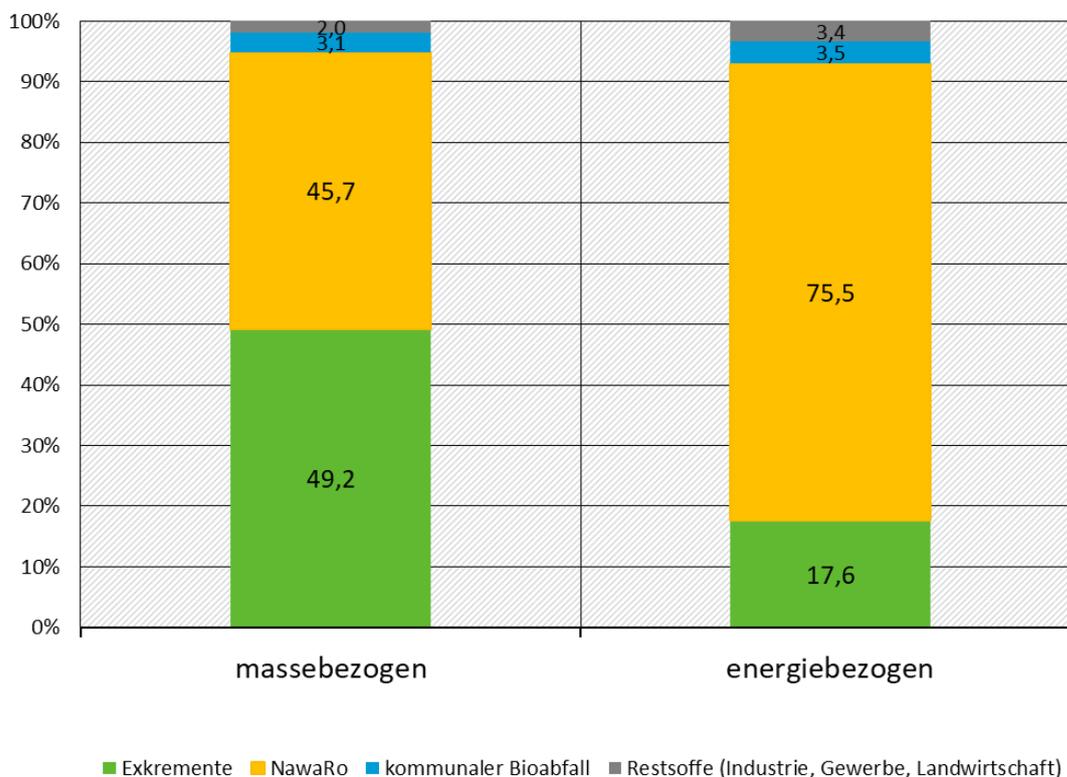
Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern liegt die mittlere Anlagenleistung bei $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$. In Süddeutschland, Saarland und Rheinland-Pfalz sind vorwiegend Anlagen im kleinen bis mittleren Leistungsbereich ($< 370 \text{ kW}_{\text{el}}$) in Betrieb.

Die überwiegende Mehrheit der Biogasanlagen in Deutschland wird auf der Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle und Festmist sowie nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) betrieben. Diese landwirtschaftlichen Biogasanlagen dominieren in Deutschland und machen rund 96 % des Biogasanlagenbestandes – bezogen auf die Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung – aus. Daneben sind insgesamt rund 250 Biogasanlagen in Betrieb, in denen organische Abfälle, wie beispielsweise getrennt erfasste Bioabfälle, Garten- und Parkabfälle, Speisereste, Abfälle aus der Lebensmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle eingesetzt werden. Hierbei gibt es sowohl Vergärungsanlagen, in denen der Einsatz von organischen Abfällen 100 % des Substrateinsatzes ausmacht, als auch Anlagen, in denen neben NawaRo und tierischen Exkrementen organische Abfälle zur Vergärung eingesetzt werden (sog. Kofermentationsanlagen).

Im Rahmen der Förderung durch das EEG nahm insbesondere der Einsatz nachwachsender Rohstoffe mit der Einführung des NawaRo-Bonus im Jahr 2004 kontinuierlich zu. Zudem erfuhren diese landwirtschaftlichen Einsatzstoffe mit der Einführung des Gülle-Bonus im Zuge der Neufassung des EEG 2009 und den festgelegten Einsatzstoffvergütungsklassen im Rahmen des EEG 2012 starke Anreize zum Einsatz für die Biogasproduktion. Insbesondere in den Jahren des boomenden Anlagenzubaues wurden hierbei vordergründig Anlagenkonzepte für den Einsatz von NawaRo und tierischen Nebenprodukten umgesetzt (vgl. Scholwin et al. 2019). Im Jahr 2017 nahmen tierische Exkremente (Gülle, Festmist) und nachwachsende Rohstoffe etwa 95 % der Substratinputströme in Biogasanlagen ein (DBFZ 2018).

Unter Berücksichtigung des Energiegehaltes der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Verteilung hin zu nachwachsenden Rohstoffen (vgl. Abbildung 6). Dies ist mit deutlich höheren Gasausbeuten von NawaRo gegenüber tierischen Exkrementen, insbesondere Gülle, zu begründen. Etwa 75 % der Energiebereitstellung aus Biogas sind auf den Einsatz nachwachsender Rohstoffe zurückzuführen. Der Einsatz von Gülle und Festmist spielt energiebezogen mit rund 18 % nur eine vergleichsweise geringe Rolle. Kommunaler Bioabfall und Reststoffe aus Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft machen insgesamt rund 5 % bezogen auf die eingesetzten Substratmengen und rund 7 % energiebezogen aus.

Abbildung 6: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen) in 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018 auf der Datenbasis der DBFZ Biogas-Betreiberbefragung 2018, Bezugsjahr 2017.

Die vergleichende Betrachtung zu den Vorjahren (Betreiberbefragung 2016; Bezugsjahr 2015) zeigen für die Erzeugung von Biogas hinsichtlich der prozentualen Verteilung der Substratkategorien nur geringe Unterschiede (vgl. DBFZ-Report Nr. 30).

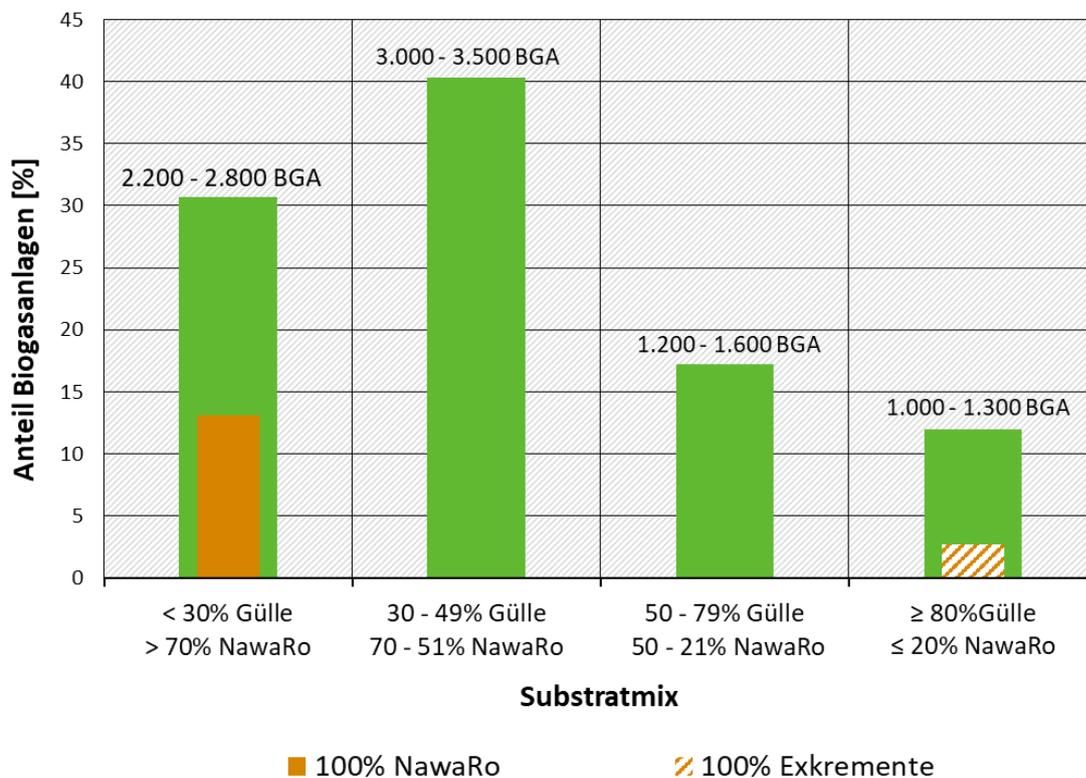
2.4.1.1 Landwirtschaftliche Biogasanlagen

Landwirtschaftliche Biogasanlagen machen den Großteil des Biogasanlagenbestandes in Deutschland aus. Der Substratinput wird in diesen Anlagen aus nachwachsenden Rohstoffen und tierischen Exkrementen wie Gülle und Festmist gestellt. Insgesamt waren zum Stand Ende 2017 rund 8.350 landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betrieb, deren Substratinput zu 100% aus diesen Einsatzstoffen resultiert. Daneben sind etwa 150 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb, deren Substratinput aus NawaRo/ tierischen Exkrementen und organischen Abfällen resultiert (sog. Kofermentationsanlagen). Diese Anlagen finden in der nachfolgenden Darstellung zum Substratinput in landwirtschaftlichen Biogasanlagen keine Berücksichtigung.

Nachfolgend werden die am Biogasanlagenbestand verbreiteten landwirtschaftlichen Anlagenkonzepte mit Aufschlüsselung nach Substratinput im Überblick dargestellt, wobei eine Abschätzung der Anlagenzahl bezogen auf den Anlagenbestand vorgenommen wird. Diese erfolgt als Spannweiten, da anlagenscharfe Daten zum Substratinput nicht für alle Biogasanlagen in Deutschland vorliegen. Die Ergebnisse basieren auf Auswertungen der DBFZ Betreiberbefragungen und Datenbank.

Abbildung 7 zeigt die Verteilung der landwirtschaftlichen Biogasanlagen hinsichtlich Substratinput, differenziert nach den Anteilen für Gülle und NawaRo am Substratinput und Anlagenzahl.

Abbildung 7: Verteilung landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland differenziert nach Substratinput und Anlagenzahl



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2018 auf der Datenbasis der DBFZ Biogas-Betreiberbefragung 2015 – 2017.

Die Clusterung der Substratkategorien „NawaRo“ und „Tierische Exkremente“ zeigt im Ergebnis:

- ▶ Dominierend am Anlagenbestand sind Biogasanlagen mit einem Substratinput von 30 – 50 % Gülle/ Festmist und überwiegendem Einsatz von NawaRo. Ergebnisse der DBFZ-Betreiberbefragungen zeigen, dass rund 40 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ein derartiges Substratkonzept aufweisen. Hinsichtlich des Gesamtanlagenbestandes entspricht dies etwa 3.000 – 3.500 Biogasproduktionsanlagen in Deutschland.
- ▶ NawaRo-basierte Biogasanlagen (> 70 % NawaRo am Substratinput) machen rund 30 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen aus. Das entspricht, bezogen auf den Anlagenbestand rund 2.200 – 2.800 Biogasproduktionsanlagen in Deutschland. Die mittlere installierte Anlagenleistung dieser Anlagen liegt bei rund 670 kW_{el}.
- ▶ Rund 1.050 – 1.150 Biogasproduktionsanlagen werden als reine NawaRo-Anlagen (Substratinput 100 % NawaRo) betrieben. Dies entspricht etwa 13 %

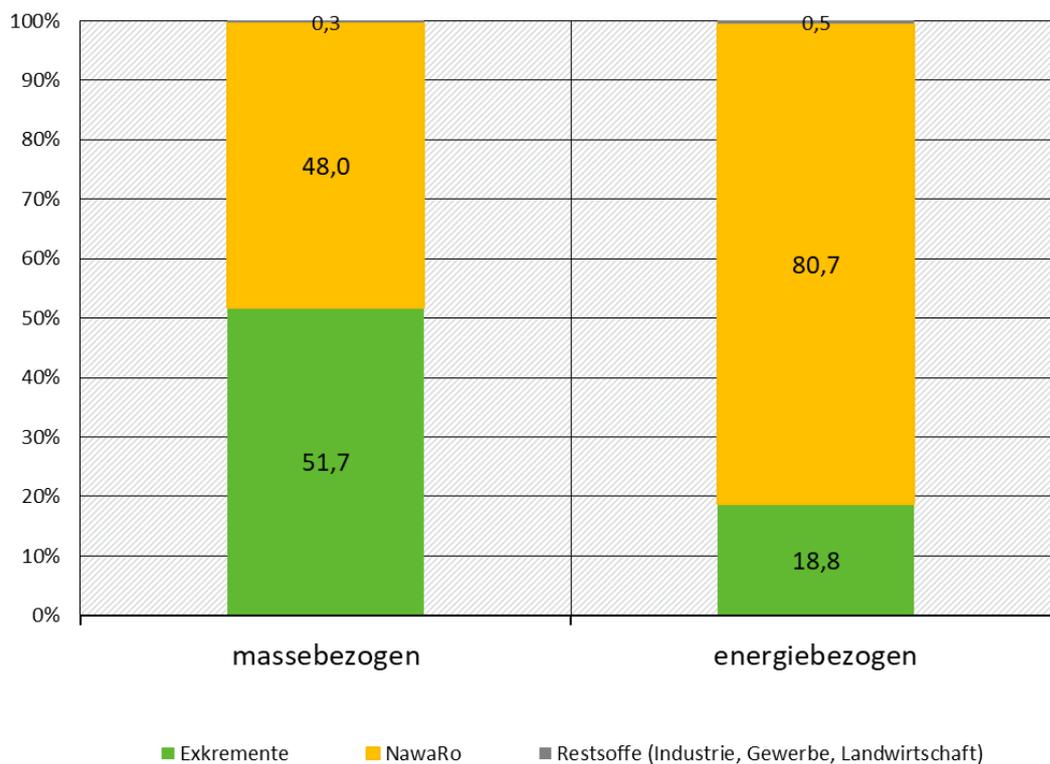
der landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Die mittlere installierte Anlagenleistung dieser NawaRo-Anlagen liegt bei 725 kW_{el}.

- ▶ Biogasanlagen mit einem Substratinput von 50 – 79 % Exkrementen neben dem Einsatz von NawaRo (bezogen auf die eingesetzten Substratmengen) machen etwa 17 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen aus. Dies entspricht etwa 1.200 – 1.600 Biogasproduktionsanlagen².
- ▶ Biogasanlagen mit einem Substratinput von ≥ 80 % Exkrementen/ ≤ 20 % NawaRo stellen unter den landwirtschaftlichen Biogasanlagen das am wenigsten verbreitete Anlagenkonzept dar. Rund 12 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden mit diesem güllebasierten Substratinput betrieben. Das sind Ende 2017 etwa 1.000 – 1.300 Anlagen. Zu den hier benannten güllebasierten Biogasanlagen zählen ebenso die nach EEG (§27b EEG 2012/ §46 EEG 2014) vergüteten Güllekleinanlagen (vgl. Kapitel 2.4.1.2). Rund 250 – 300 Biogasanlagen werden dabei als reine Gülleanlagen (Substratinput 100 % Gülle/ Festmist) betrieben.

Eine Differenzierung des Substratinputs in landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist in Abbildung 8 dargestellt. Bezogen auf die eingesetzten Mengen liegt der Anteil von NawaRo am Substrateinsatz 2017 bei rund 48 %. Gülle und Festmist machen rund 52 % der Inputmengen aus. Bezogen auf die durch die Vergärung erzeugte Energiemenge liegt der Anteil von Exkrementen bei rund 19 % am Substratinput. Daneben resultieren rund 81 % der erzeugten Energie aus nachwachsenden Rohstoffen (DBFZ 2018).

² Bandbreite aufgrund einer angenommenen Abweichung von etwa 10 % bezogen auf die Anlagenzahl.

Abbildung 8: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen)



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018 auf der Datenbasis der DBFZ Biogas-Betreiberbefragung 2018, Bezugsjahr 2017, n=432.

Es besteht eine deutliche Abhängigkeit des Substratinputs zur installierten Anlagenleistung. Biogasanlagen im kleinen Leistungsbereich ($\leq 150 \text{ kW}_{el}$) werden überwiegend mit tierischen Exkrementen beschickt. Der massenbezogene Anteil nachwachsender Rohstoffe am durchschnittlichen Substrateinsatz steigt mit zunehmender Anlagenleistung. Der Anteil von tierischen Exkrementen sinkt dabei. Im Leistungsbereich $\leq 150 \text{ kW}_{el}$ stellen NawaRo nur rund 12 % des Substratinputs, Gülle und Festmist dagegen etwa 87 %. Im Leistungsbereich $> 500 \text{ kW}_{el}$ sind etwa 50-60 % der Einsatzstoffe NawaRo, 30-40 % Exkrememente (vgl. Anhang A.4).

Der Einsatz von tierischen Exkrementen liegt bei der Mehrheit der landwirtschaftlichen Biogasanlagen zwischen 30 und 50 % des gesamten Substratinputs (massebezogen) (vgl. Abbildung 7). Nach Auswertungen der Betreiberbefragungen setzt sich in rund 40 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen der Substratmix wie folgt zusammen: 30 – 50 % Exkrememente / 70 – 50 % NawaRo. Dies ist vor allem mit der Förderung des Gülleeinsatzes über den im EEG 2009 eingeführten Güllebonus zu begründen (EEG 2009). In 2017 werden in rund 67 % der Anlagen mehr als 30 % der eingesetzten Substratmenge aus Gülle und Festmist gestellt. Einen Anteil von mindestens 80 % Gülle/ Festmist am Gesamtsubstratinput der Biogasanlage wird in rund 13 % der Biogasanlagen erreicht. Dies umfasst auch die Güllekleinanlagen in Deutschland (vgl. Kapitel 2.4.1.2).

Eine Differenzierung des Substrateinsatzes nachwachsender Rohstoffe und des Einsatzes von Wirtschaftsdünger ist in Anhang A.4 und A.6 dargestellt. Weitere Auswertungen zum Substrateinsatz der nachwachsenden Rohstoffe und Wirtschaftsdünger zur Biogasproduktion in landwirtschaftlichen Anlagen auf der Basis der Betreiberbefragung 2017 (Bezugsjahr 2016) sind

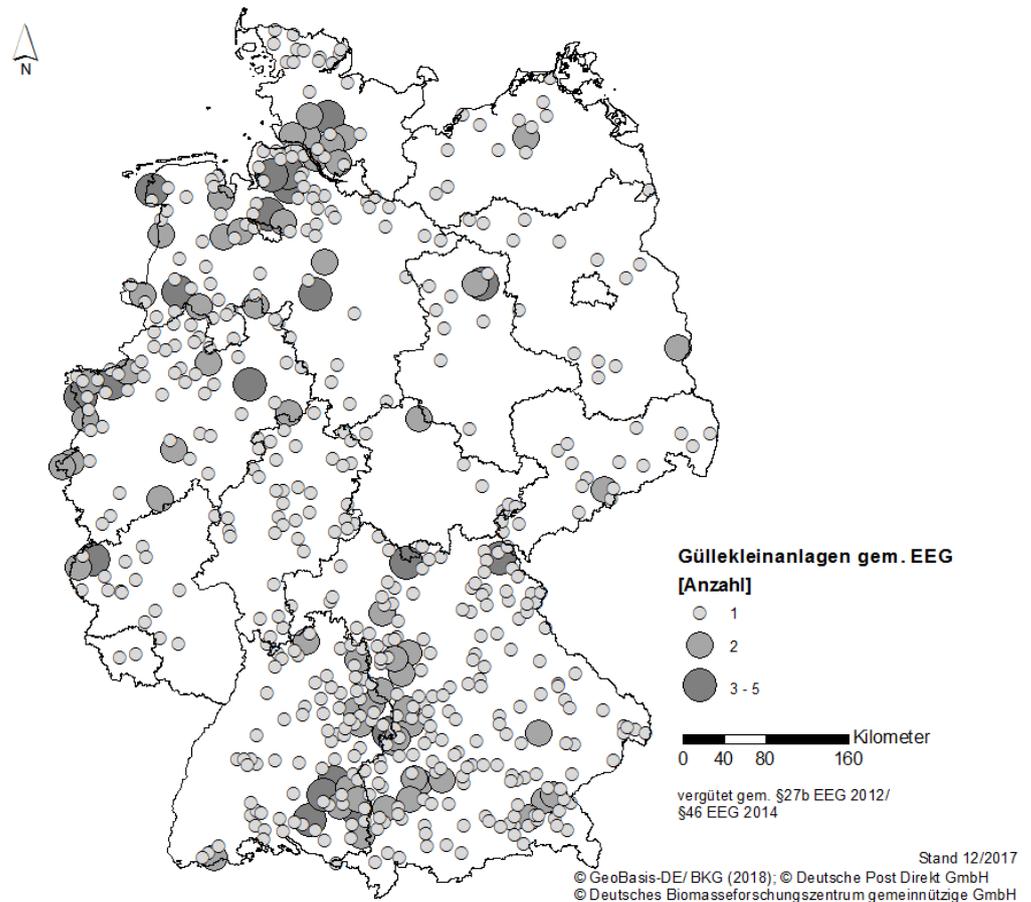
im Anhang A.6 und im DBFZ Report Nr. 30 aufgeführt (vgl. Daniel-Gromke et al. 2017a). Ausgehend vom Anlagenbestand, der Stromerzeugung aus Biogas und der Substratverteilung auf Basis der Betreiberbefragung kann der Substrateinsatz zur Biogaserzeugung ermittelt werden. Die Auswertungen der Betreiberbefragung 2018 für das Bezugsjahr 2017 ergeben in der Hochrechnung des DBFZ etwa 67 Mio. t (Frischmasse) nachwachsender Rohstoffe und etwa 53 Mio. t (Frischmasse) tierischer Exkrememente (Gülle, Festmist), die zur Biogasproduktion eingesetzt werden (Daniel-Gromke et al. 2018).

2.4.1.2 Güllekleinanlagen bis 75 kW_{el}

Mit der Einführung der gesonderten Vergütungskategorie für güllebasierte Kleinanlagen mit den EEG 2012 (§ 27b EEG 2012/§ 46 EEG 2014 bzw. § 44 EEG 2017) gingen zahlreiche neue Biogasanlagen ≤ 75 kW_{el} basierend auf dem Einsatz von Gülle und Festmist in Betrieb. In diesen Anlagen werden mindestens 80 % des Substratinputs (bezogen auf die eingesetzte Substratmenge) aus Gülle und Festmist gestellt.

Zum Stand Ende 2017 sind nach Auswertungen der Daten der BNetzA ca. 700 Güllekleinanlagen gemäß § 27b EEG 2012/§ 46 EEG 2014/ § 44 EEG 2017 in Betrieb (Daniel-Gromke et al. 2018). Für 2017 umfasst die Stromproduktion der Güllekleinanlagen rund 0,3 TWh_{el} (Scholwin et al. 2019). Für das Jahr 2018 wird ein Neubau und die Inbetriebnahme von etwa 100 weiteren Güllekleinanlagen geschätzt (BNetzA 2018). Abschließende Zahlen liegen zum Redaktionsschluss noch nicht vor. Abbildung 9 zeigt die Standorte der Güllekleinanlagen zum Stand Ende 2017, die nach EEG 2012 bzw. 2014 vergütet werden.

Abbildung 9: Regionale Verteilung der Güllekleinanlagen vergütet gemäß §27b EEG 2012, §46 EEG 2014 bzw. § 44 EEG 2017 zum Stand 12/2017.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018 auf der Datenbasis der DBFZ-Auswertungen der BNetzA-Daten (BNetzA 2018) und der ÜNB-Jahresabrechnungsdaten 2018 (Netztransparenz, 2018a), Stand 12/2017.

Weiterführende Informationen zu Güllekleinanlagen gem. EEG sind dem DBFZ Report Nr. 30 zu entnehmen (vgl. Daniel-Gromke et al. 2017a).

2.4.1.3 Abfallvergärungsanlagen

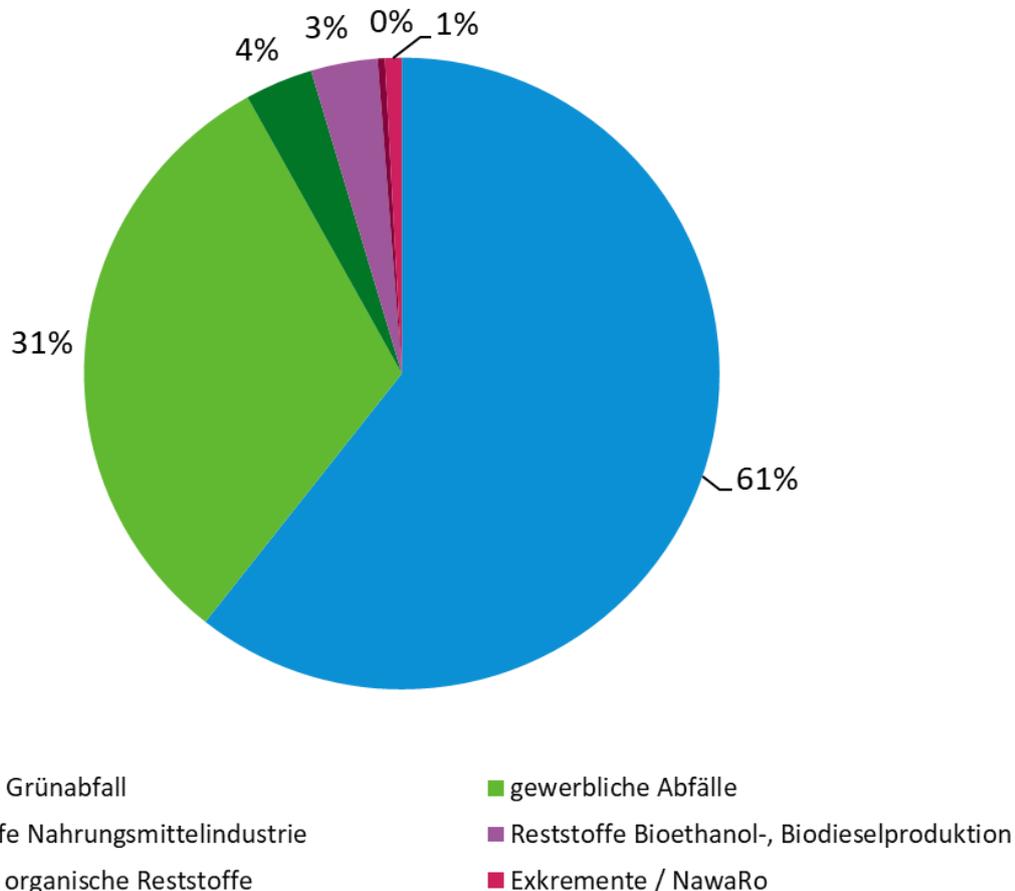
In Deutschland wurden in 2014 rund 9,8 Mio. t organische Abfälle aus getrennter Sammlung erfasst. Die Verwertung der Bioabfälle erfolgt gegenwärtig vorwiegend in der stofflichen Verwertung (Kompostierung). In 2014 wurden rund 8,9 Mio. t Bio- und Grünabfälle in Kompostierungsanlagen behandelt. Rund 1,4 Mio. t Bio- und Grünabfälle werden dabei in kombinierten Vergärungs- und Kompostierungsanlagen behandelt (Statistisches Bundesamt 2018). Daneben werden Bio- und Grünabfälle in Vergärungsanlagen ohne nachgeschaltete Kompostierung zur Biogasproduktion eingesetzt. Bezogen auf die Datenbasis des DBFZ ist davon auszugehen, dass mindestens 1,6 – 2 Mio. t der getrennt erfassten Bio- und Grünabfälle zur Vergärung eingesetzt werden. Dies entspricht nahezu 20 % der in Deutschland insgesamt getrennt erfassten organischen Abfälle (Datenbank Biogas DBFZ, 02/2017). Hinzu kommt die Vergärung von gewerblichen Bioabfällen (vgl. Abbildung 12).

In Abbildung 10 ist die Verteilung des Substratinputs der in Betrieb befindlichen Abfallvergärungsanlagen dargestellt. Getrennt erfasste Bio- und Grünabfälle machen hierbei mit rund 61 % den größten Anteil am Input aus. Gewerbliche Abfälle wie Lebensmittel, Speisereste aus Großküchen, Kantinen und Gastronomie sowie Fette und Flotate sind mit einem Anteil von

rund 31 % am Gesamtsubstratinput beteiligt. Reststoffe aus der Lebensmittelproduktion, ebenso wie Abfälle aus der Biodiesel- oder Bioethanolproduktion spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 10: Verteilung des Substratinputs in (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland

Prozentuale Verteilung massebezogen (n=98)



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2017 auf der Datenbasis der Datenbank Biogas DBFZ, Stand 05/2017.

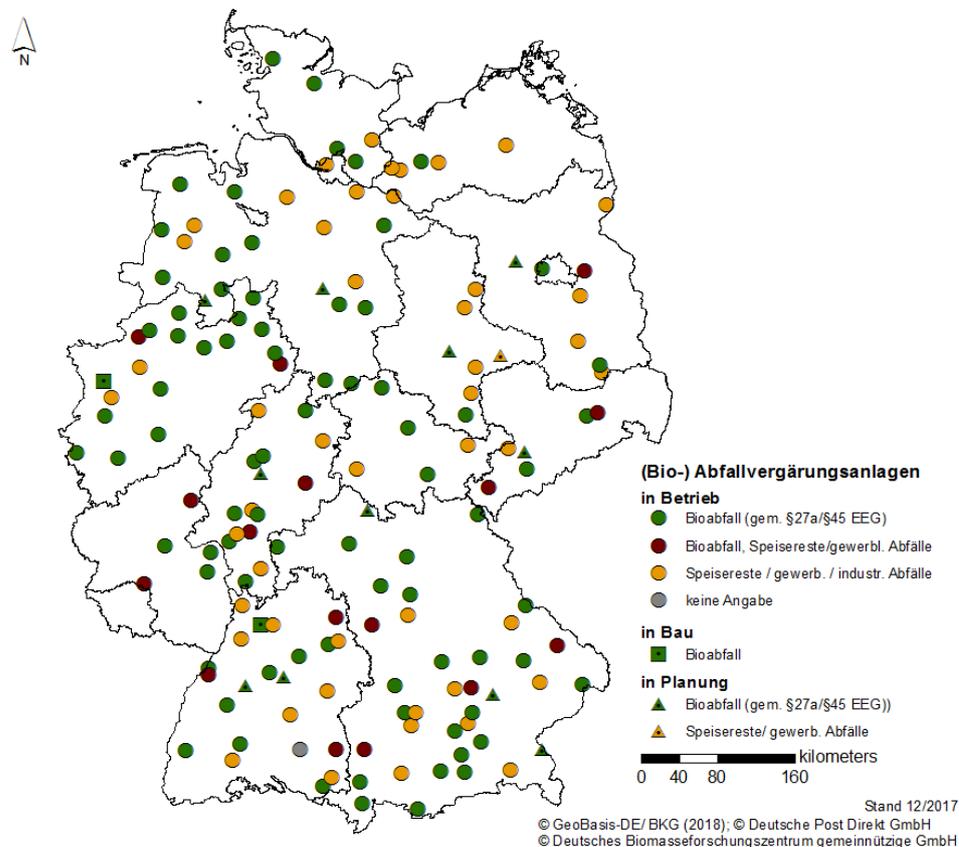
Neben den rein landwirtschaftlichen Biogasanlagen spielt in Deutschland die Vergärung von Bioabfällen und anderen organischen Abfällen aus Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft eine untergeordnete Rolle bei der Biogasproduktion. Dennoch steigt die Zahl der in Betrieb befindlichen Abfallvergärungsanlagen kontinuierlich. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes lag die Zahl der biologischen Abfallbehandlungsanlagen im Jahr 2017 bei insgesamt 1.256 Anlagen, wobei 246 Anlagen als Biogas-/Vergärungsanlagen (inkl. kombinierter Kompostierung und Vergärung) ausgewiesen sind. (Statistisches Bundesamt 2018).

Ende 2017 sind in Deutschland nach Datenlage des DBFZ 137 Abfallvergärungsanlagen in Betrieb (Daniel-Gromke et al. 2018) (vgl. Abbildung 11). Dies umfasst sowohl Anlagen, in den Bio- und Grünabfälle aus getrennter Sammlung gemäß EEG eingesetzt werden, als auch Anlagen, in denen gewerbliche organische Abfälle (Lebensmittel, Speisereste aus Großküchen, Kantinen und Gastronomie, Fette und Flotate), Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle eingesetzt werden.

In Abbildung 11 sind die Standorte der Vergärungsanlagen differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput zum Stand 12/2017 dargestellt. Dabei resultieren mindestens 90 % des Substratinputs aus Bioabfälle (gem. §27a EEG 2012, §45 EEG 2014) oder gewerbliche

organische Abfälle, Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle. Tierische Nebenprodukte wie Gülle und Festmist werden dabei nicht berücksichtigt.

Abbildung 11: (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput in 2017.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018 auf der Datenbasis der Datenbank Biogas DBFZ, 12/2017.

Die Mehrheit der Bioabfallvergärungsanlagen liegt in Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen. Regionen, in denen die erfassten Bio- und Grüngutmengen bezogen auf die Einwohnerdichte in den vergangenen Jahren verhältnismäßig niedrig waren (Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen und Thüringen), bietet die Vergärung von Bioabfällen aus der getrennten Sammlung gegenwärtig größere Nutzungspotenziale (VHE 2012).

Neben den Abfallvergärungsanlagen, in denen der Substratinput überwiegend (> 90 % massebezogen) oder ausschließlich auf den Einsatz von Bioabfällen oder sonstigen organischen Abfällen aus Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft zurückzuführen sind, ist eine Vielzahl von Kofermentationsanlagen in Betrieb, in denen zusätzlich tierische Nebenprodukte wie Gülle und Festmist oder nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden. Der Anteil von Bioabfällen am Substratinput liegt hier bei <90 % am Gesamtinput. Bezugnehmend auf die o.g. 235 Biogasanlagen, in denen organische Abfälle zur Biogasproduktion eingesetzt werden, entspricht das zum Stand Ende 2017 insgesamt einer Anlagenzahl von etwa 150 Kofermentationsanlagen. Aufgrund der geringen Relevanz dieser Anlagen erfolgt an dieser Stelle keine weitere detaillierte Betrachtung dieser Anlagenkategorie.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Abfallvergärungsanlagen und verdeutlicht, dass die in den vergangenen Jahren in Betrieb genommenen Anlagen vorwiegend auf dem Input von Bio- und Grünabfall aus der getrennten Sammlung basieren. Die durchschnittliche Anlagenleistung,

der seit 2012 in Betrieb gegangenen Abfallvergärungsanlagen liegt bei rund 780 kWel (Daniel-Gromke et al. 2017a).

Abbildung 12: Entwicklung der (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland von 2008 bis 2017 differenziert nach Substratinput der Anlagen.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018 auf der Datenbasis der DBFZ-Datenbank Biogas, Stand 12/2017.

Mindestens 15 Neuanlagen, die seit 2012 in Betrieb gegangen sind, wurden als vorgeschaltete Vergärung an bestehenden Kompostierungsanlagen integriert. Die kombinierte Vergärung und Kompostierung von Bioabfällen stellt einen effizienten Verwertungsweg zur energetischen und stofflichen Nutzung der erfassten Abfälle aus der Biotonne und Grünabfälle dar und wird derzeit in mehr als 50 Bioabfallanlagen vorgenommen (vgl. Daniel-Gromke et al. 2017a).

2.4.2 Technologien und Verfahren zur Biogaserzeugung und -nutzung

Im Rahmen der Auswertungen der Betreiberbefragungen wurden unterschiedliche Aspekte des Anlagenbestandes hinsichtlich eingesetzter Technologien und Verfahren ausgewertet. Nachfolgende wesentliche Ergebnisse lassen sich zusammenfassen:

Vergärungsverfahren. Bei dem Betrieb landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist die Nassfermentation das dominierende Verfahren. Etwa 90 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben, rund 10 % der Anlagen als Trockenfermentationsanlagen (Pfropfenstromverfahren und sog. Garagenanlagen/Batchbetrieb). Bei Abfallvergärungsanlagen kommen Nass- und Trockenfermentation etwa gleichermaßen zum Einsatz. Anlagen, in denen Bio- und Grünabfälle aus der getrennten Sammlung eingesetzt werden, werden überwiegend als Trockenfermentationsverfahren betrieben. Anlagen, in denen gewerbliche organische Abfälle

vergoren werden, werden dagegen mehrheitlich mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben.

Gasspeicher. Im Ergebnis der Betreiberbefragung kommen überwiegend interne Gasspeicher zur Anwendung. Rund 64 % der Betreiber setzen dabei zweisechlige Gasspeicher ein.

Gasverwertung. Die Verwertung des erzeugten Biogases erfolgt überwiegend in der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in Blockheizkraftwerken (BHKW) in Vor-Ort-Verstromungsanlagen (VOV). Schätzungsweise 15 – 25 % der BHKW-Standorte, die Biogas nutzen, stellen sog. Satelliten-BHKW dar, die das produzierte Biogas nicht direkt am Standort der Biogasproduktionsanlage sondern am Standort der Wärmenutzung verstromen. Von den insgesamt in Deutschland produzierten Biogas- und Biomethanmengen in der Höhe von 10 Mrd. m³ Erdgasäquivalenten (Daniel-Gromke et al. 2018) werden mit rd. 950 Millionen m³ Biomethan in 2017 (dena 2018) rund 10 % durch Biomethan bereitgestellt. Biomethan wird dabei nach wie vor überwiegend in den nach EEG vergüteten Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Gemessen an der gesamten Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan in 2017 hat die Verstromung von Biomethan in KWK-Anlagen einen Anteil von etwa 8,6 % (BMWi 2019).

Externe Wärmenutzung. Nach Abzug des Eigenwärmebedarfs für den Betrieb der Biogasanlage wird die extern verfügbare Wärme an rund 90 % der Anlagen einer weiteren Nutzung zugeführt. Im Ergebnis der Betreiberbefragung werden dabei im Mittel ca. 56 % der extern verfügbaren Wärme genutzt. Auswertungen der vorangegangenen Betreiberbefragungen zeigen, dass der Umfang der extern genutzten Wärme in den vergangenen Jahren gestiegen ist. Die extern verfügbare Wärme wird in erster Linie für Trocknungsprozesse, Wärmenetze und die Beheizung von Gebäuden und Ställen in direkter Nähe zur Biogasanlage eingesetzt. Eine Differenzierung der extern genutzten Wärmemengen von Biogasanlagen nach Art und Umfang der Wärmenutzung ergab für das Bezugsjahr 2017 (DBFZ-Betreiberbefragung, 2018), dass ca. 32 % der extern genutzten Wärmemengen für die Bereitstellung in Wärmenetzen (Nah- und Fernwärme), ca. 29 % für Trocknungsprozesse, etwa 16 % für die Beheizung von Wohnhäusern inkl. Warmwasserbereitung in unmittelbarer Nähe zur Biogasanlage und 9 % für Stallbeheizungen verwendet werden (Rensberg et al. 2019).

Gärrestbehandlung. Nach Angaben der Anlagenbetreiber erfolgt mehrheitlich keine Behandlung der Gärreste. Im Ergebnis der Betreiberbefragung erfolgt an rund 14 % der Anlage eine Gärrestbehandlung. Hierbei ist die Separation dominierend (rund 77 % der Betreiber). Daneben spielen die Gärresttrocknung oder andere Arten der Gärrestbehandlung eine untergeordnete Rolle.

Optimierungsmaßnahmen (Repowering). Umgesetzte Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz der Anlage bzw. Anlagenerweiterung betreffen vorwiegend die Umsetzung/Ausbau von Wärmenutzungskonzepten und die Erhöhung der BHKW-Leistung. In Postel et al. 2017 wurden die Repoweringmaßnahmen von Biogasanlagen anhand ihrer energetischen Auswirkungen auf die Anlageneffizienz untersucht.

Die gesamten Ergebnisse sind dem DBFZ Report Nr. 30 zu entnehmen (vgl. Daniel-Gromke et al. 2017a). Zudem sind weiterführende Auswertungen zur externen Wärmenutzung an Biogasanlagen Bericht „Wärmenutzung an Biogasanlagen“ (vgl. Kapitel 10.1) zu entnehmen (vgl. Rensberg et al. 2019). Dies umfasst Art und Umfang der externen Wärmenutzung an Biogasanlagen für die Bezugsjahre 2015-2017, sowie einen Vorschlag zur Ableitung der Wärmenutzung nach Energieverbrauchssektoren.

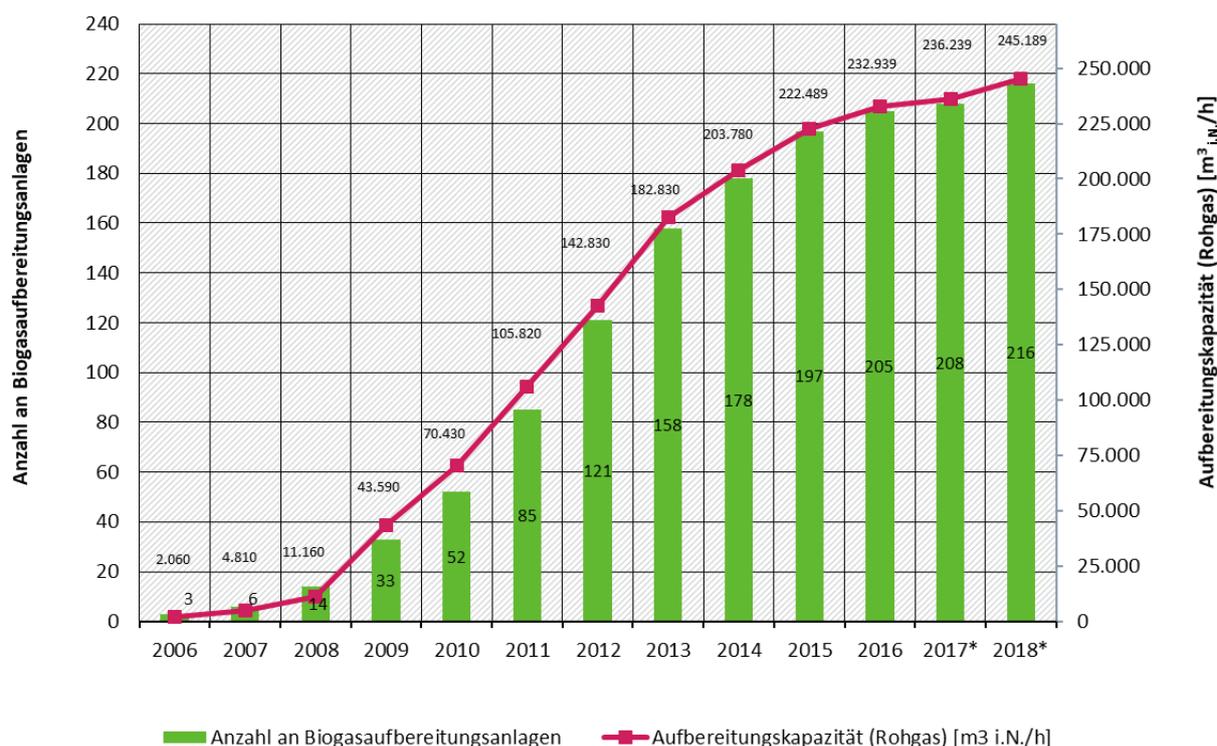
2.5 Anlagen zur Biomethanherzeugung

2.5.1 Anlagenbestand

Ende 2017 befanden sich 200 Biogasaufbereitungsanlagen mit einer Einspeisekapazität von 120.000 m³ i.N./h in Betrieb (Daniel-Gromke et al. 2018, Lenz et al. 2018, dena 2018).

Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis Ende 2016 mit einer Abschätzung für 2017 und 2018. Basis der Daten ist eine jährliche Abfrage von Fraunhofer IWES bei den Herstellern von Biogasaufbereitungsanlagen. Anzumerken ist, dass IWES im Vergleich zur Auswertung der dena bei einem Biomethanprojekt, bei dem im Rahmen einer Anlagenerweiterung eine zweite Aufbereitungsanlage ergänzt wurde, von zwei Biogasaufbereitungsanlagen ausgeht und diese als separate Anlagen wertet, weshalb die Gesamtanzahl an Aufbereitungsanlagen geringfügig höher ausgewiesen wird (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13: Entwicklung der Anzahl und der Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2016 mit einer Abschätzung für 2017 und 2018.

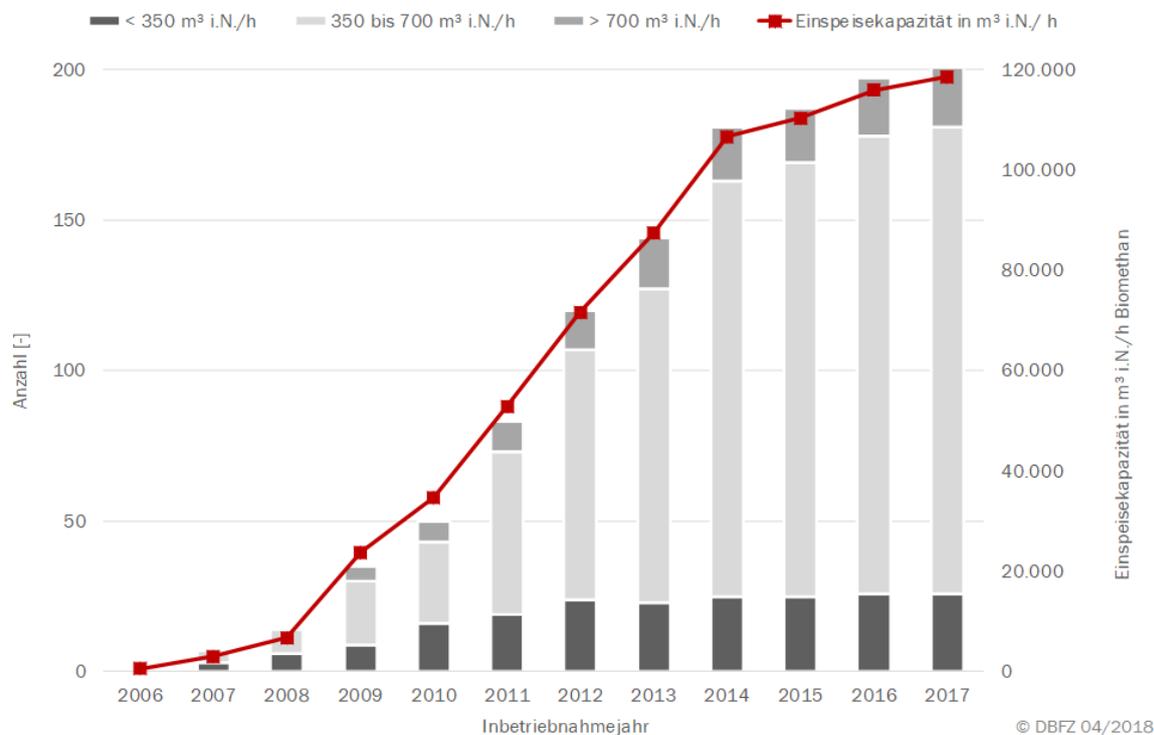


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer IWES, Stand 7/2017. *Prognose 2017 und 2018.

Die Entwicklung der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland nach Anlagenzahl und Einspeisekapazität von Biomethan ist in Abbildung 14 dargestellt. Es wird deutlich, dass im Jahr 2017 – ähnlich wie in den Jahren davor – überwiegend Biogasaufbereitungsanlagen mittlerer Kapazität (350 bis 700 m³ i.N./h) zugebaut wurden, während die Zahl kleineren Biogasaufbereitungsanlagen seit 2014 konstant geblieben ist. Die Zahl der neu installierten

Biomethananlagen zur Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität mit dem Ziel der Einspeisung ins Erdgasnetz ist mit 4 Anlagen im Jahr auch 2017 weiterhin rückläufig.

Abbildung 14: Entwicklung der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland nach Anlagenzahl (differenziert nach Aufbereitungskapazitäten) und Einspeisekapazität von Biomethan (2006 – 2017)

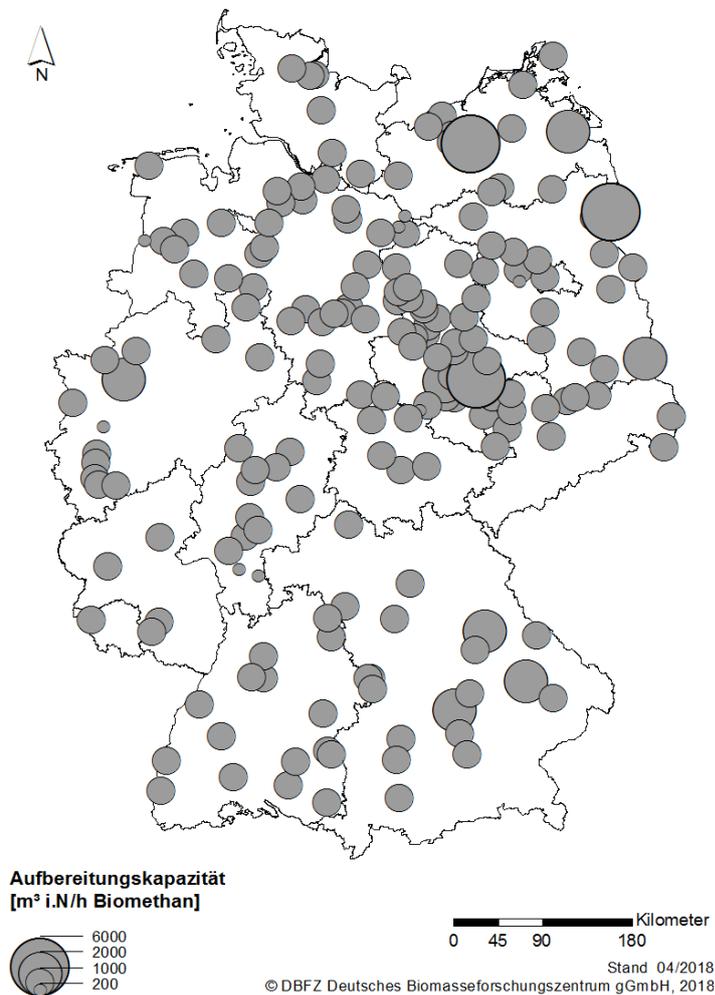


Quelle: Daniel-Gromke et al. 2018 auf der Datenbasis der DBFZ-Biomethananlagendatenbank, Stand 04/2018

Das Einspeisevolumen erreichte nach Auswertungen des Biogasregisters Deutschland und Recherchen der dena in 2017 ca. 9,8 TWh_{Hs} (dena 2018).

Die regionale Verteilung der Ende 2017 in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen ist in Abbildung 15 dargestellt. Regionale Schwerpunkte sind dabei vor allem in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt zu verzeichnen. Nach Angaben der dena erfolgt eine höhere Einspeisung von Biomethan in den östlichen Bundesländern, während die Ausspeisung von Biomethan in West- und Süddeutschland dominiert.

Abbildung 15: Standorte der Ende 2017 in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland differenziert nach Aufbereitungskapazität ($\text{m}^3_{\text{i.N.}} \text{Biomethan/h}$)



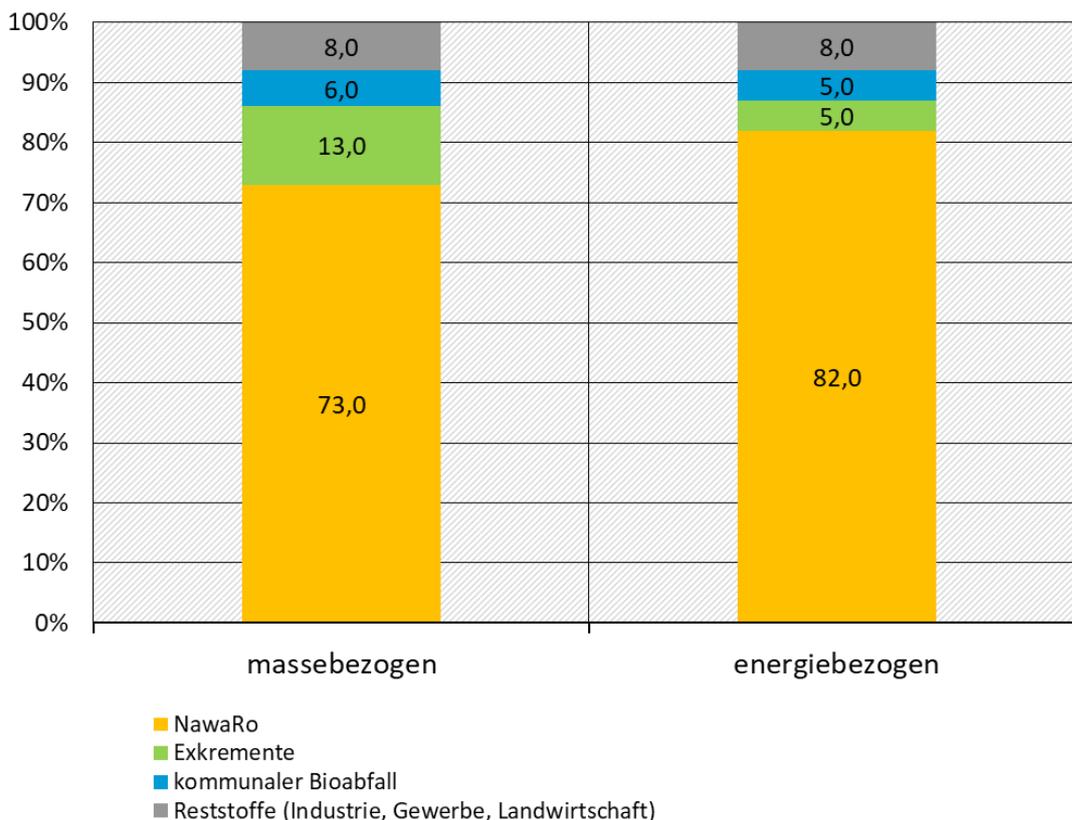
Quelle: Daniel-Gromke et al. 2018. Datenbasis: DBFZ-Biomethananlagenatenbank, Stand 4/2018 (DBFZ 2018).

2.5.2 Einsatzstoffe zur Biomethanherzeugung

Die Auswertung der Einsatzstoffe basiert auf den EEG-Gutachten aus dem Biogasregister sowie eigenen Recherchen der dena und Betreiberbefragungen. Für 160 Anlagen konnte der Substrateinsatz nach Einsatzstoffarten oder Einsatzstoffkategorien über die EEG-Gutachten für das Jahr 2016 ermittelt werden. Für 16 Anlagen konnte der Substrateinsatz durch Betreiberumfragen und eigene Recherchen ermittelt werden. Für die verbliebenen 20 Anlagen wurde der Substrateinsatz auf Basis des bekannten Einspeisevolumens und der bekannten Einsatzstoffkategorien sowie den Informationen aus den IST-Daten des Biogasregisters geschätzt. Demnach ergibt sich insgesamt ein massebezogener Substrateinsatz von ca. 9,27 Mio. Tonnen zur Biomethanherzeugung in 2016 (massebezogener Substrateinsatz von ca. 8,95 Mio. Tonnen in 2015 bei 190 Anlagen). Die Aufteilung auf verschiedene Substratkategorien für 2016 zeigt Abbildung 16. Die dafür verwendeten Daten basieren auf den absoluten Substratinputs.

Abbildung 16: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz zur Biomethanproduktion in 2016

Angaben zum Substratinput (n=160)



Quelle: Eigene Darstellung, dena, 2017.

2.5.2.1 Biomethan – Landwirtschaftliche Anlagen

Unter den insgesamt 196 Biomethananlagen (2016) befinden sich 172 Anlagen mit überwiegender Einsatz von landwirtschaftlichen Substraten. Die Auswertung von Daten über 140 landwirtschaftliche Anlagen für das Jahr 2016 zeigt (vgl. Anhang A.7), dass neben nachwachsenden Rohstoffen (86 %) und Exkrementen (13 %) auch ein geringer Anteil von Abfall und Reststoffen eingesetzt wurde, welcher sich auf 14 Anlagen verteilt.

Die Verteilung des Substrateinsatzes nachwachsender Rohstoffe zur Erzeugung hat sich in den vergangenen Jahren nicht signifikant geändert. Mais stellt mit rund 70 % nach wie vor mit Abstand den größten Anteil an den eingesetzten NawaRo-Substraten (vgl. Anhang A.8). Der Maisdeckel gemäß EEG 2012 gilt für rund die Hälfte der betrachteten Anlagen und hat seine Wirkung insbesondere für Anlagen entfaltet, die ab dem Jahr 2012 errichtet wurden.

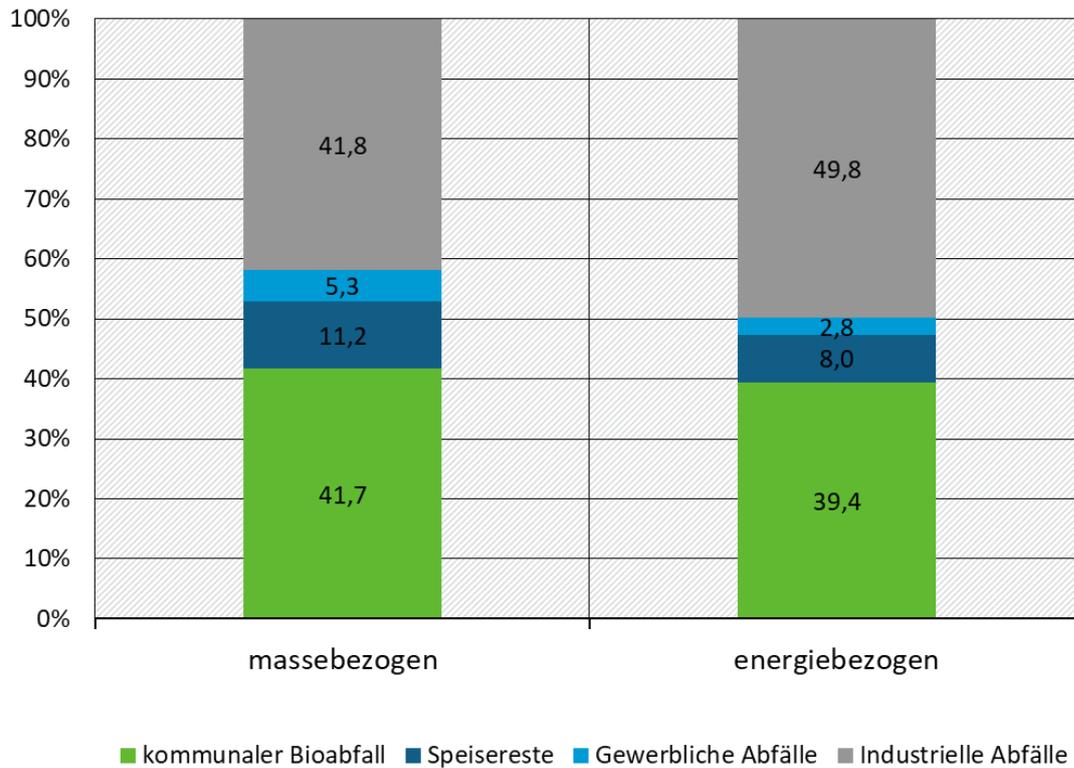
Massebezogen stellen tierische Exkrememente (mit 13 %) die zweithäufigste Substratkategorie zur Biomethanerzeugung dar. Über die Hälfte des Aufkommens an tierischen Exkrementen zur Biomethanproduktion kommt dabei in den Bundesländern Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Niedersachsen zum Einsatz. Die Verteilung der tierischen Exkrememente, die zur Biomethanproduktion eingesetzt werden, ist im Anhang A.9 dargestellt.

2.5.2.2 Biomethan - Abfallvergärungsanlagen

In 2016 wurden in 24 von 196 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ausschließlich Abfall- und Reststoffe zur Vergärung eingesetzt. In 7 Anlagen davon kommen überwiegend kommunale Bioabfälle zum Einsatz. Die Biomethaneinspeisung aus allen Abfall-

und Reststoffanlagen belief sich im Jahr 2016 auf rund 1,1 TWh_{HS} und verblieb somit auf dem Niveau von 2015. Abbildung17 zeigt den Einsatz von Abfall- und Reststoffen für die Biomethanherzeugung für 2016, wobei eine ähnliche Verteilung für 2017 angenommen wird, da sich der Substratinput zur Biomethanherzeugung nicht wesentlich verändert hat.

Abbildung17: Masse- und energiebezogener Einsatz von Abfall- und Reststoffen zur Biomethanherzeugung 2016 (n=20)



Quelle: Eigene Darstellung, dena, 2017.

2.5.2.3 Biomethan - Anteiliger Substrateinsatz nach Bundesländern

Die Auswertung des anteiligen Substrateinsatzes basiert auf Daten der EEG-Gutachten aus dem Biogasregister der dena für das Jahr 2016. Die hierbei herangezogenen Daten bilden 80 % des gesamten Anlagenbestands an Biogasaufbereitungsanlagen ab. Auf Bundeslandebene wird mindestens eine Abdeckung von 60 % erreicht. Damit kann eine Aussage zur anteiligen Substratverteilung für jedes Bundesland getroffen werden. Die notwendigen Abschätzungen für die verbleibenden Anlagen sind naturgemäß mit Unsicherheit behaftet.

Tabelle 4: Anteilige massebezogene Substratverteilung der Biogasaufbereitungsanlagen nach Bundesländern 2016

Bundesland	Nachwachsende Rohstoffe	Exkrememente	kommunale Bioabfälle	Reststoffe/Abfälle (Gewerbe/Industrie/Landwirtschaft)	Anlagenzahl*
Baden-Württemberg	87%	12%	0%	1%	13 (16)
Bayern	84%	2%	8%	6%	18 (20)
Berlin	0%	0%	100%	0%	1 (1)
Brandenburg	69%	15%	5%	11%	21 (25)
Hessen	37%	13%	27%	23%	10 (14)
Mecklenburg-Vorpommern	81%	6%	3%	10%	14 (15)
Niedersachsen	64%	22%	0%	14%	20 (33)
Nordrhein-Westfalen	62%	24%	11%	3%	10 (14)
Rheinland-Pfalz	97%	3%	0%	0%	4 (5)
Saarland	100%	0%	0%	0%	1 (1)
Sachsen	93%	7%	0%	0%	8 (10)
Sachsen-Anhalt	78%	16%	0%	6%	27 (31)
Schleswig-Holstein	65%	12%	22%	1%	6 (6)
Thüringen	81%	18%	0%	1%	7 (9)
Gesamt	73%	13%	6%	8%	160 (196)

Quelle: Eigene Darstellung, dena, 2017. Werte gerundet; *Anzahl der untersuchten Anlagen sowie tatsächliche Anlagenzahl im jeweiligen Bundesland in Klammern.

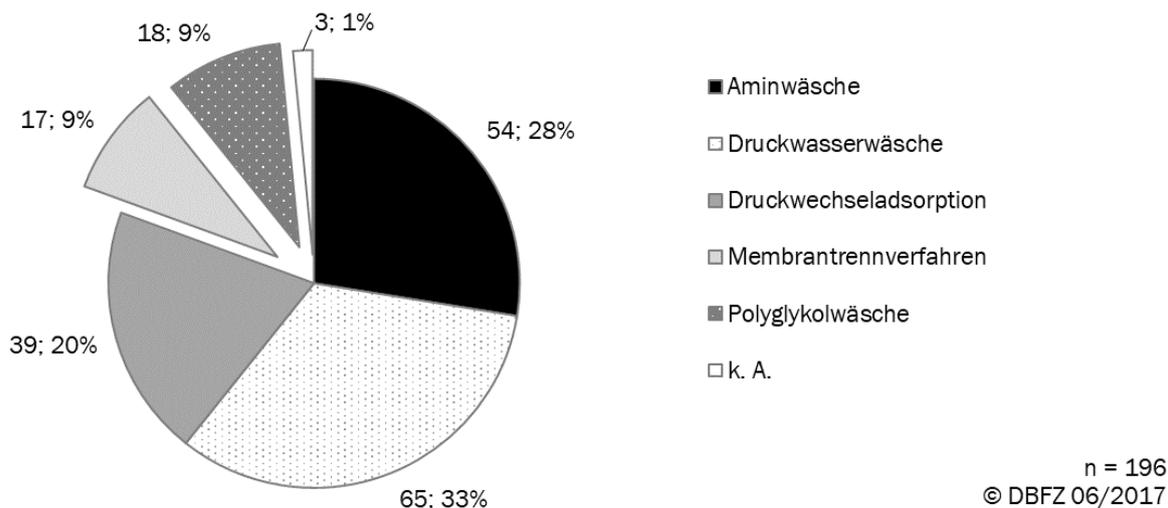
2.5.3 Technologien zur Biomethanherzeugung

Um Biogas zu Biomethan aufzubereiten, bedarf es im Wesentlichen der Abtrennung von Kohlenstoffdioxid. In den letzten Jahren haben sich verschiedene Verfahren zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan etabliert. Seit 2006 werden in Deutschland zur Biogasaufbereitung am

häufigsten die Verfahren der Aminwäsche, Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption eingesetzt. Vereinzelt wird die Aufbereitung mit Hilfe einer physikalischen Absorption mit organischem Lösemittel. Zudem wurde in den letzten Jahren zunehmend das Membrantrennverfahren zur CO₂-Abtrennung eingesetzt (Daniel-Gromke et al. 2017b).

Abbildung 18 zeigt die Verteilung der eingesetzten Aufbereitungsverfahren nach Anzahl und %-Anteil an der Gesamtzahl der Aufbereitungsanlagen in Deutschland.

Abbildung 18: Verteilung der in Deutschland eingesetzten Verfahren zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan in 2017 (Anzahl der Verfahren; %-Anteil)

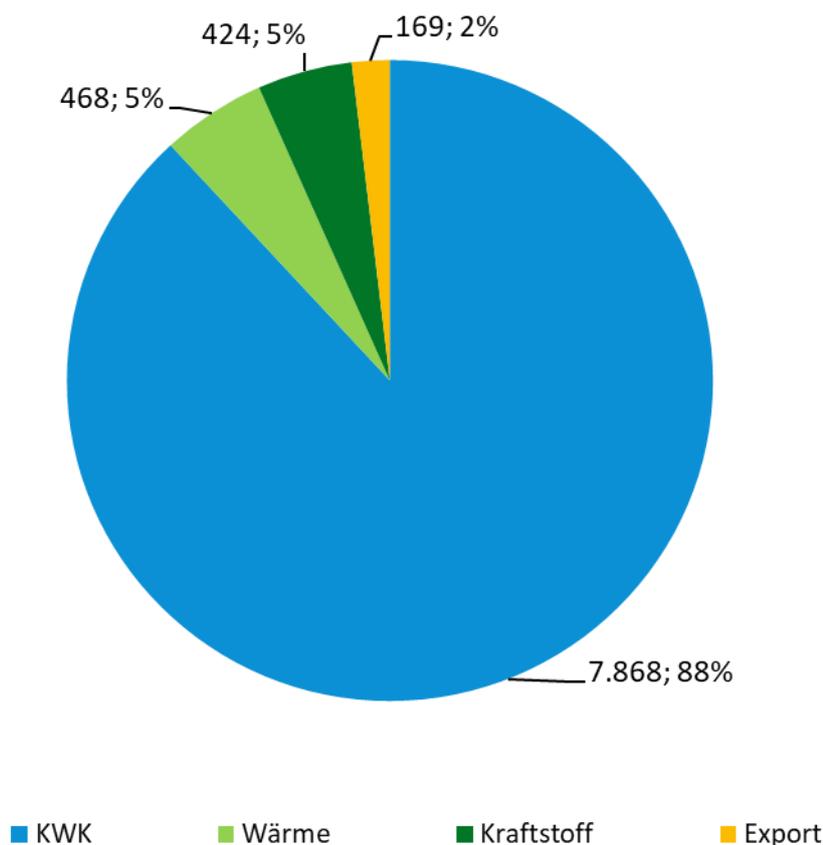


Quelle : Daniel-Gromke et al. 2017a.

2.5.4 Biomethan – Verwendung nach Sektoren

Auf Basis der Angaben im Biogasregister und Schätzungen der dena wurde für das Jahr 2017 ein Biomethanverbrauch von ca. 8,9 TWh_{HS} ermittelt. Die Nachfrage nach Biomethan für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) war – analog der Vorjahre – auch für 2017 der mit Abstand wichtigste Absatzpfad für Biomethan (vgl. Abbildung 19).

Abbildung 19: Biomethaneinsatz nach Verwertungspfaden in 2017 (Angaben in GWh; % Anteil)



Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Reinholz, T.; Völler, K.): Kurzstudie – Daten für den Biomethanmarkt – Zusammenstellung und Analyse verfügbarer aktueller Daten sowie rückwirkender Zeitreihen, Berlin, Juli 2018

Im Vergleich mit anderen Anwendungsbereichen wird deutlich, dass in den vergangenen Jahren lediglich das EEG signifikante Nachfrageimpulse setzen konnte. Der Absatz im Kraftstoffmarkt war für Biomethan in 2015 gemäß Evaluationsbericht der BLE (BLE 2016) rückläufig. Der Wärmemarkt ist nach dem EEG der zweitgrößte Absatzmarkt für Biomethan. Während für den Absatz im KWK-Markt überwiegend Biomethan auf der Basis nachwachsender Rohstoffe eingesetzt wurde, wird angenommen, dass im Kraftstoffmarkt nur Biomethan aus Abfall und Reststoffen zum Einsatz kam.

Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurden zahlreiche Erdgas-BHKW auf Biomethan umgestellt, wodurch die installierte Leistung an Biomethan-BHKW zusätzlich anstieg. In den Jahren 2015 und 2016 kam der Zubau an neuer installierter Leistung nahezu zum Erliegen, was in erster Linie auf die geänderten Rahmenbedingungen und den abnehmenden Anreizen für KWK-Biomethan zurückzuführen ist. Im Jahr 2016 wurden lediglich rund 5 MW zugebaut, so dass die gesamte installierte Leistung von Biomethan-BHKW von ca. 548 MW in 2015 auf 553 MW gestiegen ist.

In Tabelle 5 ist die Verteilung der installierten Leistung der Biomethan-BHKW nach Anlagengrößen dargestellt.

Tabelle 5: Installierte BHKW-Leistung, Anlagenzahl und summierte installierte Anlagenleistung von Biomethan-BHKW nach Größenklassen 2017

Leistungsklasse des BHKW in kW _{el}	Anzahl	installierte Leistung in MW _{el}
≤ 70	420	12
71 - 150	171	21
151 - 300	210	49
301 - 500	203	79
501 - 750	140	84
751 – 1.000	54	46
> 1.000	125	237
Summe	1.323	529

Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Reinholz, T.; Völler, K.): Kurzstudie – Daten für den Biomethanmarkt – Zusammenstellung und Analyse verfügbarer aktueller Daten sowie rückwirkender Zeitreihen, Berlin, Juli 2018

3 Anlagenkonzepte und Bewertungsmatrix

Übergeordnetes Ziel dieses Arbeitspaketes war es, ökologische und ökonomische sowie aus energiesystemtechnischer Sicht zu präferierende Betriebsmodelle für Biogasbestandsanlagen (aktueller Anlagenbestand gem. AP 1) anhand verschiedener Bewertungskriterien zu identifizieren.

Grundsätzlich werden für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen verschiedene Modelle diskutiert. Dies sind u.a.:

- ▶ Eigenstrom- und Eigenwärmenutzung (Selbstnutzung)
- ▶ Direktvermarktung von (flexiblen/bedarfsgerecht erzeugtem) Strom, Wärme und Gärprodukt (Dünger/Nährstoffsubstitut)
- ▶ Teilnahme an Ausschreibungen und Sicherung einer (reduzierten) Vergütung von Strom für weitere 10 Jahre (setzt Flexibilisierung der Anlagen voraus)
- ▶ Umstellung von Vor-Ort-Verstromung-Anlagen auf Anlagen zur Bereitstellung von Biomethan durch Einsatz von Aufbereitungstechnologien und
 - Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz oder/ und
 - Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff (regenerative CNG, LNG-Substitute)
- ▶ Biogas mit Kopplung von biogene CO₂-Nutzung (z.B. Herstellung von erneuerbarem Methan in Abhängigkeit der Qualitäten und Absatzpotenziale)
- ▶ Bereitstellung von Grundchemikalien (z.B. durch Bereitstellung organischer Säuren für die chemische Industrie) (Braune et al. 2017)

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit der dargestellten Optionen hängt in großem Maße von der Richtung der zukünftigen Entwicklungen in den jeweiligen Sektoren (Strom/Wärme/Verkehr) ab. Chancen für Biogas/ Biomethan werden dabei in verschiedenen Sektoren gesehen.

Um einen breiten Einblick zu erhalten, welche Konzepte prinzipiell denkbar sind und welche Anforderungen an Biogas bis 2030 gestellt werden, wurden in einem ersten Schritt die Aufgaben von Biogasanlagen im Zieljahr 2030 durch die Auswertung relevanter Studien zur Transformation des Energiesystems definiert (vgl. Kapitel 3.1).

Anschließend erfolgte eine Analyse der nach Auswertung in Arbeitspaket 1 im Bestand umgesetzten Anlagenkonzepte für Biogasbestandsanlagen in Kombination mit verschiedenen Betriebsmodellen mit Blick auf ihren Beitrag zur bedarfsgerechten und sektor-übergreifenden Energiebereitstellung. Dafür wurde eine Matrix erstellt, mithilfe derer die ausgewählten Biogas-Betriebsmodelle mit den definierten Anlagenkonzepten hinsichtlich des energiesystemtechnischen, ökologischen und ökonomischen Beitrags zum Energiesystem in 2030 bewertet wurden (vgl. Kapitel 3.3).

3.1 Definition der Aufgaben von Biogasanlagen im Energiesystem in 2030 – Studienauswertung

Um die Aufgaben von Biogasanlagen im Zieljahr 2030 identifizieren und definieren zu können, werden die definierten zukünftigen Aufgaben von Biogas aus relevanten Studien zur Transformation des Energiesystems analysiert.

Zu Projektbeginn wurden die in Tabelle 6 mit laufender Nummer 1, 3, 4 und 5 gekennzeichneten Studien, sowie Nr. 9 (in einer älteren Version) durch das Projektkonsortium zur Bewertung vorgeschlagen. Bei der Auftaktveranstaltung wurde die Studie Nr. 2, im Projektverlauf fünf weitere Studien durch den Auftraggeber ergänzt und in die Auswertung mit einbezogen.

Tabelle 6: Studienauswahl für die Analyse der Zubaus-Szenarien für Biogasanlagen im Energiesystem 2030

Nr.	Titel	Jahr	Institut/Autor	Auftraggeber
0	Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG– Status-quo-Analyse, Reformmodellanalyse und Fördervorschlag	2014	BBH, Fraunhofer IWES	UBA
1	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	2015	Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht	BMWi
2	OptiKoBi - Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan	2014	Fraunhofer IWES, IKEM	BMWi: Projekträger Jülich
3	Wärmewende 2030 – Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- bis langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor	2017	Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP	Agora Energiewende
4	Analyse und Darstellung der Klimawirksamkeit der Elektromobilität in zukünftigen Stromversorgungsszenarien	2015	Fraunhofer IWES	BMUB
5	Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland	2017	IFEU, Fraunhofer IWES, Weitere	UBA
6	KonstGas - Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen	2016	DBI, DVGW, Fraunhofer IWES, Weitere	BMWi
7	BM-Strat – Perspektiven der Biogaseinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens	2015	Uni Rostock, IBKE, DBFZ, IFEU, IZES, Fraunhofer IWES, Weitere	BMWi
8	Klimaschutzszenario 2050 2. Endbericht	2015	Öko-Institut, Fraunhofer ISI	BMUB
9	Langfristszenarien	2017	Fraunhofer ISI, IFEU, Weitere	BMWi
10	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Energiequellen	2010	UBA, Fraunhofer IWES	UBA
11	Klimaneutraler Gebäudebestand 2050	2016	Öko-Institut, Fraunhofer ISE	UBA

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018.

Im Rahmen des Experten-Workshops am 07.11.2017 am Umweltbundesamt in Dessau-Roßlau wurden von den Teilnehmern weitere Studien aus der Industrie und von Verbänden, sowie internationale Studien für die Auswertung vorgeschlagen:

- ▶ Vorschlag Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Projekt BIOPOT vom DBFZ
- ▶ Vorschlag IINAS GmbH: Internationale Studien, wie Bioenergy Roadmap und World Energy Outlook
- ▶ Vorschlag Biogasrat e.V.:
 - Vollkosten der erneuerbaren Energien (2012 in Auftrag gegeben)
 - Ökologische und Ökonomische Optimierung des Wärmemarktes – unter besonderer Berücksichtigung des Endenergiebedarfs und von Biogas/Bioerdgas (2012)
 - Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan – unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit (2010 in Auftrag gegeben)
 - Optimierung der dezentralen Energieversorgung – unter der Berücksichtigung von Biogas und Biomethan (2012 in Auftrag gegeben)

Da der Schwerpunkt des Projektes BIOPOT auf den Potenzialen von biogenen Rest- und Abfallstoffen, bzw. das Projekt Bioenergy Roadmap auf dem internationalen Kontext der Bioenergie und nicht auf den Aufgaben von Biogasanlagen in 2030 liegt, wurden die Studien nicht mit in die Auswertung aufgenommen. Auch die durch den Biogasrat vorgeschlagenen Studien weisen einen anderen Fokus auf und wurden daher nicht mehr berücksichtigt.

Vorab wurden Kriterien definiert, hinsichtlich derer die Studien ausgewertet werden sollen. Diese sind in Tabelle 7 zusammenfassend aufgeführt.

Maßgeblich für eine Einschätzung und Bewertung der Studien ist die Intention, bzw. Aufgabenstellung der jeweiligen Studie. Hier wurde herausgestellt, durch wen und zu welchem Zweck die Studien in Auftrag gegeben wurden, bzw. durch wen die jeweilige Studie mit welcher Zielstellung bearbeitet wurde.

Bei der Angabe von Mengen (Energienmenge, Jahresarbeit, Jahresleistung) wurde im Kontext der jeweiligen Studie überprüft, ob sich die Mengenangaben auf den Bedarf oder das erwartete Angebot an Energie aus Biogas in 2030 beziehen.

Weiterhin wurden die Studien auch hinsichtlich der Akteursstruktur (landwirtschaftlich oder industriell geprägt) betrachtet. Da hierzu keine Angaben aus den Studien hervorgingen, wurde das „Kriterium „Akteursstruktur“ in der Auswertung nicht mehr gesondert dargestellt.

Die Ergebnisse zu den jeweiligen Studien werden im Anhang B detailliert dargestellt. Dabei wird zuerst kurz auf den Hintergrund und das Ziel der Studie, sowie Besonderheiten und zentrale Erkenntnisse bei der Auswertung eingegangen.

Tabelle 7: Kriterien für die Studienevaluation

Kriterium	Beschreibung (Hintergrund, Ziel der Studie)	Bemerkung
Zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial) [TWh _{Hi}]	Aus Studie hervorgehendes Biogaspotenzial in 2030.	Prüfung der Grundlage: Annahme, Angebot oder Bedarf
Jahresarbeit (el) [TWh _{el} /a]	Aus Studie hervorgehende für das Zieljahr angenommene, bzw. notwendige elektrische Jahresarbeit aus Biogas.	Prüfung der Grundlage: Annahme, Angebot oder Bedarf
Installierte Leistung (el) [GW _{el}]	Aus Studie hervorgehende für das Zieljahr angenommene, bzw. notwendige elektrische Leistung aus Biogas.	Prüfung der Grundlage: Annahme, Angebot oder Bedarf
Systemaufgabe	In Studie aufgeführte durch Biogas zu erfüllende Systemaufgaben.	Residuallastdeckung, Grundlastdeckung, weitere Aufgaben
Flexibilisierungsgrad	In Studie definierter Flexibilisierungsgrad für Biogasanlagen (zur Stromproduktion).	Wie ist Flexibilisierung definiert? (Volllaststunden, Tages-, Wochen-, Monatsprofile) Leistungsüberbauung der Bemessungsleistung etc.
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Die in der Studie dargestellte sektorale Zuordnung der Biogasnutzung.	Zu beachten: Welchen Hintergrund hat die Studie, sind Interaktionen beachtet worden oder werden Sektoren einzeln bzw. isoliert betrachtet?
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	In der Studie potentiell spezifizierten Substratarten/-mengen, Nachhaltigkeitskriterien für Anbaubiomasse sowie Biogasarten.	Substrateinsatz: Landwirtschaftliches Biogas, Abfallbiogas, Klärgas, Deponiegas, Grubengas; Welche wurden angenommen? Ist eine Vergleichbarkeit herstellbar? (ggf. Umrechnung auf CO ₂ -Äquivalente)
Annahmen für den Flächenbedarf	Beschreibung der Annahmen für den Flächenbedarf für Anbaubiomasse.	Flächenertragsannahmen, Bewirtschaftungsgrundlagen, Gasertragsannahmen

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018.

3.2 Zusammenfassende Ergebnisse der Studienevaluation

Mit dem Ziel, die Aufgaben von Biogas im Zieljahr 2030 identifizieren und definieren zu können, wurden die in Kap. 3.1 genannten Studien ausgewertet. Dabei haben sich mehrere Herausforderungen ergeben, die bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen:

- Unterschiedliche Zieljahre der Studien: 2020 – 2050 z.T. mit Zwischenhorizonten

- ▶ Biogas wird oftmals als Teil von Biomasse/Bioenergie betrachtet und nicht separat ausgewiesen
- ▶ In einzelnen Studien werden verschiedene Szenarien betrachtet
- ▶ In einzelnen Studien sind die Annahmen für Biogas 2030 aus einer anderen Studie entnommen: Durch den Bezug auf gleiche Quellen ergeben sich Abhängigkeiten der Studienergebnisse untereinander.

Das für das Zieljahr zur Verfügung stehende Biogaspotenzial wurde ausschließlich bei (Holzhammer et al. 2014) angegeben und reicht abhängig davon, ob und wieviel Fläche in 2030 für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung steht von knapp 40 TWh_{Hi}/a (UBA 2017a) bis 118 TWh_{Hi}/a (Holzhammer et al. 2014). In anderen Studien mit anderem Zeithorizont liegt das Biogaspotenzial bei knapp 58 TWh_{Hi}/a (UBA 2010) bis 123 TWh_{Hi}/a (Scholwin et al. 2015)

Der konkrete Biogasbedarf (Jahresarbeit) für 2030 liegt abhängig von der betrachteten Studie bzw. dem Szenario der jeweiligen Studie bei 16 TWh_{el}/a (UBA 2017a) und knapp 35 TWh_{el}/a (DBI et al. 2017).

Die installierte Leistung ist u.a. abhängig vom in der jeweiligen Studie angenommenen Szenario und Flexibilisierungsgrad der Biogasanlage und reicht von 2 GW_{el} (UBA 2017a) bis 34,6 GW_{el} (Holzhammer et al. 2014).

In den Studien aufgeführte, durch Biomasse bzw. Biogas zu erfüllende Systemaufgaben sind z.B.:

- ▶ Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele,
- ▶ Beitrag zur Versorgungssicherheit,
- ▶ Bedarfsgerechte Strombereitstellung,
- ▶ Deckung der Residuallast,
- ▶ Bereitstellung von Systemdienstleistungen,
- ▶ Biomethan als Kraftstoffoption.

In den Studien, in welchen Biogas separat genannt wird, wird von einer Flexibilisierung des Biogasparcs ausgegangen. Der angenommene Flexibilisierungsgrad reicht von der 1,5-fachen bis zur fünffachen elektrischen Leistung und bedarf meist zusätzlicher Gasspeicher.

Es werden unterschiedliche Nutzungswege für Biogas in 2030 angegeben. Neben dem Einsatz in der Vor-Ort-Verstromung geht die Entwicklung auch in Richtung Biogasaufbereitung und damit verbunden in den Einsatz als Kraftstoff. Bezüglich der Herkunft der Biogassubstrate geht die Tendenz in den Studien bzw. Szenarien zur Verwertung von (landwirtschaftlichen) Reststoffen und Abfällen. In den Studien, bei denen in 2030 von einem Einsatz von Energiepflanzen in der Biogasproduktion ausgegangen wird, wird ein Flächenbedarf von 0 bis 2 Mio. ha angenommen. In einigen Studien wird allgemein auf die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien hingewiesen, detaillierter genannt werden das Basis-Szenario und NaturschutzPlus-Szenario nach Nitsch et al. (2004).

Tabelle 8 gibt einen Überblick über die Ergebnisse, wobei anzumerken ist, dass aus oben genannten Gründen nicht alle Kriterien in allen Studien betrachtet worden sind, bzw. der Betrachtungshorizont nicht immer bei 2030 lag.

Tabelle 8: Zusammenfassende Ergebnisse der Studiauswertung

Kriterium	Bemerkung
Zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	40 TWh _{Hi} – 123 TWh _{Hi}
Jahresarbeit (el)	16 TWh _{el} /a – 51 TWh _{el} /a*
Installierte Leistung	2 GW _{el} - 35 GW _{el}
Systemaufgabe	Bedarfsgerechte Stromproduktion, Übernahme von Systemdienstleistungen, Beitrag zur Versorgungssicherheit
Flexibilisierungsgrad	z.B. Reduzierung der Volllaststunden und Erhöhung der installierten elektrischen Leistung um den Faktor 2 bis 5
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Abhängig vom Schwerpunkt der Studie, Einsatz in VOV, Tendenz geht zur Biogasaufbereitung (Verlagerung in Verkehrssektor)
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	Tendenz geht zu Abfallbiogas, Biogas aus Reststoffströmen, detaillierter Substrateinsatz bei NawaRo-Biogas nicht beschrieben, OptiKobi mit Annahmen zum Substratmix; vereinzelt werden Annahmen getroffen (z.B. Analyse Klimawirksamkeit E-Mobilität: Einsatz von NawaRo auf 2 Mio. ha begrenzt, Energieziel 2050: Verweis auf NaturschutzPlus-Szenario DLR (2004), RTD: ab 2030 kein Einsatz mehr von Energiepflanzen in Biogasanlagen,
Annahmen für den Flächenbedarf	Kein Flächenbedarf – 2 Mio. ha. Zunahme wg. möglichen Bevölkerungsrückgang, Abnahme wg. Nachhaltigkeitsanforderungen

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis der ausgewerteten Studien; *Berechnet mit 40 % elektrischem Wirkungsgrad.

3.3 Kriterienkatalog zur Bewertung von Biogasanlagenkonzepten

Als Basis für die Bewertung wurden die in Arbeitspaket 1 herausgestellten Anlagenkonzepte (vgl. Kapitel 3.3.2) für Biogasbestandsanlagen jeweils mit drei typischen in Abbildung 20 bis Abbildung 22 dargestellten „Betriebsmodellen“ (BM) (vgl. Kapitel 3.3.1) kombiniert und in einer Matrix gegenüber gestellt. Während die „Anlagenkonzepte“ Cluster der häufigsten Typen von Biogasanlagen im Bestand darstellen, werden mit den „Betriebsmodellen“ mögliche Modifikationen der Anlagen beschrieben. Anschließend wurde jede Kombination aus Betriebsmodell und Anlagenkonzept für verschiedene Wärmenutzungsgrade (für Betriebsmodell 1 und 2), bzw. Nutzungspfade (für Betriebsmodell 3) hinsichtlich definierter energiesystemtechnischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien bewertet (vgl. Anhang C.1; vgl. Matrix –Muster im Anhang C.2).

3.3.1 Betriebsmodelle

Als Basis für die Bewertung wurden die folgenden drei Betriebsmodelle für Biogasanlagen nach einem Vorschlag des Projektkonsortiums im Zuge eines Projekttreffens festgelegt:

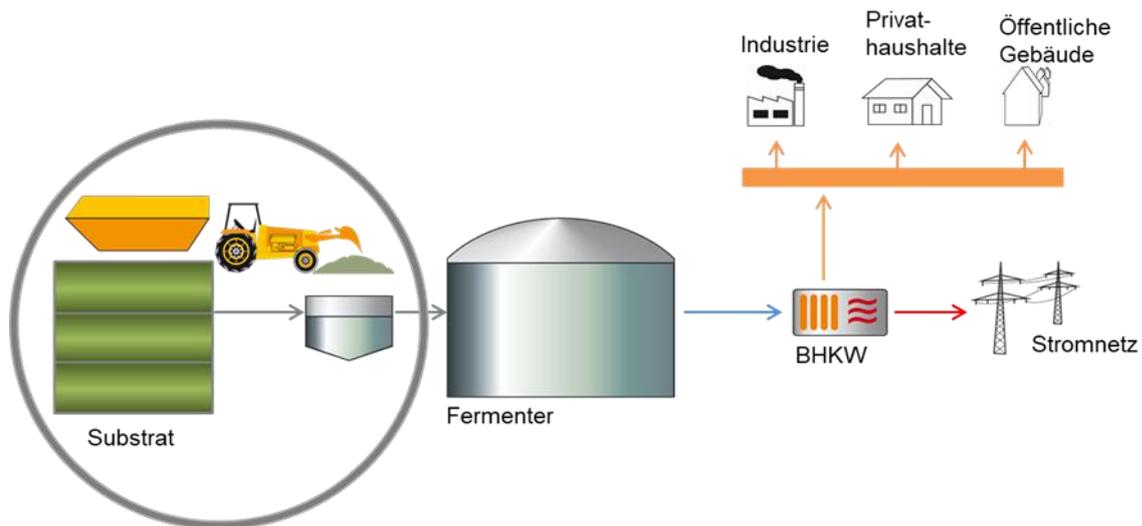
1. Betriebsmodell 1 (BM 1): Reduktion des Substratinputs um 50 % energetisch ohne wesentliche technischen Änderungen an der Anlage, mit 2 Varianten:
 - ▶ Reduktion des NawaRo-Anteils (Mais, Ganzpflanzensilage) (BM_1)
 - ▶ Reduktion des NawaRo-Anteils und Substitution von Mais mit Grassilage (aus extensiver Bewirtschaftung) (BM_1x)
2. Betriebsmodell 2 (BM 2): Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung
3. Betriebsmodell 3 (BM 3): Biogasaufbereitung zu Biomethan

Zusätzlich wurde für die Kosten- und THG-Bewertung für die im Detail betrachteten Betriebsmodelle ein Basismodell (BM 0) als Ausgangslage zu Grunde gelegt, um die Anpassung der Anlagenkonzepte darzustellen.

Für das Betriebsmodell 1 wurde der Substratinput der landwirtschaftlichen Anlagenkonzepte um 50 % energetisch reduziert (vgl. Abbildung 20), wobei bei den Anlagenkonzepten mit NawaRo und Gülle (70 % NawaRo/30 % Gülle [N] sowie 70 % Gülle/30 % NawaRo [G]) ausschließlich die nachwachsenden Rohstoffe, nicht die Güllemengen reduziert werden. Als Variation wird neben der Reduktion des NawaRo-Anteils auch die Substitution von Mais gegen Grassilage aus extensiver Nutzung vorgenommen (vgl. „N_BM_1x“). Mit der Reduktion der Einsatzstoffe wird die Gasproduktion im Vergleich zur Ausgangslage um 50 % reduziert. Dadurch reduziert sich die Bemessungsleistung der Anlagen, so dass mit der Anpassung die Option der Flexibilisierung besteht.

Darüber hinaus wird bei der Bewertung jedes Anlagenkonzepts nochmals unterschieden in keine bis geringe Wärmenutzung und mittlere bis hohe Wärmenutzung.

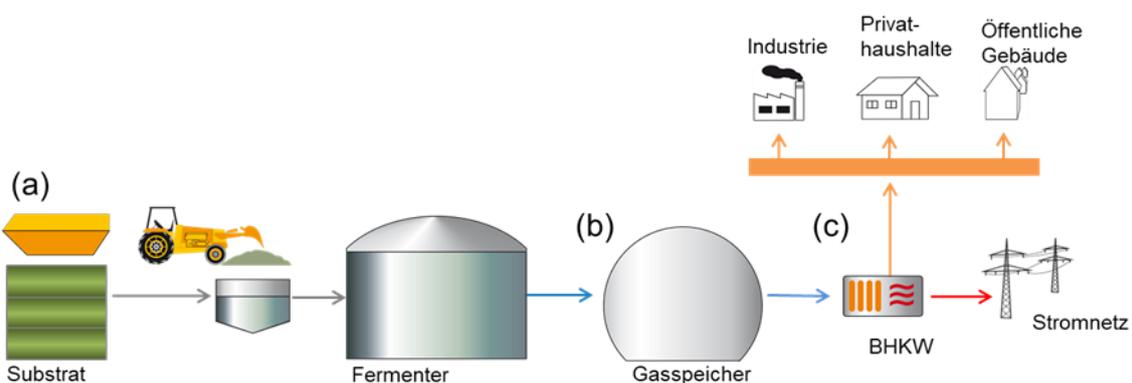
Abbildung 20: Betriebsmodell 1: Reduzierung des Substratinputs (50 % energetisch) ohne wesentliche technische Änderung an der Anlage.



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Im Betriebsmodell 2 können die Flexibilisierungsoptionen (vgl. Abbildung 21) für jedes Anlagenkonzept frei gewählt werden und fließen nicht in die Bewertung ein. Wie bei Betriebsmodell 1 wird jedes Anlagenkonzept unterschieden in keine bis geringe Wärmenutzung bzw. mittlere bis hohe Wärmenutzung. Wesentlich ist, dass die produzierte Jahresarbeit anders als im BM 1 gleich bleibt.

Abbildung 21: Betriebsmodell 2: Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung durch (a) Fütterungsmanagement, (b) Gasmanagement und (c) KWK-Flex.



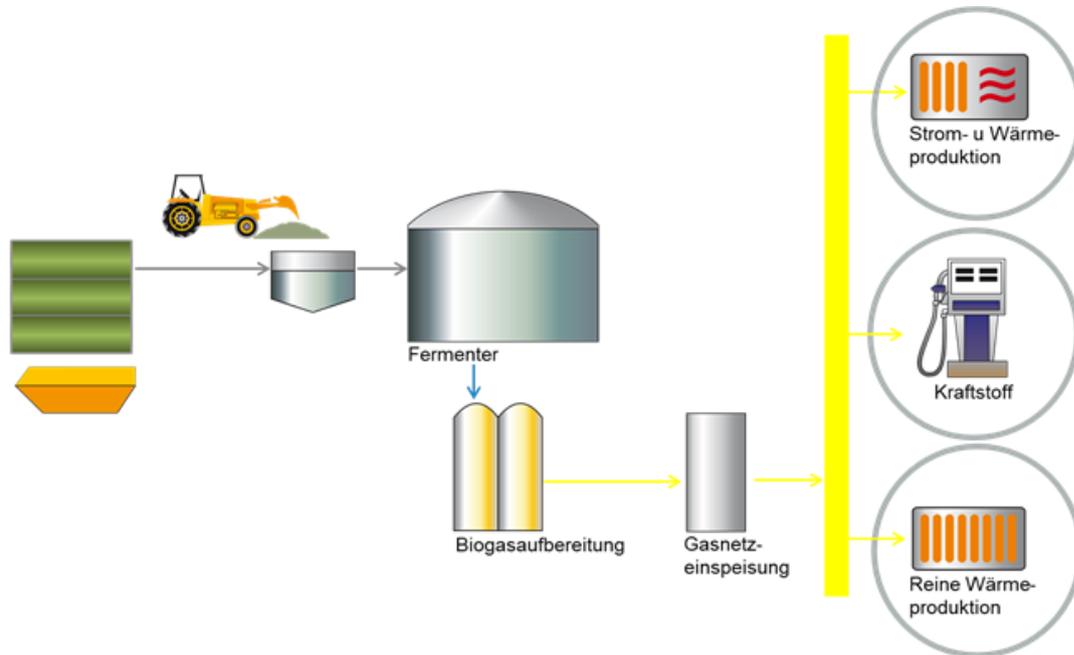
Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Im Betriebsmodell 3 (vgl. Abbildung 22) wird bei der Bewertung (vergleichbar mit den verschiedenen Wärmenutzungsgraden bei Betriebsmodell 1 und 2) unterschieden in:

- ▶ Nutzung als Kraftstoff (BM 3a)
- ▶ Biomethan-KWK mit 100 %iger Wärmenutzung (BM 3b)
- ▶ Reine Wärmenutzung: 100 %iger Einsatz in der Gastherme (BM 3c)

Die Option 100 %ige reine Stromnutzung wurde gemäß einer Empfehlung im Rahmen des Experten-Workshops am 07.11.17 (vgl. Anhang G) nicht betrachtet.

Abbildung 22: Betriebsmodell 3: Biogasaufbereitung zu Biomethan



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

3.3.2 Anlagenkonzepte

Mit der Auswertung des Biogasanlagenbestands (vgl. Kapitel 2) wurden durch das DBFZ die folgenden vier Anlagenkonzepte herausgestellt, die bezüglich Anzahl und/oder installierter Leistung die größte Relevanz besitzen:

1. 75 kW Güllekleinanlagen (EEG 2012/2014) (G75)
In 2 Varianten betrachtet: mit /ohne NawaRo-Anteil: 80 % Rindergülle mit 20 % NawaRo-Anteil (G75_N) bzw. 20 % Rinderfestmist (G75_RM)
2. NawaRo/Gülle-Anlagen
 - a. 70 % NawaRo / 30 % Gülle-Anlage mit 500 kW (N)
 - b. 70 % Gülle /30 % NawaRo-Anlage mit 250 kW (G)
3. Bioabfallanlagen (Biotonne) mit 800 kW (B)
4. Biogasaufbereitungsanlagen
 - a. NawaRo (700 m³/h Rohgasaufbereitungskapazität)
 - b. Bioabfall (350 m³/h Rohgasaufbereitungskapazität)

Für das Betriebsmodell 1 und 2 wurden die Anlagenkonzepte unterschieden in keine bis geringere Wärmenutzung und mittlere bis hohe Wärmenutzung. Das Betriebsmodell 1 wurde für die Güllekleinanlagenkonzepte und für die Bioabfallkonzepte ausschließlich in der Matrixbewertung betrachtet, jedoch nicht mehr in der anschließenden Detailanalyse, da hierbei überwiegend Reststoffe eingesetzt werden. Für das Betriebsmodell 3 wurden für alle Anlagenkonzepte drei Nutzungsarten betrachtet: Kraftstoff, KWK mit 100 %iger Wärmenutzung und reine Wärmenutzung (100 % Gastherme). Bei den Anlagenkonzepten mit VOV wird für Betriebsmodell 3 von einer Umrüstung auf Biogasaufbereitung, bei den Anlagenkonzepten mit Biogasaufbereitung von einer Fortführung des Betriebs ausgegangen. In der Kombination mit

anderen Betriebsmodellen werden die Anlagen, die bereits jetzt Biogas aufbereiten (Anlagenkonzept „Biogasaufbereitung“) nicht betrachtet.

Tabelle 9 zeigt die Übersicht der betrachteten Kombinationen von Anlagenkonzepten und Betriebsmodellen, die entweder ausschließlich in der Matrixbewertung (markiert mit *) oder im Rahmen der Detailbewertung berücksichtigt wurden.

Tabelle 9: Bezeichnung der betrachteten Anlagenkonzept-/Betriebsmodellkombinationen für die Matrixbewertung und Detailbewertung

Anlagenkonzept	Betriebsmodell	Beschreibung	Bezeichnung
Gülle/ NawaRo	Basismodell, Betriebsmodell 2	250 kW _{el} : 30 % NawaRo; 70 % Gülle/Festmist	G_BM_0, G_BM_2
Gülle/ NawaRo	Betriebsmodell 1	Substratreduktion Mais; Bemessungsleistung von 250 kW _{el} auf 125 kW _{el} reduziert	G_BM_1
Gülle /NawRo	Betriebsmodell 3	250 kW _{el-Äq} : 30 % NawaRo; 70 % Gülle/Festmist; Biomethannutzung für a) Kraftstoff, b) KWK mit 100 % Wärmenutzung, c) Gastherme	G_BM_3a*, G_BM_3b, G_BM_3c*
NawaRo/ Gülle	Basismodell, Betriebsmodell 2	500 kW _{el} : 70 % NawaRo, 30 % Gülle/Festmist	N_BM_0, N_BM_2
NawaRo/ Gülle	Betriebsmodell 1	Reduktion von Mais, Bemessungsleistung von 500 kW _{el} auf 250 kW _{el} reduziert	N_BM_1
NawaRo/ Gülle	Betriebsmodell 1	Reduktion von Mais auf Null und Substratwechsel zu Grassilage (extensiv); Bemessungsleistung von 500 kW _{el} auf 250 kW _{el}	N_BM_1x*
NawaRo/ Gülle	Betriebsmodell 3	500 kW _{el-Äq} : 70 % NawaRo/ 30 % Gülle/Festmist Biomethannutzung für a) Kraftstoff, b) KWK mit 100 % Wärmenutzung, c) Gastherme	N_BM_3a, N_BM_3b, N_BM_3c*
Bioabfall	Betriebsmodell 1	Substratreduktion (50% energetisch)	B_BM_1*
Bioabfall	Betriebsmodell 2	Flexibilisierung Bioabfallanlage 800 kW _{el}	B_BM_2
Bioabfall	Betriebsmodell 3	Bioabfallanlage 800 kW _{el} zu Biomethan; Biomethannutzung für a) Kraftstoff, b) KWK mit 100 % Wärmenutzung, c) Gastherme	B_BM_3a, B_BM_3b, B_BM_3c*
Gülle	Basismodell	Güllekleinanlage 75 kW _{el} (80 % Gülle, 20 % NawaRo)	G75_BM_0_N
Gülle	Basismodell	Güllekleinanlage 75 kW _{el} (80 % Gülle, 20 % Rinderfestmist)	G75_BM_0_RM
Gülle	Betriebsmodell 1, 2 und 3	Güllekleinanlage 75 kW _{el} (80 % Gülle, 20 % Rinderfestmist)	G75_BM 1*, BM 2*, BM 3a*, BM 3b*, BM3c*

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2018. * Konzept nur im Rahmen der Matrixbewertung nicht für die Detailbewertung betrachtet.

Für die Bewertung der Kombinationen aus Anlagenkonzept und Betriebsmodell wurden die folgenden drei Bewertungskategorien unterschieden:

- ▶ Energiesystemtechnische/Technische Bewertung
- ▶ Ökonomische Bewertung
- ▶ Ökologische Bewertung

In Anhang C.2 ist die unausgefüllte Bewertungsmatrix für das Betriebsmodell 1 „Reduzierung des energetischen Substratinputs“ zur Veranschaulichung dargestellt.

Der grundlegende methodische Ansatz der Matrix wurde im Rahmen des Experten-Workshops „Biogas2030“ am 07.11.2017 am Umweltbundesamt in Dessau geladenen Branchenexperten vorgestellt und mit diesen diskutiert (vgl. Protokoll im Anhang G).

3.3.3 Bewertungsskala

Auf Basis einer Bewertungsskala von -2 bis +2 für jedes Kriterium wird für alle Konzepte ein Zahlenwert vergeben. Für die meisten Kriterien wird eine qualitative Bewertung vorgenommen, teilweise jedoch auch mithilfe eines Bewertungsschlüssels eine quantitative Bewertung. Detaillierte Angaben zur Bewertung finden sich im Anhang C.2, die vollständigen Ergebnisse der Bewertung im Anhang C.3, C.4 und C.5. Der Wert „0“ wird bei einer neutralen Bewertung vergeben. Trifft eine Bewertung nicht zu, wird kein Wert eingetragen. In einer separaten Ergebnistabelle werden Summen- und Mittelwerte für die einzelnen Bewertungskategorien gebildet.

Tabelle 10: Bewertungsskala für die Kriterienbewertung

Skala	Kriterium
-2	Sehr schlecht
-1	Schlecht
0	Mittel
1	Gut
2	Sehr gut

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Die Bewertungskriterien wurden im Rahmen des Experten-Workshops vorgestellt und diskutiert. Wesentlich hierbei war, dass der ursprünglich mit einem Wert von 1 bis 5 vorgesehene Gewichtungsfaktor nach Vorschlag der WS-Teilnehmer entfallen sollte, da er nur subjektiv und nicht ausreichend verifizierbar vergeben werden kann. Nach Absprache im Konsortium wurde der Gewichtungsfaktor gestrichen. Da an den Bewertungskriterien keine grundlegende Kritik erfolgte, führt der Entfall des Gewichtungsfaktors dazu, dass alle Bewertungskriterien mit gleicher Wichtung in die Bewertung eingehen.

Um die definierten drei Betriebsmodelle mit den verschiedenen Konzepten (4 Hauptkonzepte mit Unterkonzepten) kombinieren zu können, ohne die Komplexität der Tabelle noch weiter zu erhöhen, wurden drei Eingabetabellen - eine für jedes Betriebsmodell- angelegt (vgl. Anhang C.2). Als Ergebnis wird ein Zahlenwert als Punktsumme des jeweiligen Konzeptes ausgewiesen.

Die Bewertungskategorien und die einzelnen Kriterien werden im Anhang C.1 (vgl. Anhang C.1.1, C.1.2, C.1.3) genauer erläutert. Bei mehreren Kriterien wurde während der Bewertung festgestellt, dass keine Differenzierung zwischen den Konzepten möglich ist, also alle Konzepte

in gleichem Maße das Kriterium erfüllen. Diese aus der Matrix gestrichenen Kriterien werden im Anhang C.1.4 nochmals aufgeführt.

3.4 Zusammenschau relevanter Biogasanlagenkonzepte

Die folgenden Tabellen zeigen die Ergebnisse der Bewertungen für die drei verschiedenen Betriebsmodelle.

Die Darstellung der Bewertungsergebnisse erfolgte dabei separat für die Anlagenkonzepte: Güllekleinanlagen (vgl. Tabelle 11), Bioabfallanlagen (vgl. Tabelle 12) und landwirtschaftliche Anlagen mit NawaRo/Gülle (vgl. Tabelle 13). Ergänzend sind im Anhang Matrixauswertungen für die drei Betriebsmodelle (vgl. Anhang C.3, C.4 und C.5) und die Bewertungskategorien (vgl. Anhang C.6 bis C.12) dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass sich die Farbgebung jeweils auf die entsprechende Bewertungskategorie (Zeile) bezieht.

Zu den am besten bewerteten Anlagenkonzept-Betriebsmodell-Kombinationen im Bereich der „Energiesystemtechnischen Aspekte“ zählen ausschließlich Anlagen des Betriebsmodells 3 (Biomethan). Hierzu zählen entweder bereits vorhandene, bzw. von einem Vor-Ort-Verstromungs-Biogas-BHKW auf Biogasaufbereitung umgestellte Anlagen.

Zu den sechs am besten bewerteten Anlagenkonzept-Betriebsmodell-Kombinationen in der Bewertungskategorie „Ökonomische Aspekte“ zählen ausschließlich Anlagen des Betriebsmodells 3 (Biomethan). Dabei ist anzumerken, dass bei der Bewertungsmatrix für die Biomethankonzepte u.a. Erlöse für die externe Wärmenutzung (100 %) und mögliche Erlöse aus dem Verkauf von CO₂ aus Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) berücksichtigt wurden³. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Parameter der Matrix gleich bewertet wurden, dass also keine Gewichtung einzelner Parameter erfolgte. Ergänzend dargestellt werden in nachstehenden Tabellen daher auch Einzeldarstellungen nach Art der Endenergie, bzw. des Nutzungspfades.

Dabei zeigt sich bei den Ergebnissen der ökonomischen Bewertung kein wesentlicher Unterschied zwischen Betriebsmodell 1 und 2. Dies ist der Methode, bzw. der Wahl des Bewertungsschlüssels geschuldet. Eine wesentliche Differenzierung wäre über das Bewertungskriterium „Stromgestehungskosten“ gegeben. Die Gleichheit resultiert aus der Clusterung in 5 ct/kWh_{el}-Schritten, was ca. 2 ct/kWh_{Hi}-Schritten entspricht. Eine stärkere Ausdifferenzierung wäre durch eine feinere Clusterung des Bewertungsschlüssels möglich.

Bei den ökologischen Aspekten zählen ausschließlich die Gülle-Klein-Anlagen zu den besten sieben Anlagenkonzept-Betriebsmodell-Kombinationen.

Im Betriebsmodell 3 gibt es im Ergebnis keinen Unterschied beim Beitrag zum Mengenziel zwischen Biomethan-KWK-100 % Wärme und reiner Wärmenutzung (100 % Gastherme). Tatsächlich könnte bei reiner Wärmenutzung mehr Wärme bereitgestellt werden, die Gleichbewertung ist der Limitierung der Anzahl der Bewertungspunkte (Grob-Clusterung) geschuldet.

Bei den Tabellen zur Matrixbewertung sei darauf hingewiesen, dass die Farbgebung aufgrund der bedingten Formatierung vorgenommen wurde und die „Farbskala“ somit bei jeder Zeile separat erfolgte.

³ Einschätzung IEE: Annahmen für die spezifischen Erlöse aus dem Verkauf von CO₂ der BGAA (an PtX-Anlagen) wurde eine Spannweite von 25 - 250 €/t betrachtet. Unabhängig von der Kapazität der BGAA führen diese Erlöse zu Reduktionen der Stromgestehungskosten (bei Biomethan-KWK) von 1,1 bis 10,8 ct/kWh_{el}.

Tabelle 11: Matrixbewertung - Ergebnistabelle 75 kW-Güllekleinanlage

Betriebsmodell (BM)/ Anlagenkonzept	BM 1 (keine bis geringe Wärme- nutzung)	BM 1 (mittel bis hohe Wärme- nutzung)	BM 2 (keine bis geringe Wärme- nutzung)	BM 2 (mittel bis hohe Wärme- nutzung)	BM 3 - Kraft- stoff	BM 3 - KWK 100% Wärme	BM 3 - reine Wärme- nutzung
Beitrag zu Mengenziel Stromsektor	-2	-2	-2	-2	x	-2	x
Beitrag zu Mengenziel Wärmesektor	-2	-1	-2	-1	x	-2	-2
Beitrag zu Mengenziel Kraftstoffsektor	x	x	x	x	-2	x	x
Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung	0	0	0	0	2	2	2
Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität	-2	-2	-2	-2	x	2	x
Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung	1	1	1	1	x	2	x
Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz	-1	-2	-1	-2	x	1	x
Fähigkeit Bereitstellung CO ₂	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-1
Energieeffizienz (Gasnutzung)	-1	0	-1	0	-2	-2	-2
Mittelwert (Energiesystemtechnische Bewertung)	-1,1	-1,0	-1,1	-1,0	-0,8	0,0	-0,8
Summe (Energiesystemtechnische Bewertung)	-9,0	-8,0	-9,0	-8,0	-3,0	0,0	-3,0
Bereitstellungskosten Strom (Grundlast)	-2	-2	-2	-2	x	-2	x
spezifische Kosten der Flexibilisierung	-2	-2	-2	-2	x	1	x
Fähigkeit zur externen Wärmebereitstellung	-2	-2	-2	-2	x	2	2
Bereitstellungskosten Biomethan	x	x	x	x	-2	-2	-2
Bereitstellungskosten CO ₂	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Bereitstellungskosten Wärme (reine Wärmenutzung)	x	x	x	x	x	x	-2
Wert des Gärrestes	0	0	0	0	0	0	0
Mittelwert (Ökonomische Bewertung)	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,3	-0,5	-0,8
Summe (Ökonomische Bewertung)	-8,0	-8,0	-8,0	-8,0	-4,0	-3,0	-4,0
Spezifische THG-Emissionen Strom	2	2	2	2	x	2	x
Spezifische THG-Emissionen Gas	x	x	x	x	2	x	x
Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmenutzung	2	2	2	2	x	x	2
Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen	2	2	2	2	2	2	2
Flächenbedarf - Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung*	x	x	x	x	x	x	x
Mittelwert (Ökologische Bewertung)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Summe (Ökologische Bewertung)	6,0	6,0	6,0	8,0	4,0	4,0	4,0
GESAMTBEWERTUNG (Mittelwert)	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	0,0	0,5	0,2

* Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet.

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

Tabelle 12: Matrixbewertung - Ergebnistabelle Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW_{el})

Betriebsmodell mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	B_BM 1 I	B_BM 1_II	B_BM 2_I	B_BM 2_II	B_BM 3a	B_BM 3b	B_BM 3c
Beitrag zu Mengenziel Stromsektor	0	0	1	1	x	1	x
Beitrag zu Mengenziel Wärmesektor	-1	0	-1	0	x	1	1
Beitrag zu Mengenziel Kraftstoffsektor	x	x	x	x	1	x	x
Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung	1	1	1	1	2	2	2
Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität	-2	-2	-2	-2	x	2	x
Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung	1	1	1	1	x	2	0
Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz	0	-1	0	-1	x	1	x
Fähigkeit Bereitstellung CO ₂	-2	-2	-2	-2	2	2	2
Energieeffizienz (Gasnutzung)	0	1	0	1	1	2	1
Mittelwert (Energiesystemtechnische Bewertung)	-0,4	-0,3	-0,3	-0,1	1,5	1,6	1,2
Summe (Energiesystemtechnische Bewertung)	-3,0	-2,0	-2,0	-1,0	6,0	13,0	6,0
Bereitstellungskosten Strom (Grundlast)	1	1	1	1	x	-1	x
spezifische Kosten der Flexibilisierung	1	1	1	1	x	1	x
Fähigkeit zur ext. Wärmebereitstellung	1	1	1	1	x	2	2
Bereitstellungskosten Biomethan	x	x	x	x	-1	-1	-1
Bereitstellungskosten CO ₂	-2	-2	-2	-2	1	1	1
Bereitstellungskosten Wärme (bei reiner Wärmenutzung)	x	x	x	x	x	x	-1
Wert des Gärrestes	1	1	1	1	1	1	1
Mittelwert (Ökonomische Bewertung)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,5	0,4
Summe (Ökonomische Bewertung)	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	3,0	2,0
Spezifische THG-Emissionen Strom	0	1	0	1	x	0	x
Spezifische THG-Emissionen Gas	x	x	x	x	0	x	x
Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmenutzung	0	1	0	1	x	x	0
Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen	2	2	2	2	2	2	2
Flächenbedarf - Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung*	x	x	x	x	x	x	x
Mittelwert (Ökologische Bewertung)	0,7	1,3	0,7	1,3	1,0	1,0	1,0
Summe (Ökologische Bewertung)	2,0	4,0	2,0	4,0	2,0	2,0	2,0
GESAMTBEWERTUNG (Mittelwert)	0,2	0,5	0,3	0,5	0,9	1,0	0,9

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. * Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. B= Bioabfallanlage (800 kW_{el}). Biomethannutzung a) Kraftstoff, b) KWK mit 100% Wärmenutzung, c) reine Wärmenutzung (Gastherme).

Tabelle 13: Matrixbewertung - Ergebnistabelle der NawaRo/Gülle- Anlagen

Anlagenkonzept / Betriebsmodell mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	N_BM_1_I	N_BM_1_II	G_BM_1_I	G_BM_1_II	N_BM_2_I	N_BM_2_II	G_BM_2_I	G_BM_2_II	N_BM_3a	N_BM_3b	N_BM_3c	G_BM_3a	G_BM_3b	GG_B M_3c
Beitrag zu Mengenziel Stromsektor	1	1	0	0	2	2	1	1	x	2	x	x	1	x
Beitrag zu Mengenziel Wärmesektor	1	2	-1	0	1	2	0	1	x	2	2	x	1	1
Beitrag zu Mengenziel Kraftstoffsektor	x	x	x	x	x	x	x	x	2	x	x	1	x	x
Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung	2	2	1	1	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2
Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität	0	0	-1	-1	1	1	0	0	x	2	x	x	2	x
Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung	2	2	1	1	2	2	1	1	x	2	x	x	2	x
Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz	1	0	0	-1	1	0	0	-1	x	1	x	x	1	x
Fähigkeit Bereitstellung CO ₂	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	1	1	1	0	0	0
Energieeffizienz (Gasnutzung)	1	2	0	1	1	2	0	1	1	2	1	0	1	0
Mittelwert (Energiesystemtechnische Bewertung)	0,8	0,9	-0,3	-0,1	1,0	1,1	0,1	0,3	1,5	1,8	1,5	0,8	1,3	0,8
Summe (Energiesystemtechnische Bewertung)	6	7	-2	-1	8	9	1	2	6	14	6	3	10	3
Bereitstellungskosten Strom (Grundlast)	0	0	0	0	0	0	0	0	x	-1	x	x	-2	x
spezifische Kosten der Flexibilisierung	0	0	-1	-1	0	0	-1	-1	x	1	x	x	1	x
Fähigkeit zur externen Wärmebereitstellung	1	1	0	0	1	1	0	0	x	2	2	x	2	2
Bereitstellungskosten Biomethan	x	x	x	x	x	x	x	x	-1	-1	-1	-2	-2	-2
Bereitstellungskosten CO ₂	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	0	0	0	-1	-1	-1
Bereitstellungskosten Wärme (bei reiner Wärmenutzung)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-1	x	x	-2
Wert des Gärrestes	2	2	1	1	2	2	1	1	2	2	2	1	1	1
Mittelwert (Ökonomische Bewertung)	0,2	0,2	-0,4	-0,4	0,2	0,2	-0,4	-0,4	0,3	0,5	0,4	-0,7	-0,2	-0,4
Summe (Ökonomische Bewertung)	1	1	-2	-2	1	1	-2	-2	1	3	2	-2	-1	-2

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. N = NawaRo70%/Gülle 30%-Anlage (500 kWel) und G = 70% Gülle/30% NawaRo-Anlage (250 kWel). Biomethannutzung differenziert nach a) Kraftstoff, b) KWK mit 100% Wärmenutzung und c) reine Wärmenutzung (Gastherme).

Ökologische Bewertung inkl. Gesamtbewertung für die NawaRo/Gülle-Anlagen:

Anlagenkonzept / Betriebsmodell mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	N_BM_1_I	N_BM_1_II	G_BM_1_I	G_BM_1_II	N_BM_2_I	N_BM_2_II	G_BM_2_I	G_BM_2_II	N_BM_3a	N_BM_3b	N_BM_3c	G_BM_3a	G_BM_3b	G_BM_3c
Spezifische THG-Emissionen Strom	-1	0	2	2	-1	0	2	2	x	0	x	x	2	x
Spezifische THG-Emissionen Gas	x	x	x	x	x	x	x	x	0	x	x	2	x	x
Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmenutzung	-1	0	2	2	-1	0	2	2	x	x	0	x	x	2
Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen	-2	-2	0	0	-2	-2	0	0	-2	-2	-2	0	0	0
Flächenbedarf - Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung*	1	1	2	2	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2
Mittelwert (Ökologische Bewertung)	-0,8	-0,3	1,5	1,5	-0,8	-0,3	1,5	1,5	-0,3	-0,3	-0,3	1,3	1,3	1,3
Summe (Ökologische Bewertung)	-3	-1	6	6	-3	-1	6	6	-1	-1	-1	4	4	4
GESAMTBEWERTUNG (Mittelwert)	0,07	0,28	0,28	0,33	0,15	0,36	0,41	0,45	0,50	0,64	0,52	0,47	0,81	0,56

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. *Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als zusätzlicher Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet. N = NawaRo70%/Gülle 30%-Anlage (500 kWel) und G = 70% Gülle/30% NawaRo-Anlage (250 kWel). Biomethannutzung differenziert nach a) Kraftstoff, b) KWK mit 100% Wärmenutzung und c) reine Wärmenutzung (Gastherme).

Entsprechend der Ergebnisse der Bewertungsmatrix wurden Anlagenkonzepte als besonders vorteilhaft für THG-Bilanz, Kosten oder Energiesystembeitrag identifiziert, die dann für die Detailbewertung in Betracht gezogen wurden (vgl. Tabelle 14).

Tabelle 14: Präferierte Betriebsmodelle der betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle im Rahmen der Matrixbewertung

Anlagenkonzept	Ökologische Aspekte	Ökonomische Aspekte	Energiesystemtechnische Aspekte
Güllekleinanlage (75 kW _{el})	BM 1, 2, 3 (gleichbewertet)	BM 3b	BM 3b
70 % Gülle, 30 % NawaRo - Anlage (250 kW _{el})	BM 1, 2 (mit hoher externer Wärmenutzung)	BM 3b	BM 3b, 3c, 3a
70 % NawaRo/ 30 % Gülle - Anlage (500 kW _{el})	BM 1, 2 (mit hoher externer Wärmenutzung)	BM 3b, 3c, 3a	BM 3b, 3c, 3a
Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	BM 1, 2 (mit hoher externer Wärmenutzung)	BM 3b (3c, BM 1, BM 2)	BM 3b, 3a

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2019. BM= Betriebsmodell; BM 1: Substratreduktion; BM 2: Flexibilisierung; BM 3: Biomethan; a= Kraftstoff; b= KWK mit 100% Wärmenutzung, c= reine Wärmenutzung (Gastherme).

Für folgende Kombinationen aus Anlagenkonzept und Betriebsmodell, die sich auf Grundlage der Bewertungsmatrix als am relevantesten herausstellten, wurde eine detaillierte Bewertung der Kosten und der THG-Bilanz durchgeführt (vgl. Tabelle 15). Das Betriebsmodell 1 wurde zwar in der Matrixbewertung aber in der Detailbewertung weder für die Güllekleinanlagenkonzepte noch für die Bioabfallkonzepte betrachtet, da hier überwiegend Reststoffe eingesetzt werden und eine Reduktion der gewünschten Reststoffnutzung nicht sinnvoll ist.

Tabelle 15: Kombination der Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle für die Detailbewertung

Anlagenkonzept	Betriebsmodell 1 (Substratreduktion)	Betriebsmodell 2 (Flexibilisierung)	Betriebsmodell 3 (Biomethan)
70 %Gülle, 30 % NawaRo - Anlage (250 kW _{el})	-	G_BM_2	G_BM_3a, G_BM_3b
70 % NawaRo/ 30 % Gülle - Anlage (500 kW _{el})	N_BM_1, N_BM_1x*	N_BM_2	N_BM_3a, N_BM_3b
Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	-	B_BM_2	B_BM_3a, B_BM_3b

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019. N=70 % NawaRo /30 % Gülle (massebezogen); G=70 % Gülle/ 30 % NawaRo (massebezogen), B= Bioabfall (Biotonne); a =Kraftstoff; b= KWK; x=zusätzliche Substitution von Mais durch Grassilage (extensive Bewirtschaftung von Grünland); * N_BM_1x (extensive Grassilage) wurde nur für die ökologische Detailbewertung betrachtet.

Für die ökologische Detailbewertung wurden auch die Basiskonzepte berücksichtigt (Ausgangslage), um die Anpassungen der Anlagenkonzepte hinsichtlich der THG-Bilanz (vgl. Kapitel 5) darzustellen.

Für die Hemmnisanalyse (vgl. Kapitel 6) wurde die Auswahl weiter reduziert.

Folgende Anmerkungen sind dabei zu berücksichtigen:

- ▶ Bei der Flexibilisierung (Betriebsmodell 2) werden keine Unterschiede zum Basiskonzept hinsichtlich der Emissionen gemacht. Daher wird bei der THG-Bilanz nicht zwischen den beiden Konzepten differenziert, während bei der ökonomischen Bewertung die Fälle analog der folgenden Tabelle nach Betriebsmodell 1 (Substratreduktion) und 2 (Flex) differenziert betrachtet werden.
- ▶ Die Kostenbewertung der Güllekleinanlagen wird im Vorhaben nicht detailliert vorgenommen, da hierzu auf das parallel laufende Projekt „HemBio - Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogas-produktion aus Bioabfall und Gülle“ FKZ 37EV 17 104 0) verwiesen wird.
- ▶ Im Rahmen der ökologischen Bewertung der Anlagenkonzepte werden die Güllekleinanlagen berücksichtigt; sie erzielen in der Kategorie „Ökologische Aspekte“ (vgl. Kapitel 3.4) die höchsten THG-Einsparungen.

4 Ökonomische Bewertung der prädestinierten Anlagenkonzepte

Auf der Basis der in Tabelle 15 beschriebenen Anlagenkategorien und Betriebsmodelle wurden spezifische Gestehungskosten ermittelt, um aufzuzeigen, welche Betriebsmodelle für die Anlagenkonzepte aus ökonomischer Sicht am vorteilhaftesten sind.

4.1 Annahmen

Für folgende ausgewählte Anlagenkonzepte wurde eine ökonomische Detailbewertung durchgeführt:

- ▶ N_BM_1: Betriebsmodell 1 (Substratreduktion); 500 kW_{el} (70 % NawaRo, 30 % Gülle)
- ▶ G_BM_2: Betriebsmodell 2 (Flexibilisierung); 250 kW_{el} (30% NawaRo, 70 % Gülle)
- ▶ N_BM_2: Betriebsmodell 2 (Flexibilisierung); 500 kW_{el} (70 % NawaRo, 30 % Gülle)
- ▶ B_BM_2: Betriebsmodell 2 (Flexibilisierung); 800 kW_{el} (Bioabfall)*
- ▶ N_BM_3_VK: Betriebsmodell 3 (Biogasaufbereitung); 500 kW_{el-Äq} (70 % NawaRo, 30 % Gülle); Vollkosten (inkl. Vollkosten der Biomethaneinspeisung) für Kraftstoff (N_BM_3a) und Biomethan-KWK (N_BM_3b)
- ▶ G_BM_3_VK: Betriebsmodell 3 (Biogasaufbereitung); 250 kW_{el-Äq} (70 % Gülle, 30 % NawaRo); Vollkosten (inkl. Vollkosten der Biomethaneinspeisung)
- ▶ N_BM_3_aK: Betriebsmodell 3 (Biogasaufbereitung); 500 kW_{el-Äq} (70 % NawaRo, 30 % Gülle); anteilige Kosten (anteilige Kosten der Biomethaneinspeisung gem. aktuellem Kostenteilungsmechanismus) für Kraftstoff (N_BM_3a) und Biomethan-KWK (N_BM_3b)
- ▶ G_BM_3_aK: Betriebsmodell 3 (Biogasaufbereitung); 250 kW_{el-Äq} (70 % Gülle, 30 % NawaRo); anteilige Kosten (anteilige Kosten der Biomethaneinspeisung gem. aktuellem Kostenteilungsmechanismus)

* Für die Bioabfall-Konzepte wurden keine Kostenbewertungen durchgeführt, sondern auf Annahmen bereits durchgeführter Vorhaben verwiesen.

Als Betrachtungszeitraum wurde 2021 – 2030 gewählt. Die Kosten der Stromgestehung werden als LCOE (Levelized Costs Of Electricity) dargestellt. Es wurden Preissteigerungsraten von 1 % für Kapitalkosten und 2 % für alle weiteren Kostenarten zugrunde gelegt.

Folgende spezifische Substratkosten (mit Stand 2017) wurden angenommen und entsprechend auf das jeweilige Jahr angepasst:

- ▶ Maissilage: 35,2 €/t_{FM}
- ▶ Grassilage: 30,5 €/t_{FM}

- ▶ Getreide-GPS: 36,5 €/t_{FM}
- ▶ Rindergülle: 0 €/t_{FM}
- ▶ Festmist: 10 €/t_{FM}

Die Kosten für die Einsilierung wurden mit 2 €/t_{FM} (Bezug: 2017; angepasst mit 2 %/a) und Silierverluste mit 8 % berücksichtigt. Angesetzte Kosten für Investitionen basieren auf Angaben im KTBL-Biogasrechner.

Tabelle 16 stellt eine Übersicht über die Annahmen der Re-Investition der betrachteten Anlage N_BM_1 dar. Hierbei handelt es sich um das Betriebsmodell „Substratreduktion“, sodass die Anlage mit einem geringeren Substratdurchsatz betrieben wird. Bei den relativen Anteilen des Re-Invest in die Altanlage handelt es sich um konservative Abschätzungen. Bei den baulichen Anlagen wird primär von Kosten für Sanierungen ausgegangen. Für technische Anlagen wie Feststoffeintrag, Mobiltechnik oder Pumpen wird eine vollständige Re-Investition unterstellt. Für das BHKW wird keine komplette Re-Investition unterstellt.

Anzumerken ist, dass verifizierbare belastbare Erkenntnisse zum realen Re-Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen über die erste Förderperiode hinaus nicht vorliegen. Welche Kosten real auftreten, ist immer abhängig vom jeweiligen Einzelfall. Dies wird maßgeblich beeinflusst durch den technischen Zustand der jeweiligen Anlage zum Betrachtungstag sowie der Strategie des Anlagenbetreibers.

Tabelle 16: Kostenpositionen der Re-Investition für das Anlagenkonzept N_BM_1 (Substratreduktion)

Position	Spezifikation	Anteiliges Re-Invest für Altanlage	Re-Invest für Altanlage in €
Feststoffeintrag, Vorlagebehälter	30 m ³ (Vorlagebehälter)	75%	74.126
Mobiltechnik für Feststoffe		100%	48.188
Vorgrube	60 m ³ Bruttovolumen	10%	2.313
Fermenter	1600 m ³ Bruttovolumen	10%	24.763
Nachgärer	1600 m ³ Bruttovolumen	10%	24.428
Gärrestlager	4700 m ³ Bruttovolumen	10%	27.929
Tragluftdach	für 4700 m ³ Gärrestlager	100%	74.421
BHKW inkl. Peripherie	450 kW (Gas-Otto-Motor)	20%	83.693
MSR-Technik für 500 kW Biogasanlage	mit Gasfackel (125-250 m ³ /h)	100%	135.617
Zentrale Pumpstation	45 m ³ /h	100%	31.418
Einhausung 10-Fuß-Container für Pumpen		100%	17.335
Kosten gesamt			544.231
Zzgl. Planung/Genehmigung		10%	598.654

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Tabelle 17 stellt den angenommenen Substratmix und die dafür angesetzten Kosten frei Fermenter im Bezugsjahr 2021 für das Betriebsmodell N_BM_1 dar.

Tabelle 17: Substrateinsatz (Mengen und Kosten) für das Anlagenkonzept N_BM_1

Substrat	Menge t/a	Spezifische Kosten frei Fermenter in €/t _{FM}	Kosten frei Fermenter absolut in €/a
Maissilage, 35% TM	2.218	43,3	96.082
Grassilage, 35% TM	1.344	37,8	50.845
Getreide-GPS, 35% TM	672	44,8	30.137
Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	2.823	0	0
Rinder-Festmist, 25% TM	1.210	10,8	13.097
Gesamt	8.268		190.162

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Tabelle 18 stellt eine Übersicht über die Annahmen der Re-Investition der betrachteten Anlage N_BM_2 dar. Hierbei handelt es sich um das Betriebsmodell „Flexibilisierung“, sodass die Anlage mit gleichem Substratdurchsatz weiterbetrieben wird.

Tabelle 18: Kostenpositionen der Re-Investition für das Anlagenkonzept N_BM_2 (Flexibilisierung)

Position	Spezifikation	Anteiliges Re-Invest für Altanlage	Re-Invest für Altanlage in €
Feststoffeintrag, Vorlagebehälter	45 m ³ (Vorlagebehälter)	75%	92.693
Mobiltechnik für Feststoffe		100%	59.525
Vorgrube	60 m ³ Bruttovolumen	10%	2.313
Fermenter	2200 m ³ Bruttovolumen	10%	30.911
Nachgärer	2200 m ³ Bruttovolumen	10%	28.771
Gärrestlager	5800 m ³ Bruttovolumen	10%	31.454
Tragluftdach	für 5800 m ³ Gärrestlager	100%	79.620
BHKW inkl. Peripherie	1100 kW (Gas-Otto-Motor)	60%	496.401
MSR-Technik für 1100 kW Biogasanlage	mit Gasfackel (550-800 m ³ /h)	100%	248.630
Zentrale Pumpstation	70 m ³ /h	100%	42.877
Einhausung 20-Fuß-Container	für Pumpen	100%	28.892
Kosten gesamt			1.142.086
Inkl. Planung/Genehmigung		10%	1.256.295

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Bei den relativen Anteilen des Re-Invest in die Altanlage handelt es sich um konservative Abschätzungen. Bei den baulichen Anlagen wird primär von Kosten für Sanierungen ausgegangen. Für technische Anlagen wie Feststoffeintrag, Mobiltechnik oder Pumpen wird eine vollständige Re-Investition unterstellt. Für das BHKW wird eine Re-Investition in ein neues BHKW sowie die Überholung des vorhandenen BHKW unterstellt.

Tabelle 19 stellt den angenommenen Substratmix und die dafür angesetzten Kosten frei Fermenter im Bezugsjahr 2021 für das Betriebsmodell N_BM_2 dar. Dieser Substrateinsatz fand gleichermaßen Anwendung für das Betriebsmodell N_BM_3 (Biogasaufbereitung).

Tabelle 19: Substrateinsatz (Mengen und Kosten) für die Anlagenkonzepte N_BM_2 und N_BM_3.

Substrat	Menge t_{FM}/a	Spezifische Kosten frei Fermenter €/t _{FM}	Kosten frei Fermenter absolut in €/a
Maissilage, 35% TM	7.394	43,3	320.275
Grassilage, 35% TM	1.344	37,8	50.845
Getreide-GPS, 35% TM	672	44,8	30.137
Rindergülle mit Futterreste, 10% TM	2.823	0,0	0
Rinder-Festmist, 25% TM	1.210	10,8	13.097
Gesamt	13.444		414.354

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Tabelle 20 stellt den angenommenen Substratmix und die dafür angesetzten Kosten frei Fermenter im Bezugsjahr 2021 für das Betriebsmodell G_BM_2 dar. Dieser Substrateinsatz fand gleichermaßen Anwendung für das Betriebsmodell G_BM_3 (Biogasaufbereitung).

Tabelle 20: Substrateinsatz (Mengen und Kosten) für die Anlagenkonzepte G_BM_2 und G_BM_3.

Substrat	Substratmengen in t_{FM}/a	Spezifische Kosten frei Fermenter €/t _{FM}	Kosten frei Fermenter absolut in €/a
Maissilage, 35% TM	7.394	43,3	320.275
Grassilage, 35% TM	1.344	37,8	50.845
Getreide-GPS, 35% TM	672	44,8	30.137
Rindergülle mit Futterreste, 10% TM	2.823	0,0	0
Rinder-Festmist, 25% TM	1.210	10,8	13.097
Gesamt	13.444		414.354

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2018

Bei den Konzepten des Betriebsmodells 3 wurde für die Biogasaufbereitung eine Neuinvestition mit dem Membranverfahren der Kapazität 250 m³_{i.N.}/h (N_BM_3), bzw. 125 m³_{i.N.}/h (G_BM_3) angesetzt (Annahmen aus Projekt „eMikroBGAA“ übernommen, vgl. Beil et al. 2019 in Anhang D). Für die Kosten des Netzanschlusses wurden zwei Fälle unterschieden: (1) Vollkosten (VK) und (2) anteilige Kosten

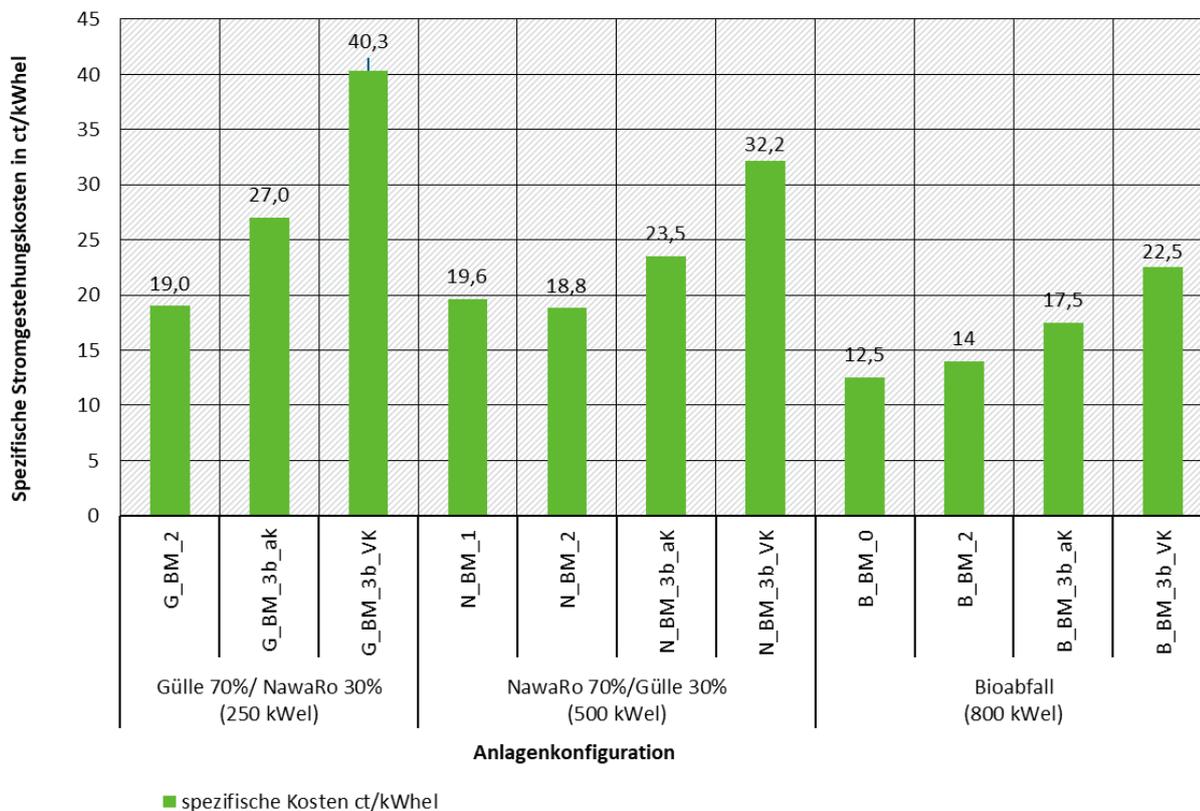
(aK) mit Berücksichtigung von 250.000 € limitierte Kosten gemäß aktuellem Kostenteilungsmechanismus. Bei den Konzepten zur Verstromung des Biomethans (Biomethan-KWK; BM_3b) wurde unterstellt, dass eine bestehende und bereits abgeschriebene 500 kW_{el}-Erdgas-, bzw. Biomethan-BHKW-Bestandsanlage versorgt wird.

Die Darstellung der Bioabfall-Konzepte basiert auf der Annahme, dass die Bereitstellung von Rohbiogas aus Bioabfall in der Größenordnung von etwa 5 ct/kWh_{HS} (vgl. Beil et al. 2019, S. 133) liegt (vgl. Basiskonzept B_BM_0); dies entspricht bei 40% elektrischem Wirkungsgrad des BHKW 12,5 ct/kWh_{el}. Für die Kosten der Flexibilisierung (B_BM_2) wurden 1,5 ct/kWh_{el} zusätzlich zum Basiskonzept berücksichtigt (Annahme DBFZ). Für die Konzepte zur Verstromung von Biomethan aus Bioabfall (Biomethan-KWK; BM_3b) wurden für die Aufbereitung zu Biomethan rd. 2 ct/kWh_{HS} und für die Einspeisung rd. 2 ct/kWh_{HS} unterstellt (entspricht insgesamt 10 ct/kWh_{el} (η_{el} 40%) zzgl. zum Basiskonzept). Für die Biomethan-Konzepte (Bioabfall) frei Erdgasnetz (B_BM_3a) wurde angenommen, dass die Gestehungskosten für Rohbiogas aus Bioabfall mit 1,5 ct/kWh niedriger liegen als für die NawaRo-Rohgas-Konzepte (Scholwin et al. 2015).

4.2 Gestehungskosten der Anlagenkonfigurationen

Im Folgenden sind die spezifischen Kosten der betrachteten Anlagenkonzepte dargestellt. Abbildung 23 zeigt die spezifischen Stromgestehungskosten der betrachteten Anlagenkonzepte für die drei Betriebsmodelle BM 1 (Substratreduktion), BM 2 (Flex) und BM 3 (Biomethan-KWK).

Abbildung 23: Spezifische Stromgestehungskosten der betrachteten Anlagenkonfigurationen

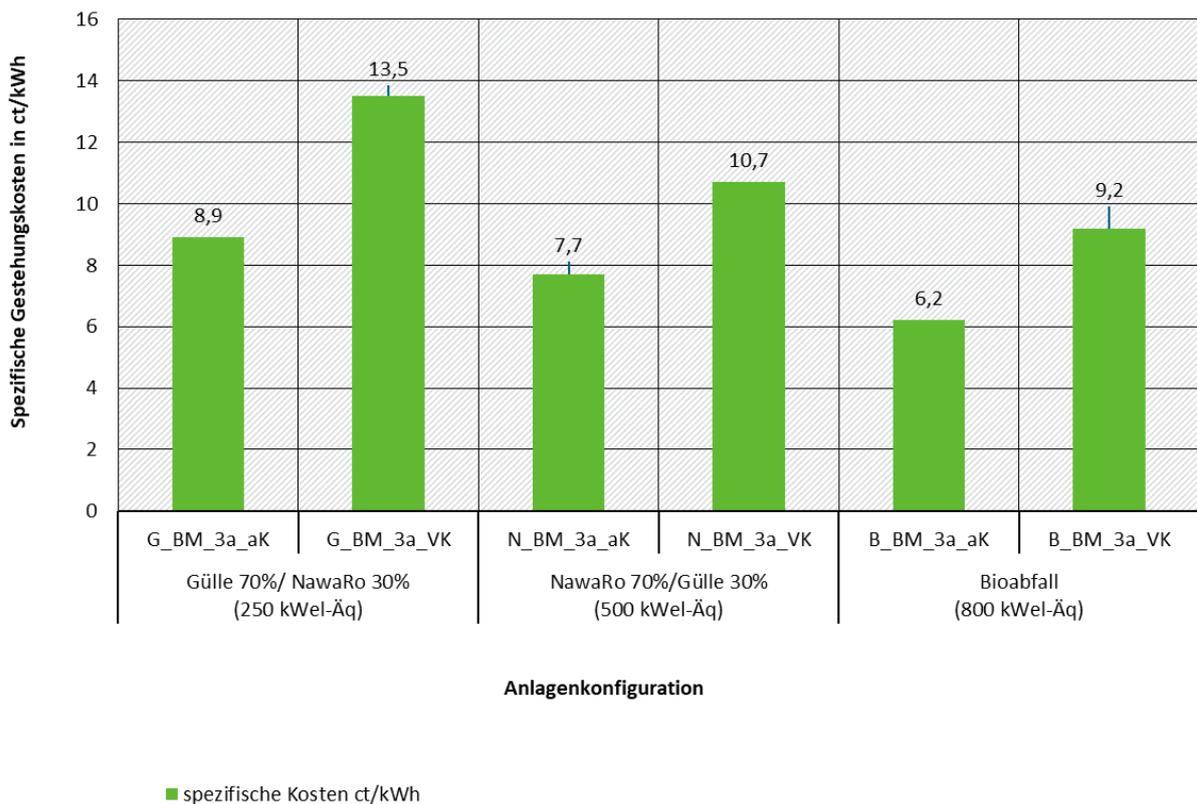


Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

Unter reinen Kostengesichtspunkten und ohne die Berücksichtigung von Erlösen stellen sich die betrachteten Vor-Ort-Verstromungskonzepte der Betriebsmodelle 1 und 2 mit Stromgestehungskosten von 18,8 bis 19,6 ct/kWh_{el} (NawaRo/Gülle bzw. Gülle/NawaRo) am besten dar. Unter anteiliger Berücksichtigung der Netzanschlusskosten weisen die Konzepte zur Verstromung von Biomethan (aus NawaRo/Gülle bzw. Gülle/NawaRo) Stromgestehungskosten von 23,5 bis 27,0 ct/kWh_{el} auf; und unter Berücksichtigung der Vollkosten des Netzanschlusses sogar 32,2 bis 40,3 ct/kWh_{el}. Die Konzepte für Bioabfall zeigen aufgrund der größeren Anlagenkapazität mit den einhergehenden geringeren Rohgasgestehungskosten im Vergleich zu den Gülle-NawaRo-Konzepten geringere spezifische Stromgestehungskosten.

In Abbildung 24 werden ergänzend die Gestehungskosten für Biomethan frei Erdgasnetz dargestellt. Dabei wird differenziert zwischen den anteiligen Kosten (aK) und den Vollkosten (VK) des Netzanschlusses inkl. Netzanschluss mit Verdichtung des Biomethans. Für die Bereitstellung von Biomethan aus (kommunalem) Bioabfall (Biotonne) wurde angenommen, dass die Gestehungskosten des Rohgases um etwa 1 -3 ct/kWh_{HS} niedriger angesetzt werden können als bei Rohgas aus NawaRo/Gülle (vgl. Scholwin et al. 2015) (hier Annahme: 1,5 ct/kWh_{HS}).

Abbildung 24: Biomethangestehungskosten frei Erdgasnetz jeweils als Vollkosten (VK) und als anteilige Kosten (aK) in ct je kWh_{HS}.



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

Die Biomethankonzepte weisen unter anteiliger Berücksichtigung der Netzanschlusskosten Biomethangestehungskosten von 7,7 bis 8,9 ct/kWh_{HS} und unter Berücksichtigung der Vollkosten des Netzanschlusses 10,7 bis 13,5 ct/kWh_{HS} auf. Aufgrund der kleineren Leistungsgröße weist das

Anlagenkonzept mit 70 % Gülle/30 % NawaRo (250 kW_{el-Äq}) im Vergleich zum Anlagenkonzept 70 % NawaRo/30 % Gülle (500 kW_{el-Äq}) höhere spezifische Gestehungskosten auf.

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass es sich bei den in diesem Kapitel dargestellten Kostendaten ausschließlich um Kosten noch ohne die Berücksichtigung von Erlösen handelt.

4.3 Erlöse für Nebenprodukte

In nachstehendem Kapitel findet eine Darstellung der Erlöse für oben dargestellte Anlagenkonzepte statt. Hierbei wird der Fokus bei Biogas- und Biomethanverstromungskonzepten auf Wärmeerlöse gelegt, sowie bei Biogasaufbereitungskonzepten zusätzlich auf potentielle Erlöse aus der Vermarktung von CO₂ (für PtX-Anwendungen). Die Mehrkosten, die durch die Vermarktung der Nebenprodukte ggf. entstehen, sind dabei bereits berücksichtigt, so dass die Erlöse als Netto-Erlöse zu verstehen sind. Als Ergebnis werden Stromgestehungskosten inkl. o.g. Erlöse dargestellt.

Die relevanteste Erlösgruppe bei der Produktion von Strom aus Biogas und Biomethan stellen, neben den Erlösen für Strom selbst, die Wärmeerlöse dar. In nachstehender Übersicht werden für die im Detail betrachteten Anlagenkonzepte Stromgestehungskosten incl. Wärmeerlöse dargestellt. Hierbei werden spezifische Wärmeerlöse zwischen 3 und 6 ct/kWh_{th} angenommen. Bei den Vor-Ort-Verstromungskonzepten wird der Wärmenutzungsgrad zwischen 25 % und 100 % variiert – bei den Biomethankonzepten wird jeweils von einer 100 %-igen Nutzung der technisch nutzbaren Wärmemenge ausgegangen.

Der Farbverlauf der farbig unterlegten Zellen stellt von grün nach rot die jeweils niedrigsten, bzw. höchsten Stromgestehungskosten dar.

Je nach Anlagenkonzept, Wärmenutzungsgrad und spezifischen Wärmeerlösen kann die Vermarktung von Wärme bei den VOV-Konzepten zu um 0,5 – 4,7 ct/kWh_{el} reduzierten Stromgestehungskosten führen. Bei den Biomethankonzepten ergeben sich in der betrachteten Bandbreite der spezifischen Wärmeerlöse um 3,2– 6,3 ct/kWh_{el} reduzierte Stromgestehungskosten.

In Tabelle 21 sind die Erlöse für den Wärmeverkauf mit Variation der Höhe der externen Wärmenutzung und Variation der Höhe der Wärmepreise für die betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle dargestellt.

Eine weitere, heute noch nicht relevante, jedoch zukünftige potentielle Erlösoption stellen Erlöse aus dem Verkauf von CO₂ dar. Eine Betrachtung erfolgt hier ausschließlich für die BGAA-Konzepte und den Nutzungspfad PtX (Schnittstelle BGAA). Es werden hierbei spezifische Erlöse von 25 €/t bis 250 €/t betrachtet. Ob und in welcher Größenordnung diese Erlösoption zum Tragen kommt, hängt von der Marktentwicklung von PtX (primär wahrscheinlich PtG) in Deutschland ab. Die nachstehenden Ergebnisse treffen ausschließlich auf Biogasaufbereitungsverfahren zu, welche nur geringfügige Luftstickstofffrachten im Schwachgasstrom aufweisen.

Im Vergleich zur sehr kostengünstigen Bereitstellung von CO₂ durch BGAA bewegen sich die CO₂-Bereitstellungskosten der Abscheidung von CO₂ aus Luft bei > 100 €/t, teils bei mehreren 100 €/t (Schäffer et al. 2019).

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Vermarktung von CO₂ (bezogen auf das Hauptprodukt „Strom“ aus Biomethan-KWK) um ca. 1 – 11 ct/kWh_{el} reduzierte Stromgestehungskosten erreicht werden können (vgl. Tabelle 22).

Tabelle 21: Stromgestehungskosten incl. Wärmeerlöse der betrachteten KWK-Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle in ct/kWh_{el} mit Variation des Wärmenutzungsgrades und der spezifischen Wärmeerlöse.

Konzept	Kosten der Stromgestehung ohne Erlöse ct/kWh _{el}	Wärmeerlös, spezifisch ct/kWh _{th}	Kosten der Stromgestehung incl. Wärmeerlöse nach Wärmenutzungsgrad			
			100% ct/kWh _{el}	75% ct/kWh _{el}	50% ct/kWh _{el}	25% ct/kWh _{el}
N_BM_2	18,8	3,0	16,4	17,0	17,6	18,2
N_BM_2	18,8	4,0	15,7	16,4	17,2	18,0
N_BM_2	18,8	5,0	14,9	15,8	16,8	17,8
N_BM_2	18,8	6,0	14,1	15,3	16,4	17,6
G_BM_2	19,0	3,0	17,0	17,5	18,0	18,5
G_BM_2	19,0	4,0	16,3	17,0	17,6	18,3
G_BM_2	19,0	5,0	15,6	16,4	17,3	18,1
G_BM_2	19,0	6,0	14,9	15,9	17,0	18,0
N_BM_1	19,6	3,0	17,2	17,8	18,4	19,0
N_BM_1	19,6	4,0	16,4	17,2	18,0	18,8
N_BM_1	19,6	5,0	15,7	16,6	17,6	18,6
N_BM_1	19,6	6,0	14,9	16,1	17,2	18,4
N_BM_3_aK	23,5	3,0	20,4			
N_BM_3_aK	23,5	4,0	19,3			
N_BM_3_aK	23,5	5,0	18,3			
N_BM_3_aK	23,5	6,0	17,2			
G_BM_3_aK	27,0	3,0	23,9			
G_BM_3_aK	27,0	4,0	22,8			
G_BM_3_aK	27,0	5,0	21,8			
G_BM_3_aK	27,0	6,0	20,7			
N_BM_3_VK	32,2	3,0	29,0			
N_BM_3_VK	32,2	4,0	28,0			
N_BM_3_VK	32,2	5,0	26,9			
N_BM_3_VK	32,2	6,0	25,9			
G_BM_3_VK	40,3	3,0	37,1			
G_BM_3_VK	40,3	4,0	36,1			
G_BM_3_VK	40,3	5,0	35,0			
G_BM_3_VK	40,3	6,0	34,0			

Quelle: Eigene Darstellung IEE, 2019.

Tabelle 23 stellt für die BGAA-Konzepte die möglichen Stromgestehungskosten incl. Erlösen sowohl aus dem Wärmeverkauf als auch aus dem Verkauf von CO₂ dar. Hieraus wird ersichtlich, dass die beiden Erlösoptionen „Wärme“ und „CO₂“ einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Biomethan aufweisen.

Tabelle 22: Stromgestehungskosten BGAA-Konzepte incl. Erlöse aus dem Verkauf von CO₂ mit Variation der Höhe der CO₂-Erlöse.

Konzept	Kosten der Stromgestehung incl. Erlöse für CO ₂ -Verkauf nach spezifischen CO ₂ -Erlösen									
	25 €/t	50 €/t	75 €/t	100 €/t	125 €/t	150 €/t	175 €/t	200 €/t	225 €/t	250 €/t
	ct/kWh _{el}									
N_BM_3_aK	22,5	21,4	20,3	19,3	18,2	17,1	16,1	15,0	13,9	12,8
G_BM_3_aK	25,9	24,9	23,8	22,7	21,7	20,6	19,5	18,4	17,4	16,3
N_BM_3_VK	31,1	30,1	29,0	27,9	26,9	25,8	24,7	23,6	22,6	21,5
G_BM_3_VK	39,2	38,1	37,1	36,0	34,9	33,9	32,8	31,7	30,7	29,6

Quelle: Eigene Darstellung IEE, 2019.

Tabelle 23: Stromgestehungskosten BGAA-Konzepte incl. Erlöse aus dem Verkauf von Wärme und CO₂.

Konzept	Kosten Stromgestehung ohne Erlöse ct/kWh _{el}	Wärme-erlös, spezifisch ct/kWh _{th}	Kosten der Stromgestehung incl. Erlöse für CO ₂ -Verkauf nach spezifischen CO ₂ -Erlösen und Erlösen aus Wärmeverkauf									
			25 €/t	50 €/t	75 €/t	100 €/t	125 €/t	150 €/t	175 €/t	200 €/t	225 €/t	250 €/t
			ct/kWh _{el}									
N_BM_3_aK	23,5	3,0	19,3	18,3	17,2	16,1	15,0	14,0	12,9	11,8	10,8	9,7
N_BM_3_aK	23,5	4,0	18,3	17,2	16,1	15,1	14,0	12,9	11,9	10,8	9,7	8,6
N_BM_3_aK	23,5	5,0	17,2	16,2	15,1	14,0	12,9	11,9	10,8	9,7	8,7	7,6
N_BM_3_aK	23,5	6,0	16,2	15,1	14,0	13,0	11,9	10,8	9,8	8,7	7,6	6,5
G_BM_3_aK	27,0	3,0	22,8	21,7	20,6	19,6	18,5	17,4	16,4	15,3	14,2	13,2
G_BM_3_aK	27,0	4,0	21,7	20,7	19,6	18,5	17,5	16,4	15,3	14,2	13,2	12,1
G_BM_3_aK	27,0	5,0	20,7	19,6	18,5	17,5	16,4	15,3	14,3	13,2	12,1	11,1
G_BM_3_aK	27,0	6,0	19,6	18,6	17,5	16,4	15,4	14,3	13,2	12,1	11,1	10,0
N_BM_3_VK	32,2	3,0	28,0	26,9	25,8	24,8	23,7	22,6	21,6	20,5	19,4	18,4
N_BM_3_VK	32,2	4,0	26,9	25,9	24,8	23,7	22,7	21,6	20,5	19,4	18,4	17,3
N_BM_3_VK	32,2	5,0	25,9	24,8	23,7	22,7	21,6	20,5	19,5	18,4	17,3	16,3
N_BM_3_VK	32,2	6,0	24,8	23,8	22,7	21,6	20,6	19,5	18,4	17,3	16,3	15,2
G_BM_3_VK	40,3	3,0	36,1	35,0	33,9	32,9	31,8	30,7	29,6	28,6	27,5	26,4
G_BM_3_VK	40,3	4,0	35,0	33,9	32,9	31,8	30,7	29,7	28,6	27,5	26,5	25,4
G_BM_3_VK	40,3	5,0	34,0	32,9	31,8	30,8	29,7	28,6	27,5	26,5	25,4	24,3
G_BM_3_VK	40,3	6,0	32,9	31,8	30,8	29,7	28,6	27,6	26,5	25,4	24,4	23,3

Quelle: Eigene Darstellung IEE, 2019.

Allein durch die Erlösoption „Wärme“ können die Stromgestehungskosten aus Biogas/Biomethan unter Zugrundelegung der angenommenen Randbedingungen um ca. 0,5 – 6,3 ct/kWh_{el} reduziert werden.

Aus den obigen Darstellungen wird ersichtlich, dass die beiden Erlösoptionen „Wärme“ und „CO₂“ einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Biomethan aufweisen und unter bestimmten Bedingungen Strom aus Biomethan sogar günstiger bereitgestellt werden könnte, als bei der Vor-Ort-Verstromung von Biogas. Dies unterstreicht das Ergebnis der überwiegend positiven

Ergebnisse der Matrixanalyse der Anlagenkonzepte des Betriebsmodells 3. Essentiell hierfür ist jedoch ein Marktbedarf und real erzielbare Erlöse aus der Vermarktung von CO₂.

Die dargestellten Beträge der Stromgestehungskosten stellen bei den Verstromungskonzepten die mindestens notwendigen Beträge der Erlöse dar, welche durch die Vermarktung von Strom generiert werden müssen.

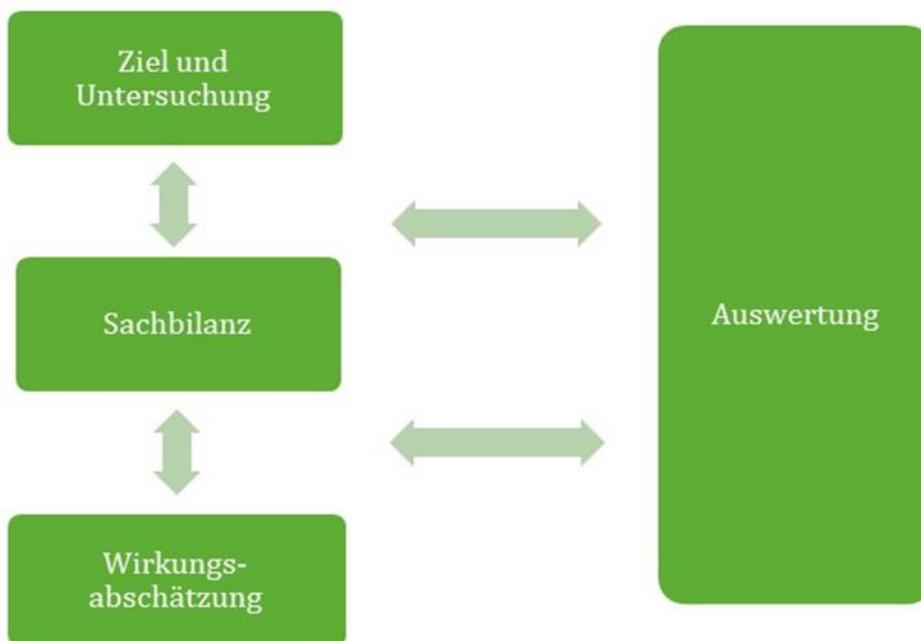
5 THG-Bilanzierung der prädestinierten Anlagenkonzepte

Für die in Tabelle 15 beschriebenen Anlagenkategorien und Betriebsmodelle wurden spezifische THG-Emissionen ermittelt, um aufzuzeigen, welche Betriebsmodelle für die Anlagenkonzepte aus ökologischer Sicht (hier: THG-Bilanz) am vorteilhaftesten sind. Unter Berücksichtigung möglicher Technologieentwicklungen wurden die THG-Bilanzen sowohl für 2017 als auch für 2030 dargestellt, um die Entwicklung der THG-Emissionen abzubilden.

5.1 Methodik /Annahmen

Für die Bilanzierung von Treibhausgasen gibt es eine Vielzahl methodischer Ansätze; häufig ist sie Teil einer umfassenden Ökobilanz. Zur Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz berücksichtigt. Die Methode der Ökobilanzierung ist definiert in den DIN ISO Standards 14040 und 14044 und kann grob in vier Phasen unterteilt werden (DIN ISO 14040; DIN ISO 14044) wie in Abbildung 25 dargestellt.

Abbildung 25: Methodischer Ansatz der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040 FF (DIN ISO 14040)



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ 2019 nach DIN ISO 14040ff (DIN ISO 14040)

5.1.1 Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel ist es, für die Stromerzeugung aus Biogas bzw. aus Biomethan und die Biokraftstoffherstellung der beschriebenen Anlagenkonzepte Treibhausgasbilanzen zu erstellen.

Systemgrenzen: Der Bilanzierungsrahmen umfasst die gesamte Prozesskette zur Biogas-/Biomethanbereitstellung von der Rohstoffbereitstellung, über die Biogaserzeugung und Aufbereitung (im Fall der Biomethananlagen), bis zur motorischen Verbrennung des Biogases/Biomethans im BHKW. Beim Einsatz von Anbaubiomasse beginnt die Bilanzierung bei den landwirtschaftlichen Prozessen des Substratanbaus. Die Berücksichtigung der weiteren Biogassubstrate Gülle, Festmist und Bioabfall, startet mit den Prozessen Sammlung und Transport. Da es sich bei diesen Substraten um Rest- und Abfallstoffe handelt, werden vorgelagerte Prozesse nicht berücksichtigt. Des Weiteren umfasst der Bilanzrahmen die Lagerung und Ausbringung der Gärreste auf die substratliefernden Anbauflächen.

Funktionelle Einheit: Die funktionelle Einheit ist eine Vergleichseinheit, die den Nutzen des Systems beschreibt. Im vorliegenden Fall ist der Nutzen zum einen die biogas-, biomethanbasierte Strombereitstellung und zum anderen die Nutzung des Biomethans als Kraftstoff im Verkehrssektor. Als Bezugsgröße wurde daher 1 kWh Strom bzw. 1 MJ Kraftstoff gewählt. Auf diese Bezugsgröße werden alle Inputs und Outputs sowie deren Wirkungen bezogen.

Berücksichtigung von Nebenprodukten: Ein zentraler Aspekt der Ökobilanzierung ist die Berücksichtigung von Nebenprodukten. Im Fall der Biogas-, Biomethanproduktion wird der auf der Stufe der Fermentation entstehende Gärrest auf die substratliefernden Anbauflächen gebracht und substituiert dort synthetischen Dünger. Dies gilt für den Anteil des Gärrestes, der auf den Einsatz von Energiepflanzen zurückzuführen ist. Gärreste auf Basis von Rest- und Abfallstoffen haben in diesem Sinne keinen direkten Bezug zu Anbauflächen. Sie werden in der Bilanzierung nicht berücksichtigt. Da die den Rest- und Abfallstoffen vorgelagerten Prozesse nicht bilanziert werden, werden auch die im Gärrest verbleibenden Nährstoffe (die unter anderem synthetischen Dünger substituieren könnten) dem System nicht gutgeschrieben.

Die Berücksichtigung der durch den KWK-Prozess bereitgestellten Wärme, die einer externen Nutzung zugeführt werden kann, erfolgt gemäß den Vorgaben der RED II über eine Allokation.

Indirekte Landnutzungsänderungen: Die nachfolgend in Kapitel 5.2 beschriebenen THG-Emissionen der untersuchten Biogas- und Biomethansysteme sind das Ergebnis einer produktbezogenen (attributitional) Treibhausgasbilanzierung mit klar definierten Systemgrenzen, die vor allem auf die unmittelbaren Effekte der Biogas- und Biomethanproduktion und Nutzung abstellen. Mögliche Dynamiken indirekter Effekte wie Substitutionsbeziehungen, Verdrängungseffekte oder Folgewirkungen aus der Implementierung von Technologien lassen sich über diesen Ansatz nur eingeschränkt darstellen.

Für die Bewertung der tatsächlichen THG-Emissionseffekte kann dies zum Beispiel von Bedeutung sein, wenn Effekte wie indirekte Landnutzungsänderungen auch für die untersuchten Biogas- und Biomethansysteme relevant sind. Bestehende Vorarbeiten zur Quantifizierung von iLUC-Effekten von Biokraftstoffen sind nicht ohne weiteres auf die hier untersuchten Systeme übertragbar. Dies liegt vor allem an den politischen Randbedingungen im Biokraftstoffsektor, mit einem definierten Ausbauziel (10 % Anteil EE im Verkehr bis 2020) und verbindlichen Nachhaltigkeitskriterien für die Produktion von Rohstoffen zur Biokraftstoffproduktion (keine direkten Landnutzungsänderungen). Diese Kombination aus einem politischen Ziel, welches zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Biomasse führen kann und dem gleichzeitigen Gebot, dass diese zusätzliche Biomasse ohne direkte Landnutzungsänderungen produziert werden soll, ist die Voraussetzung für die Höhe entsprechender Verdrängungseffekte. Bestehende Untersuchungen zu den iLUC-Effekten von Biokraftstoffen als Konsequenz der europäischen Biokraftstoffpolitik (Valin et al. 2015; Laborde 2011) bauen auf dem definierten Ausbauziel auf und beschreiben übermäßige Technologiemixe und Mengengerüste zur

Zielerreichung die potenziellen Folgeeffekte. Dabei sind weder die Mengengerüste, noch die betrachteten Technologiepfade der wichtigsten iLUC-Studien auf die Situation im deutschen EEG übertragbar.

Für die Bewertung der Effekte aus der, in der Vergangenheit zunehmenden Produktion von NawaRo zur Biogasproduktion kann beispielsweise die historische Entwicklung der Maisanbauflächen in Zusammenhang mit den Entwicklungsstufen des EEG betrachtet werden. Die Entwicklung der Maisanbauflächen in Deutschland zeigt seit 2008 eine Zunahme der Anbaufläche für Silomais für Biogas. Seit der Einführung der Mengenbegrenzung für Mais im EEG („Maisdeckel) im Jahr 2012 blieb die Anbaufläche für Silomais zur Biogaserzeugung in Deutschland mit ca. 850.000 ha relativ stabil.

Für die Bewertung der Folgeeffekte aus der dargestellten Ausweitung der Maisanbauflächen im Zeitraum bis 2012 stellt sich daher die Frage, welche Flächennutzungen durch die zunehmende Nachfrage nach Mais möglicherweise verdrängt wurden. Ein Teil der zunehmenden Maisproduktion fand dabei, gerade in der „Startphase des EEG“ auf obligatorischen Stilllegungsflächen statt. Die Einführung einer obligatorischen Flächenstilllegung im Jahr 1992 diente als Instrument der EU-Agrarpolitik, um Überschüsse in der Produktion von Getreide, Ölsaaten und Hülsenfrüchten zu begrenzen. Ab 1992/93 wurde diese Regelung verpflichtend (EC 1992). Somit konnten Landwirte nur Direktzahlungen erhalten, die einen gewissen Anteil ihrer Ackerfläche aus der Bewirtschaftungen nahmen. Darüber hinaus wurde zwischen 1995 und 2001 eine zusätzliche Prämie für freiwillige Flächenstilllegung ausgezahlt. Dieser Anreiz war aber im Vergleich zur bindenden Stilllegung deutlich geringer. Zusätzlich wurde auf diesen Flächen der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen erlaubt. Damit stieg fortan die Bedeutung der nachwachsenden Rohstoffe im Anbau und wurde zusätzlich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz verstärkt. Diese obligatorische Flächenstilllegung wurde im Herbst 2007 abgeschafft. Damit fand ein Teil der Maisproduktion für die Biogaserzeugung im genannten Zeitraum auch auf Brachflächen unter der oben genannten gesetzlichen Regelung statt. Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung des zeitlichen Bezuges dieses Forschungsprojektes erfolgte keine Bewertung möglicher Effekte aus Landnutzungsänderungen (u.a. Grünlandumbruch) für die untersuchten Technologiekonzepte.

5.1.2 Annahmen zur Erstellung der Sachbilanz

Die Sachbilanz dient dazu, alle relevanten Daten zu sammeln. Diese enthalten Energie- und Rohstoffinputs, den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen, Produkte und Nebenprodukte, Abfälle, Emissionen in die Luft, Wasser und in den Boden und können auf Messungen, Berechnungen oder auch Schätzungen basieren. Anhand der gesammelten Daten können die Input- und Outputflüsse des betrachteten Produktsystems quantifiziert werden. Im Folgenden werden die Grundlagen der Sachbilanzierung der einzelnen Prozessschritte bezüglich der Datenbasis beschrieben.

Substratbereitstellung: Auf der Basis des Substratinputs im Biogasanlagenbestand wurden die Einsatzstoffe für die gewählten Anlagenkonzepte ermittelt (vgl. Anhang E.1 und Anhang E.2).

Die Eingangsdaten für die Sachbilanz für den Anbau und die Bereitstellung der Substrate der Maissilage, Grassilage, und Ganzpflanzensilage entstammen KTBL-Daten. Zur Quantifizierung der Emissionen und des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands aus dem Einsatz von Hilfsenergieträgern, Hilfs- und Betriebsstoffen (dazu zählen z. B. Düngemittel, Diesel, Pflanzenschutzmittel) wird auf die international anerkannte Ökoinventardatenbank Ecoinvent Version 3.3 (Swiss centre for life cycle inventories 2016) zurückgegriffen.

Die den KTBL-Daten entnommenen Eingangsdaten für die Sachbilanz für den Anbau der Energiepflanzen wurden mit Blick auf das Düngemanagement und die Nährstoffrückführung über die

Gärreste angepasst. Dafür wurden die Nährstoffgehalte der Gärreste für die spezifischen Substratmischungen mit Hilfe des KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas⁴ und des TLL Biogasgülle-Rechners⁵ ermittelt. Für die Nährstoffe Kalium und Phosphat wurde unterstellt, dass sie zu 100 % (gegenüber dem Ausgangssubstrat) im Gärrest erhalten bleiben. Für Stickstoff wurde angenommen, dass er zu 60 % als Ammoniumstickstoff im Gärrest vorzufinden ist. Zusammen mit dem pflanzenverfügbaren Anteil des organisch gebundenen Stickstoffs ergeben sich nach KTBL ca. 70 % des im Gärrest enthaltenen Stickstoffs als düngewirksam. Der Bedarf an synthetischen Dünger errechnet sich als Differenz aus den mit den Substraten von der Fläche abgeführten und den durch die Gärrestausrückführung zugeführten anrechenbaren Nährstoffen (abzüglich der Ammoniakemissionen).

Transport der Substrate: Die Angaben zu den Transportentfernungen entstammen der DBFZ-Datenbank, die Inventardaten für die Transportprozesse basieren auf der Ecoinvent Datenbank 3.3.

Gärrestrückführung und -ausbringung: Dieser Prozess umfasst sowohl den Transport der Gärreste zu den NawaRo-Anbauflächen auf Grundlage der Transportentfernungen als auch die Ausbringung des Gärrestes auf dieselben Flächen. Dafür wurde auf Daten von KTBL und ecoinvent zurückgegriffen.

Lachgasemissionen: Für die Berechnung der Lachgasemissionen wurde auf Veröffentlichungen des Thünen-Instituts (Haenel et al. 2016) zurückgegriffen. Demnach wird zugrunde gelegt, dass im Mittel 1 % des ausgebrachten N-Düngers als Lachgas emittiert wird.

Anlagenbetrieb: Die für die THG-Bilanz berücksichtigten Stoff- und Energieflüsse für die Prozesse sind für die betrachteten Anlagenkonzepte insgesamt in Anhang E.2 dargestellt; hinsichtlich der Nutzungspfade ergänzend für die KWK-Konzepte in Anhang E.3 (Biogas-KWK) und Anhang E.4 (Biomethan-KWK) sowie für die Konzepte zur Bereitstellung von Biomethan vgl. Anhang E.5. Zur Quantifizierung der Emissionen und des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands aus dem Einsatz von Hilfsenergieträgern, Hilfs- und Betriebsstoffen wird wiederum auf die Ecoinvent Datenbank zurückgegriffen.

Direkte Methanemissionen BGA, BHKW und Aufbereitung:

Biogasanlage: Aus Ermangelung tatsächlich gemessener Werte werden diffuse Methanemissionen aus der Biogasproduktion bei der Bilanzierung bisher in vielen Fällen anhand von Schätzwerten in der Ökobilanz berücksichtigt. In der Literatur findet sich sehr häufig ein Emissionswert von 1 % Methanverlust, bezogen auf die produzierte Methanmenge (Vetter & Arnold 2010; Vogt 2008; Daniel-Gromke et al. 2015). Dieser Wert fand auch in den vorliegenden Berechnungen Anwendung.

BHKW: Da die motorische Verbrennung des Biogases im BHKW üblicherweise nicht mit einer Abgasreinigung zur Eliminierung des Methanschlupfes ausgestattet ist, stellt der Abgasstrom in der Regel eine relevante Quelle von THG-Emissionen dar. Dabei ist der Anteil des unverbrannten Methans weitestgehend vom eingesetzten Motorentyp abhängig. Für die vorliegenden Berechnungen wurde ein Methanschlupf von 1,5 % über den Abgasstrom des BHKW angenommen.

Vermiedene Emissionen aus dem konventionellen Gülle-Management: Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen der Wirtschaftsdünger als Substrat in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Die Höhe der vermiedenen Emissionen fällt je nach Art der Wirtschaftsdünger (Rindergülle, Schweinegülle, Rinderfestmist etc.) und der Lagerung (Lagerung

⁴ KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas Stand Juli 2014 verfügbar unter :

<http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>

⁵ TLL Biogasgülle-Rechner Stand Juli 2014 Datei verfügbar unter: <http://www.tll.de/ainfo/betr0962.htm>

mit und ohne Schwimmdecke) unterschiedlich aus (Rösemann et al. 2019). In den vorliegenden Bilanzen wurde vereinfacht ein einheitlicher Gutschriftenfaktor von 45 g CO₂-Äq/MJ Gülle (- 54 kg CO₂-Äq/t Frischmasse) für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung angerechnet. Dieser Faktor wurde 2014 von der EU Kommission (European Commission 2014) veröffentlicht und wird auch in der der neuen Erneuerbaren Energien Richtlinie RED II (European Commission 2018) angewendet.

Allokation der Wärme nach RED II: Entsprechend den Vorgaben der RED II wird Wärme aus KWK Anlagen mittels exergetischer Allokation berücksichtigt. Mit Hilfe eines Allokationsfaktors werden die THG-Emissionen (die entlang der Prozesskette bis zum Punkt der Produktion des Nebenproduktes entstehen) zwischen dem Hauptprodukt Strom und dem Nebenprodukt (extern genutzte) Wärme aufgeteilt. Die Höhe der extern genutzten Wärme der einzelnen Anlagenkonfigurationen und der dazugehörige Allokationsfaktor (AF) sind in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Durch den KWK Prozess bereitgestellte Wärme zur externen Nutzung in kWh_{th}/kWh_{el} und der dazugehörige Allokationsfaktor (AF) je Anlagenkonfiguration.

Anlagenkonfiguration	G_BM_0/2	G_BM_1	G_BM_3b	N_BM_0/2	N_BM_1	N_BM_1x	N_BM_3b	B_BM_2	B_BM_3b	G75_BM_0_N	G75_BM_0_RM
kWh _{th} /kWh _{el}	0,174	0,348	1,05	0,402	0,804	0,804	1,05	0,161	1,05	0,141	0,282
AF	0,94	0,89	0,73	0,88	0,78	0,78	0,73	0,95	0,73	0,95	0,91

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2018.

Technologieentwicklung: Für eine Reihe von Parametern (CH₄-Emissionen der Biogasanlage, Strombedarf etc.) wurden für das Jahr 2030 eine Technologieentwicklung unterstellt. Eine Aufstellung der entsprechenden Parameter und Annahmen befindet sich in Anhang E.6.

5.1.3 Wirkungsabschätzung

In der Phase der Wirkungsabschätzung werden die Sachbilanzdaten hinsichtlich der potentiellen Umweltwirkungen ausgewertet. Dazu werden die Daten spezifischen Wirkungskategorien zugeordnet, mit Hilfe von so genannten Charakterisierungsfaktoren aggregiert und bezüglich einer Referenzsubstanz beschrieben. Für die Bewertung wurden die Treibhausgasemissionen für die Prozesse (i) anaerobe Vergärung, (ii) motorische Verbrennung des erzeugten Biogases und (iii) die nachgeschaltete Kompostierung des Gärrestes bilanziert. Die Berechnung erfolgt nach der IPCC-Methode und wird mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO₂-Äq.) dargestellt. Entsprechend der IPCC-Methode werden biogene CO₂-Emissionen nicht in die Berechnung mit einbezogen, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO₂ während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung dargestellt und diskutiert.

5.2 Spezifische THG-Emissionen der einzelnen Anlagenkategorien

Die spezifischen THG-Emissionen der prädestinierten Anlagenkategorien sind für die Jahre 2017 und 2030 in Abbildung 26 bis Abbildung 29 dargestellt.

Der augenscheinlich größte Einfluss auf die gesamten THG-Emissionen kann den Gutschriften für die vermiedenen Emissionen aus dem verbesserten Gülle-Management zugeordnet werden. Wie groß sich der Effekt einer Verschiebung des Substratmixes von mehrheitlich NawaRo zu einem höheren Gülleanteil darstellt, zeigen recht deutlich die THG-Emissionen der Konzepte N_BM_0/2 und N_BM_1. Die Reduzierung des NawaRo-Anteils von 70 % auf 51 % und der damit einhergehende steigende Gülleanteil von 30 auf 49% führt zu einer Minderung der THG-Emissionen von 40 % für das Jahr 2017 (20 % für 2030).

Weitere wesentliche Treiber der Emissionen sind neben den direkten Methanemissionen aus BGA und BHKW, die Emissionen aus dem Substratanbau. Die THG-Emissionen aus dem NawaRo-Anbau werden im Wesentlichen vom Dieseleinsatz in landwirtschaftlichen Maschinen und dem Einsatz von Düngemitteln beeinflusst. Besonders groß ist der Anteil der klimarelevanten Emissionen, die aus der Stickstoffanwendung resultieren. THG-Emissionen entstehen hier bei der Düngemittelproduktion und als bodenbürtige Feldemissionen infolge der Stickstoffapplikation. Dementsprechend stellen sich die Konzepte mit einem relativ hohen Anteil an Anbaubiomasse im Substratmix (N_BM_0/2) bezüglich der THG-Emissionen gegenüber den anderen Konzepten vergleichsweise schlecht dar. Eine Ausnahme bilden hier die Bioabfallkonzepte. Obwohl keine Emissionen für die Substratbereitstellung berücksichtigt werden, fallen die gesamten THG-Emissionen vergleichsweise hoch aus. Dies liegt im Wesentlichen an dem deutlich höheren Strombedarf der Bioabfallanlagen und dem Bezug von deutschem Netzstrom. Ursächlich für die klimarelevanten Emissionen ist diesbezüglich die Verbrennung fossiler Energieträger, die einen relativ hohen Anteil am Erzeugungsmix des deutschen Kraftwerksparks ausmacht (UBA 2018). Der Einsatz von Netzstrom ist neben den diffusen Methanemissionen der Biogasanlage und dem unverbrannten Methan im Abgasstrom des BHKWs der bestimmende Parameter für die THG-Emissionen der Konversionsprozesse. Ein höherer Anteil Erneuerbarer Energien im deutschen Strommix würde zu einem deutlich geringeren Emissionsfaktor und dementsprechend zu deutlich geringeren THG-Emissionen insbesondere der stromintensiven Prozesse führen.

5.2.1 Spezifische THG-Emissionen der Strombereitstellung

Nachfolgend werden die THG-Emissionen der innerhalb der betrachteten Anlagenkonzepte gewählten Betriebsmodelle beschrieben und diskutiert.

5.2.1.1 Anlagenkategorie: Gülle 70 %, 30 % NawaRo (250 kW_{el})

Das Betriebsmodell 1 (G_BM_1), mit einer deutlichen Reduktion der NawaRo-Substrate (92 % Gülle, 8 % NawaRo) gegenüber dem Basismodell (G_BM_0/2), stellt sich aus Sicht der THG-Emissionen besser dar. Dies ist in erster Linie auf den nun höheren Anteil von Gülle im Substratmix und den damit verbundenen Gutschriften für die vermiedenen Emissionen aus dem konventionellen Gülle-Management zurückzuführen. Des Weiteren reduzieren sich die spezifischen Emissionen aus dem Biomasseanbau. In Summe führen diese Maßnahmen zu einer Minderung der gesamten THG-Emissionen auf -189 g CO₂-Äq. je kWh Strom für das 2017 und auf - 233 g CO₂-Äq. je kWh Strom für das 2030. Die leicht höheren Emissionen des Modells mit Biogasaufbereitung und -einspeisung (G_BM_3) werden durch den höheren Bedarf an Prozessenergie für die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan verursacht. Ein deutlich höherer Wärmenutzungsgrad der Biomethanverstromung und der sich daraus ergebende niedrige Allokationsfaktor für die Strombereitstellung (vgl. Kapitel 5.2.1.5) können diese Mehremissionen gegenüber dem Basismodell (N_BM_0) und dem Betriebsmodell 2 (N_BM_2) nicht ausgleichen.

5.2.1.2 Anlagenkategorie: 70 % NawaRo/ 30 % Gülle- Anlage (500 kW_{el})

Innerhalb dieser Anlagenkategorie weisen die Betriebsmodelle mit Substratreduktion des NawaRo-Anteils (51 % NawaRo, 49 % Gülle) (N_BM_1) und (N_BM_1x) deutlich geringere THG-Emissionen auf als das Basismodell (N_BM_0) bzw. das Betriebsmodell 2 (N_BM_2) und das Betriebsmodell 3 (N_BM_3b). Analog zur Anlagenkategorie Gülle sind die Reduktionen auf den höheren Anteil der Gülle im Substratmix und den damit verbundenen Emissionsgutschriften und den geringeren Emissionen aus dem Substratanbau zurückzuführen. Analog zur vorhergehend beschriebenen Anlagenkategorie werden die höheren Emissionen des Modells mit Biogasaufbereitung und -einspeisung (N_BM_3b) durch den höheren Bedarf an Prozessenergie für die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan verursacht.

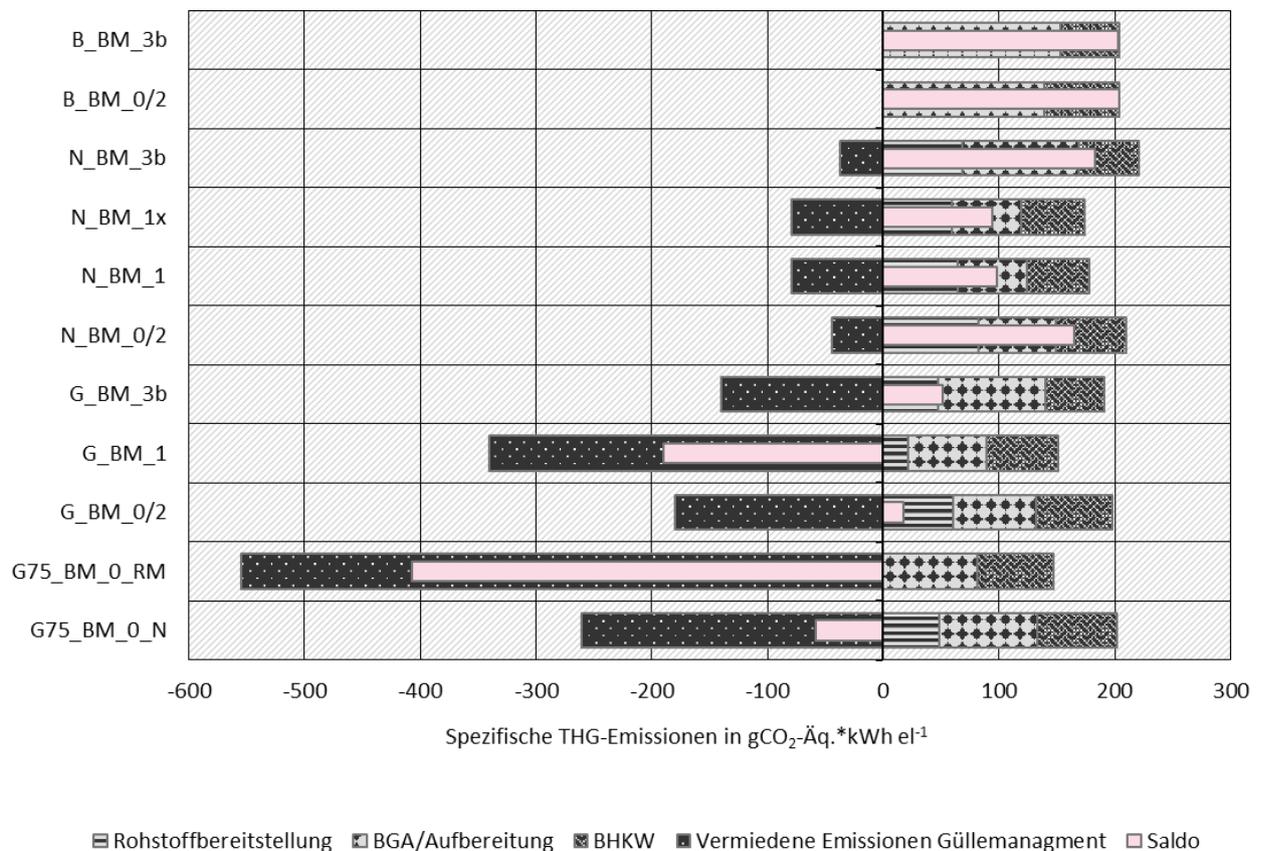
5.2.1.3 Anlagenkategorie: Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW_{el})

Die betrachteten Betriebsmodelle dieser Anlagenkategorie, das Basismodell (B_BM_0), das Betriebsmodell Flexibilisierung (B_BM_2) und das Betriebsmodell Biomethan (B_BM_3b) weisen in der Höhe der Gesamt THG-Emissionen kaum Unterschiede auf. Die aus der Aufbereitung resultierenden höheren Emissionen von „B_BM_3b“ können durch die Berücksichtigung des deutlich höheren Wärmenutzungsgrades gegenüber des Basismodells ausgeglichen werden (vgl. Tabelle 25). Der signifikante Unterschied der prozessbedingten Emissionen aus dem Biogasbetrieb und der Aufbereitung (BGA/Aufbereitung) dieser Anlagenkategorie gegenüber den anderen betrachteten Anlagenkategorien ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Strombedarf der Bioabfallvergärungsanlagen zurückzuführen.

5.2.1.4 Anlagenkategorie: Güllekleinanlage (75 kW_{el})

Die Emissionen der betrachteten Betriebsmodelle dieser Anlagenkategorie sind erwartungsgemäß gekennzeichnet durch die hohen Güllegutschriften. Analog zu den bereits beschriebenen Anlagenkonzepten hat der ausschließliche Einsatz von Gülle und Festmist (G75_BM_RM) einen signifikanten Einfluss auf die Verringerung der THG-Emissionen auf -407 g CO₂-Äq. je kWh_{el} gegenüber einem Wert von -58 g CO₂-Äq. je kWh_{el} für das Konzept, das neben der Gülle auch 20 % NawaRo einsetzt (G75_B_0_N).

Abbildung 26: Spezifische THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO₂-Äq. je kWh_{el} für das Jahr 2017

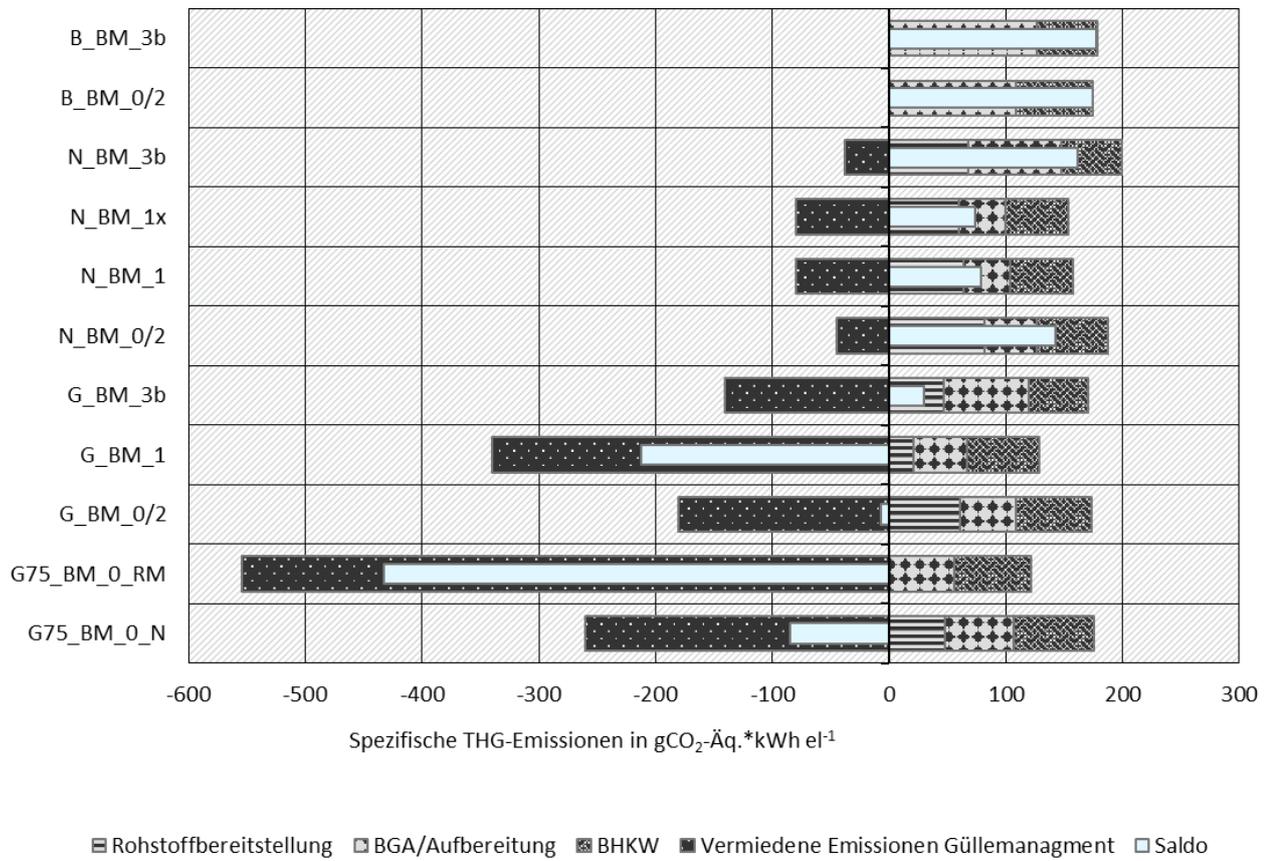


Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2019.

Eine Gegenüberstellung der aufsummierten THG-Emissionen der Jahre 2017 und 2030 in Tabelle 34 zeigt über alle Anlagenkonzepte signifikant geringere Emissionen für das Jahr 2030. Dies ist zum einen auf die für das Jahr 2030 unterstellte Technologieentwicklung (Minderung der CH₄-Verluste und des CH₄-Schlupfes, Erhöhung des Wirkungsgrades etc.; vgl. Anhang E.6) und zum anderen auf die Verwendung eines dem Zeithorizont entsprechenden Emissionsfaktors für den prozessbedingt verwendeten Strommix zurückzuführen.

In der vorliegenden Untersuchung wurde angenommen, dass sich dieser Emissionsfaktor von 489 g CO₂-Äq. je kWh_{el} für das Jahr 2017 (Icha und Kuhs 2018) im Jahr 2030 auf einen Wert von 450 g CO₂-Äq. je kWh_{el} verringert (Bundesregierung 2017).

Abbildung 27: Spezifische THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO₂-Äq. je kWh_{el} für das Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2019.

Tabelle 25: Gegenüberstellung der THG Emissionen der Jahre 2017 und 2030 in g CO₂-Äq. je kWh_{el} sowie der THG-Minderung in g CO₂-Äq. je kWh_{el} und in % je Anlagenkategorie und Betriebsmodell (BM)

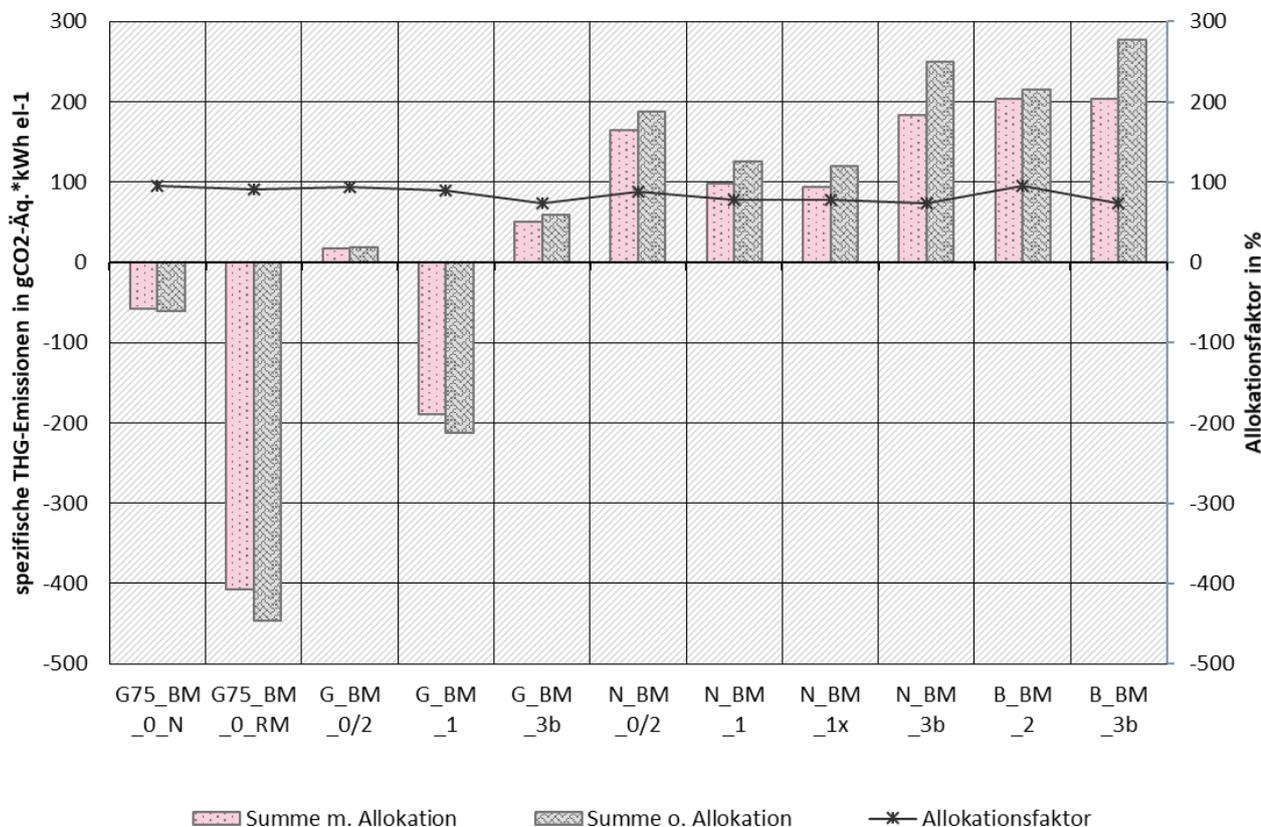
Anlagen-kategorie	Betriebs-modell	THG Emissionen in g CO ₂ -Äq/ kWh _{el} (2017)	THG-Minderung ggü. Referenz Strommix D 2017 in %	THG-Minderung in g CO ₂ -Äq/kWh _{el} (2017)	THG Emissionen in g CO ₂ -Äq/kWh _{el} (2030)	THG-Minderung ggü. Referenz Strommix D 2030 in %	THG-Minderung in g CO ₂ -Äq/kWh _{el} (2030)
B_BM	_3b	203	58,43	286	160,45	60,59	290
B_BM	_0/2	204,07	58,27	249	152,67	61,22	297
N_BM	_3b	183,04	62,57	306	144,07	64,17	306
N_BM	_1x	94,16	80,74	395	56,05	83,54	394
N_BM	_1	98,6	79,84	390	60,49	82,55	389
N_BM	_0/2	165,05	66,25	324	122,3	68,33	328
G_BM	_3b	50,97	89,66	438	30,11	93,3	420
G_BM	_1	-189,36	138,72	678	-232,82	147,17	683
G_BM	_0/2	17,65	96,39	471	-28,27	101,45	478
G75_BM	_0_RM	-407,4	183,31	896	-454,71	196,14	905
G75_BM	_0_N	-58,28	111,92	547	-107,78	118,81	558

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2019

5.2.1.5 Einfluss der Allokation auf die Gesamt THG-Emissionen

Den Einfluss der Allokation zwischen produziertem Strom und extern genutzter Wärme auf die gesamten THG-Emissionen zeigt die Abbildung 28. Insbesondere der hohe Wärmenutzungsgrad der Biomethankonzepte führt durch Anwendung des entsprechenden Allokationsfaktors zu einer deutlichen Verringerung der THG-Emissionen für die Strombereitstellung. Auf die THG-Emissionen der Konzepte G_BM_0/2 und G75_B_0_N hat die Allokation aufgrund des geringen Wärmenutzungsgrades keinen signifikanten Einfluss.

Abbildung 28: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO₂-Äq. je kWh_{el} für das Jahr 2017 mit und ohne Berücksichtigung der extern genutzten Wärme durch Allokation

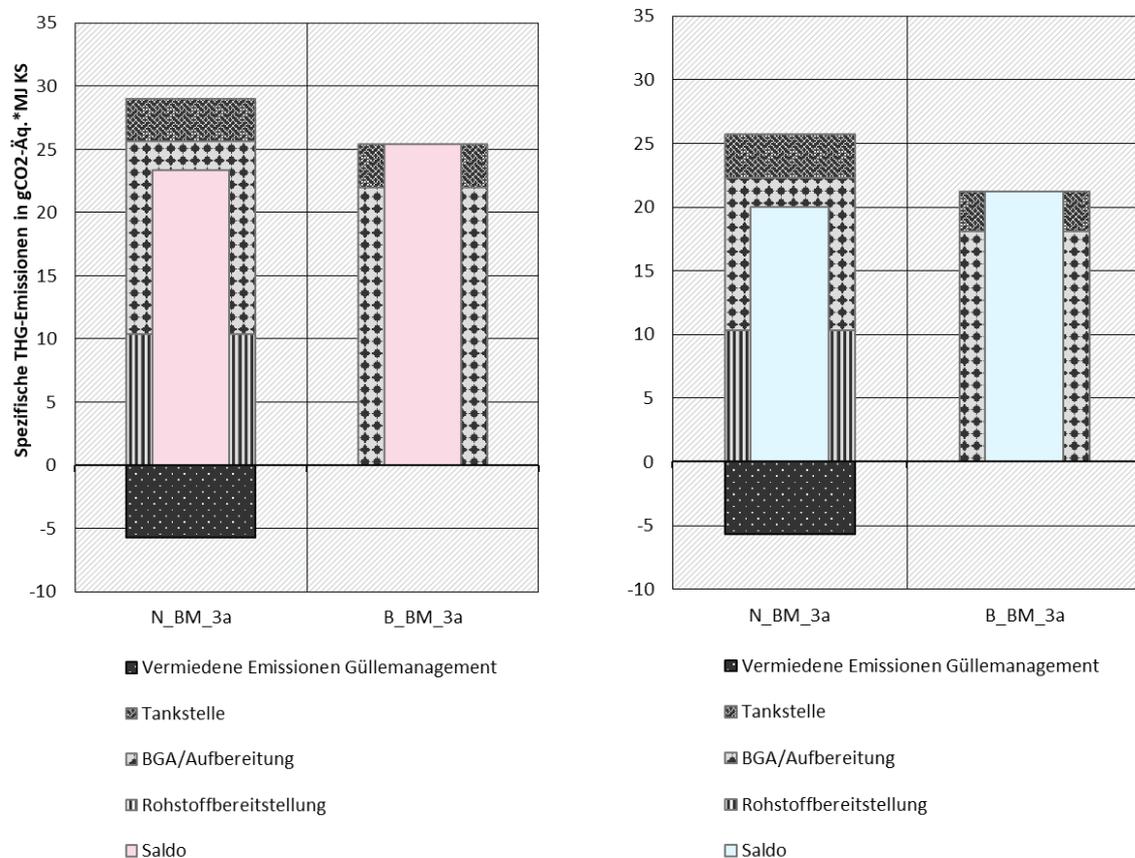


Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2019

5.2.2 Spezifische THG-Emissionen der Kraftstoffbereitstellung

Die gesamten THG-Emissionen der beiden Anlagenkonzepte zur Nutzung des produzierten Biomethans als Kraftstoff stellen sich in ihrer Höhe nahezu gleich dar. Die Unterschiede der Emissionen der einzelnen Prozessschritte wurden ausführlich im Kapitel 5.2.1 beschrieben und diskutiert. Vergleicht man die Werte der Kraftstoffproduktion mit dem fossilen Komparator der RED II in Höhe von 94 g CO₂-Äq./MJ, so weisen beide Konzepte in Betrachtung der Zeithorizonte ein Minderungspotenzial von 73-80 % auf (vgl. Abbildung 29 und Tabelle 26).

Abbildung 29: Spezifische THG-Emissionen für die Kraftstoffbereitstellung in g CO₂-Äq. je MJ für die Jahre (A) 2017 und (B) 2030



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2019. (A) 2017 (linke Darstellung), (B) 2030 (rechte Darstellung).

Tabelle 26: Gegenüberstellung der Gesamt THG-Emissionen der Jahre 2017 und 2030 in g CO₂-Äq. je MJ sowie der THG-Minderung in g CO₂-Äq. je MJ und in % der Anlagenkonfigurationen gegenüber fossilen Referenzwerte.

Anlagen-kategorie	Betriebs-modell	THG Emissionen in gCO ₂ -Äq./MJ (2017)	THG-Minderung ggü. Referenz Strommix D 2017 in %	THG-Minderung in gCO ₂ -Äq./MJ (2017)	THG Emissionen in gCO ₂ -Äq./MJ (2030)	THG-Minderung ggü. Referenz Strommix D 2030 in %	THG-Minderung in gCO ₂ -Äq./MJ (2030)
N_BM	_3a	23,31	72	60	20,02	79	74
B_BM	_3a	25,38	70	58	21,24	77	73

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2019. Fossile Referenzwerte nach (European Commission 2009), (European Commission 2018).

5.3 Spezifische THG-Vermeidungskosten

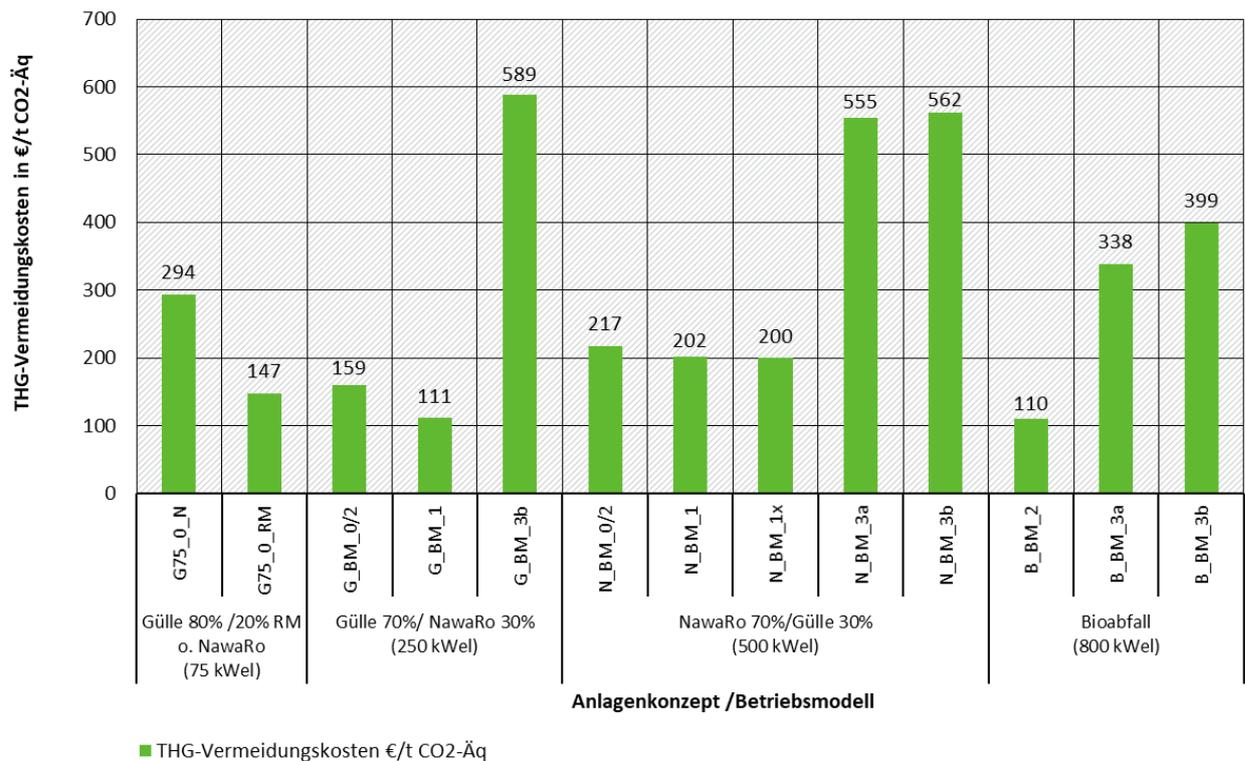
Auf der Basis der Gestehungskosten der Anlagenkonzepte (vgl. Kapitel 4.2) und der THG-Emissionen (vgl. Kapitel 5.2) wurden THG-Vermeidungskosten ermittelt. Die THG-Vermeidungskosten ergeben sich als Quotient aus der Differenz der Gestehungskosten der Biogaskonzepte zur jeweiligen fossilen Referenz und der Differenz der THG-Emissionen der Biogaskonzepte zur fossilen Referenz. Für die jeweiligen Referenzsysteme wurden die Erzeugungskosten nach IINAS/ÖKO 2012 (Thrän & Pfeiffer 2013) berücksichtigt (vgl. Anhang E.7).

Die Gestehungskosten der KWK-Konzepte (vgl. Abbildung 23) und der Kraftstoff-Konzepte (vgl. Abbildung 24) stellen Kosten für den Zeitraum 2021-2030 dar. Für die Darstellung der THG-Vermeidungskosten wurden zur Vergleichbarkeit die THG-Emissionen der Anlagenkonzepte die jeweils für 2017 und 2030 berechnet wurden (vgl. Abbildung 26, Abbildung 27, Abbildung 29), gemittelt. Für die KWK-Konzepte wurde als fossile Referenz der Strommix Deutschland frei Kraftwerkspark (ohne Stromnetz) nach IINAS/ÖKO 2012 mit rd. 9,8 ct/kWh_{el} als Mittelwert von 2020 und 2030 zu Grunde gelegt. Für die Kraftstoff-Konzepte wurde als fossile Referenz ein Mix aus Benzin und Dieselmotorkraftstoff angenommen, für den mittlere Erzeugerkosten (2020 - 2030) von 7,0 ct/kWh angenommen wurden.

Abbildung 30 zeigt die ermittelten THG-Vermeidungskosten der betrachteten Anlagenkonzepte (75-kW-Güllekleinanlagen, Gülle/NawaRo-Anlagen (250 kW_{el}), NawaRo/Gülle-Anlagen (500 kW_{el}) und die Bioabfallkonzepte (800 kW_{el}) mit ihren jeweiligen Betriebsmodellen BM 1 (Substratreduktion), BM 2 (Flexibilisierung) und BM 3 (Biomethan).

Für die KWK-Konzepte wurden für die Darstellung der THG-Vermeidungskosten die Stromgestehungskosten inkl. Wärmeerlöse berücksichtigen (vgl. Kapitel 4.3, Tabelle 21), da bei der Ermittlung der THG-Emissionen Strom und Wärme ebenfalls alloziert wurde (vgl. Kapitel 5.1). Für die grafische Darstellung der THG-Vermeidungskosten wurden mittlere Wärmeerlöse von 5 ct/kWh_{th} und ein Wärmenutzungsgrad von 50 % unterstellt. Der Überblick der Kosten, Erlöse und THG-Vermeidungskosten ist im Überblick in Anhang E.7 dargestellt.

Abbildung 30: Spezifische THG-Vermeidungskosten der betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle in € je t CO₂-Äq.



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2019 auf der Basis der Kostenbewertungen des Fraunhofer IEE, der ermittelten THG-Emissionen und der mittleren fossilen Erzeugungskosten 2020/2030 nach IINAS/ÖKO 2012 (Thrän & Pfeiffer 2013). Kostenbetrachtungen nach IEE für den Zeitraum 2021-2030; THG-Emissionen für 2017 und 2030 wurden für Vergleichbarkeit gemittelt; Gestehungskosten inkl. KWK-Erlöse (5 ct/kWh_{th} und 50 % externe Wärmenutzung bei KWK-VOV, bei Biomethan KWK 100%) nach IEE 2019.

Der Vergleich der Anlagenkonzepte untereinander zeigt, dass die Konzepte mit überwiegendem Gülleanteil – aufgrund der Güllegutschriften - vergleichsweise niedrige THG-Vermeidungskosten ggü. den NawaRo-Konzepten aufweisen. Das Betriebsmodell BM 1 (Substratreduktion des NawaRo-Anteils) zeigt ggü. BM 2 (Flexibilisierung) und BM 3 (Biomethan) in der jeweiligen Anlagenkategorie die geringsten THG-Vermeidungskosten.

Die Biomethan-Konzepte (BM3) jeder Anlagenkategorie weisen die höchsten THG-Vermeidungskosten auf, wobei die höchsten THG-Vermeidungskosten bei den NawaRo/Gülle-Konzepten auftreten.

Bei der Diskussion der relativ hohen THG-Vermeidungskosten für Biomethan als Kraftstoff ist anzumerken, dass die Darstellung lediglich zu anderen Biogasproduktions- bzw. Nutzungsoptionen vorgenommen wurde. Um die Werte innerhalb des jeweiligen Sektors einordnen zu können, wäre bei „Kraftstoff“ ein Vergleich mit anderen regenerativen Kraftstoffen wie Bioethanol, Biodiesel oder SNG aus PtX und für den Sektor „Strom“ ein Vergleich mit anderen regenerativen Energien zur Stromerzeugung sinnvoll.

6 Hemmnisse für Biogas-Bestandsanlagen

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, die praktische Umsetzbarkeit der in Kapitel 3 (vgl. Tabelle 15) identifizierten ökologisch und ökonomisch sinnvollen Anlagenkonzepte im Bestand unter Berücksichtigung der verschiedenen Betriebsmodelle zu prüfen und Hemmnisse für die Umsetzbarkeit zu identifizieren. Es soll aufgezeigt werden, wo Handlungsfelder für Unternehmen und politische Akteure liegen könnten, um ökologische Konzepte auch wirtschaftlich tragfähig umzusetzen. Dazu wurde eine Hemmnisanalyse zur Identifizierung ökologischer, ökonomischer, technischer und (genehmigungs-) rechtlicher Hemmnisse hinsichtlich der Umsetzbarkeit der ausgewählten Anlagenkonfigurationen durchgeführt.

6.1 Methodische Vorgehensweise

Die Hemmnisanalyse sieht einen ganzheitlichen Ansatz vor, der die Bereiche Ökologie, Technik, Ökonomie und Recht abdeckt. Die Hemmnisanalyse wurde durch die Projektpartner mit der entsprechenden Fachexpertise in den unterschiedlichen Bereichen durchgeführt.

Für die Hemmnisanalyse wurden verschiedene methodische Ansätze verwendet:

- a) Ökologische Hemmnisse (DBFZ) wurden in erster Linie durch einen Review vorhandener Studien und Projektergebnisse ermittelt.
- b) Ökonomische Hemmnisse (dena) wurden durch eine Diskussion und Varianz wichtiger Inputparameter auf der Kosten- und Erlösseite der zu betrachtenden Anlagenkonzepte (Abschätzung der Sensitivität wichtiger Inputparameter der in AP 2 berechneten Konzepte) ermittelt.
- c) Technische Hemmnisse (DBFZ) wurden in Abstimmung mit der technischen Bewertung (vgl. AP 2 IEE) erfasst.
- d) (Genehmigungs-)Rechtliche Hemmnisse (dena), die bspw. einem Weiterbetrieb bzw. der Neuausrichtung von Bestandsanlagen entgegenstehen können (EEG 2017 und BImSchG), wurden durch eine Auswertung der geltenden Rechtslage geprüft. BBH war in diese Prüfung eingebunden. Redaktionsschluss für die rechtliche Bewertung war Mai 2019.

Für die Betriebsmodelle wird eine Zusammenstellung aller identifizierten Hemmnisse erarbeitet, wodurch zugleich Ansatzpunkte für die Erarbeitung von Instrumenten zur Weiterentwicklung des Anlagenbestands aufgezeigt werden (vgl. Kapitel 8).

6.2 Überblick und Einordnung von Hemmnissen – Hemmniskatalog

Vor dem Hintergrund des Weiterbetriebs von relevanten Anlagenkonzepten von Biogasbestandsanlagen bis zum Jahre 2030 erfolgt nachfolgend in den Tabelle 27 bis Tabelle 30 eine Listung relevanter ökologischer, technischer, ökonomischer sowie (genehmigungs-)rechtlicher Hemmnisse (insgesamt 4 Hemmniskategorien). Die jeweiligen Hemmnisse sowie deren Abgrenzung untereinander werden dabei kurz beschrieben. Die überblicksartige Darstellung von Hemmnissen basiert dabei insbesondere auf Wissen und Einschätzungen des Projektkonsortiums. Zudem wurden gezielt Biogasanlagenbetreiber angesprochen, um deren Einschätzung zu möglichen Hemmnissen, unabhängig von einem möglichen Betriebsmodell, einzuholen und in die Bewertung einfließen zu lassen.

Innerhalb des Projektkonsortiums fand in Abstimmung mit dem Auftraggeber ein interner Review statt, um einerseits relevante Hemmnisse vollständig aufzulisten und diese andererseits präzise zu beschreiben und gut gegeneinander abzugrenzen.

Die Zuordnung von Hemmnissen der jeweiligen Anlagenkonzepte zu den entsprechenden Betriebsmodellen erfolgt ausschließlich in qualitativer Form. Es wird dabei bewusst auf eine Quantifizierung einzelner Hemmnisse verzichtet, da äußere Rahmenbedingungen – z. B. unterschiedliche Genehmigungsanforderungen auf Bundeslandebene und daraus resultierende Risiken hinsichtlich ihrer quantitativen Auswirkungen auf einzelne Anlagen bzw. Anlagenkonzepte – sehr heterogen ausgeprägt sind.

Die nicht abschließende Auflistung von Hemmnissen in den nachfolgenden Tabellen enthält zudem keine Priorisierung oder Gewichtung.

6.3 Allgemeine und spezifische Hemmnisse

Im Kapitel 6.3.1 werden zunächst in tabellarischer Form allgemeine Hemmnisse innerhalb der vier Hemmniskategorien (Ökologie, Ökonomie, Technik und Recht) dargestellt, die unabhängig vom Anlagenkonzept und vom jeweils gewählten Betriebsmodell (BM) gelten. Zudem werden sonstige Hemmnisse definiert, die keiner der vier Kategorien zugeordnet werden können (vgl. Kapitel 6.3.1.5).

Anschließend wird im Kapitel 6.3.2 im Rahmen von drei Anlagensteckbriefen betrachtet, welche spezifischen Hemmnisse bei den drei Betriebsmodellen auftreten können. In Kapitel 6.4 werden die Ergebnisse der Hemmnisanalyse zusammenfassend dargestellt.

6.3.1 Allgemeine Hemmnisse

In diesem Kapitel werden allgemeine Hemmnisse aufgeführt, die übergreifend alle Betriebsmodelle betreffen können.

Die Zuordnung eines Hemmnisses zu einer der vier Hemmniskategorien (Ökologie, Ökonomie, Technik und Recht) schließt es nicht aus, dass das Hemmnis gleichzeitig auch anderen Kategorien zugeordnet werden könnte. Dies soll an folgendem Beispiel veranschaulicht werden: Zum Zwecke eines flexibilisierten Anlagenbetriebs wird ein BHKW zu einer bestehenden Biogasanlage hinzugebaut. Die zusätzliche installierte elektrische Leistung kann jedoch nicht ohne Weiteres über den vorhandenen Netzverknüpfungspunkt an das Stromnetz angeschlossen werden. Limitierend wirkt der aktuelle Zustand des Stromnetzes: eine dauerhafte Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus der flexibilisierten Biogasanlage wäre nicht sichergestellt. Dafür müsste das Netz unter Umständen zunächst ausgebaut werden, was weitere Netzausbaukosten auslösen würde. Ob dieser Netzausbau stattfinden müsste oder ob der Anlagenbetreiber bspw. für die zusätzlich installierte elektrische Leistung einen anderen Netzverknüpfungspunkt „anzusteuern“ hätte, geben die Regelungen des EEG 2017 vor. Neben der technischen Eignung des Netzes wären in diesem Beispiel neben ökonomischen Folgen insbesondere rechtliche Vorgaben zu bedenken.

In solchen Fällen, in denen sich ein Hemmnis in verschiedenen Hemmniskategorien auswirken kann, ist es in den folgenden Tabellen ggf. in mehreren Kategorien aufgeführt. Eine solche Mehrfachzuordnung wurde allerdings nicht in jedem Fall vorgenommen, sondern nur dann, wenn es für ein Hemmnis in der einzelnen Hemmniskategorie spezifischen eigenständigen Erörterungsbedarf gibt. Dies wurde bspw. im Fall von THG-Emissionen verneint. Diese werden lediglich unter

ökologischen Hemmnissen abgehandelt, obwohl bestimmte THG-Quoten vom Gesetzgeber vorgegeben werden und damit auch ein rechtlicher Bezug besteht.

6.3.1.1 Ökologische Hemmnisse

Hinsichtlich der ökologischen Hemmnisse sind eine Vielzahl an (rechtlicher) Anforderungen für den Anlagenbetrieb zu berücksichtigen, die für einen optimierten Anlagenbetrieb notwendig sind, jedoch i.d.R. mit zusätzlichen technischen Maßnahmen und höherem Kostenaufwand einhergehen (z.B. Umwallung, Gärrestlagerabdeckung, automatisierter Fackelbetrieb mit Anschluss an das Gasmanagement; Einsatz von Nachverbrennungstechniken für Abgas; Einsatz von Biofiltern bei Bioabfallvergärung mit saurem Wäscher).

Tabelle 27: Ökologische Hemmnisse - allgemein

Kategorie/Parameter	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
THG-Emissionen	<p>Der Wechsel von Energiepflanzen zur stärkeren Reststoffnutzung (z.B. Gülle) ist aufgrund der Substratreduktion von Energiepflanzen für den Einsatz in Biogasanlagen mit geringeren anbauseitigen Emissionen für den Anteil der Anbaubiomasse verbunden, kann bei Steigerung der Güllemenge jedoch mit höheren logistischem Aufwand verbunden sein (u.a. Transport von Gülle umliegender Landwirte).</p> <p>Emissionen Gärrestlager: Anforderung an gasdichter Abdeckung der Gärrestlager mit Gaserfassung zur Minimierung der möglichen Restgasemissionen (erhöhter Kostenaufwand);</p> <p>Emissionen BHKW / Gasnutzung: rechtliche Auflagen und Grenzwerte zu berücksichtigen; bei zu hohen Methanemissionen geeignete Nachverbrennungsstufe notwendig (genehmigungsrelevant; mit höheren Kosten verbunden);</p> <p>Anbau von Biomasse mit anbauseitigen Emissionen verbunden, die die THG -Bilanz verschlechtern; N-Düngung; Anbau humuszehrender Substrate (insbesondere bei Mais, Zuckerrübe)</p>
Belastung Grundwasser/Boden	<p>Stickstoffeintrag über Rückführung Gärreste reglementiert; EU-Anforderungen in nationales Recht derzeit nur begrenzt umgesetzt; Anforderungen und Auflagen an Biogasanlagen einzuhalten; Anbau von Biomasse mit anbauseitigen Belastungen für den Boden (wie z.B. Verdichtung durch Maschineneinsatz und Erosion bei Monokulturen) verbunden; Nicht vergärbare Substanzen wie Mikroplaste und sonstige nicht biologisch abbaubare Substanzen in der Biomülltonne können durch Vergärung gewonnen Dünger in den Boden geraten.</p>
Umweltverträglichkeitsprüfungen, Umweltauflagen gesetzlicher Regelungen, Grenzwerte für NO _x -Emissionen, Feinstaub-/ Rußpartikelemissionen	<p>Vielzahl an Auflagen und Verordnungen beim Anlagenbetrieb zu berücksichtigen, die keiner bundeseinheitlichen Regelung unterliegen und erhebliche Unterschiede beim Vollzug in den Bundesländern aufweisen; geht i.d.R. einher mit zusätzlichen technischen Maßnahmen und höherem Kostenaufwand (z.B. Umwallung, Gärrestlagerabdeckung, automatisierter Fackelbetrieb mit Anschluss ans Gasmanagement; Einsatz von Nachverbrennungstechniken für Abgas; Einsatz von Biofiltern bei Bioabfallvergärung mit saurem Wäscher);</p> <p>Emissionen BHKW / Gasnutzung: rechtliche Auflagen und Grenzwerte für NO_x-Emissionen zu berücksichtigen (u.a. durch die Novelle der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft [derzeit in Entwurf] bestehende TA Luft aus dem Jahr 2002); ggf. Einsatz von speziellen Katalysatoren (z.B. erforderlich (→ relevant für die Genehmigungsgrundlage und mit höheren Investitionen verbunden)</p>

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, dena und BBH 2019

6.3.1.2 Technische Hemmnisse

Bei den allgemeinen technischen Hemmnissen ist zunächst die Aussage zu treffen, dass diese eng mit den ökonomischen Hemmnissen verbunden sind, z. B. weil vorhandene bauliche und/oder technische Komponenten an Bestandsanlagen nicht mehr dem aktuellen Stand der Sicherheit und Technik entsprechen und daher, z.B. aufgrund einer Laufzeitverlängerung, erneuert werden müssen. Diese Investitionen in bauliche und/oder technische Anlagenkomponenten erfordern finanzielle Mittel zur Realisierung, sind aber technisch ohne weiteres umsetzbar. Hingegen gibt es aber nach wie vor bestimmte technische Bereiche an Biogasanlagen, an denen noch Forschungsbedarf besteht bzw. vorhandene technische Lösungen noch nicht fundiert in der Praxis erprobt sind bzw. sich gerade in der Erprobung/Feldtests befinden, z.B. aufgrund stark verschärfter gesetzlicher Vorschriften bzgl. den Grenzwerten vom Emissionen an Biogasanlagen (Stichwort: Abgasnachbehandlung von Blockheizkraftwerken/44. BImSchV).

Grundsätzlich ist es möglich, dass bestimmte bauliche und/oder technische Anpassungen womöglich nicht vorgenommen werden müssen, da der Bestandsschutz greift, beispielsweise bei messtechnischen Einrichtungen oder aber da eine Nachrüstung nicht möglich ist, z.B. ein Leckage-Erkennungssystem bei bestehenden Gärbehältern.

Tabelle 28: Technische Hemmnisse - allgemein

Technische Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
Substratlagerung	Bei bestimmten Substraten eine spezielle Lagerung erforderlich. Dies betrifft z.B. die Zuckerrübe.
Substratvorbehandlung	Die Störstoffbeseitigung (z.B. Entfernung von Plastik) erfordert hohe technische Aufwendungen, wobei die im Bioabfall vorhandenen Störstoffe technisch nur zu einem gewissen Grad entfernt werden können. Zudem kann sich die Sortierqualität verschlechtern (z.B. bei "Großwohnsiedlungen")
Substratzerkleinerung (Desintegration)	Bzgl. "Desintegration" von Substraten besteht in der Praxis ein "Knowledge Gap", da es derzeit kein unabhängig geprüftes Wissen zu Desintegrationsverfahren und deren tatsächliche Auswirkungen gibt. Desintegrationsverfahren können spezifischen Gasertrag erhöhen, allerdings zu Lasten des Energiebedarfes, so dass der Mehraufwand (i.d.R. höherer Strombedarf) zu berücksichtigen ist
Substratqualität/-auswahl	Durch die Reduktion ausschließlich von nachwachsenden Rohstoffen kann es schwierig werden, eine flexible Fütterung durchzuführen bzw. Probleme in der Fermenterbiologie können entstehen. Zudem ist die Verfügbarkeit der landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffe ebenfalls saisonal unterschiedlich, was die Verfügbarkeit in der Gasproduktion einschränken kann, da nicht mit nachwachsenden Rohstoffen "nachgesteuert" werden kann
Nicht vergärbare Substanzen	Plaste und sonstige nicht biologisch abbaubare Substanzen in der Biomülltonne können bei Bioabfallanlagen zu Problemen bei der energetischen Verwertung führen und erfordern Vorbehandlungsschritte bzw. -verfahren (u.a. Siebung, Zerkleinerung).
Rührwerke	Durch die Reduktion von nachwachsenden Rohstoffen bzw. Umstellung auf alternative Substrate kann dies - je nach Art der Substrate - in der Umstellungsphase Probleme beim "Rühren" des Fermenters verursachen. Zudem erfordert dies ggf. einen höheren Aufwand bzgl. der Beherrschbarkeit des "Rührens" - Stichwort: Rührwerksmanagement und Kontrolle der Anforderungen der Bakterienstämme im Fermenter.

Technische Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
Behälter	Wenn nachwachsende Rohstoffe durch landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe ersetzt werden, kann dies u.U. zu einem höheren Bedarf an Lagervolumen führen, wenn diese Substrate kürzere Verweilzeiten aufweisen (z.B. höherer Einsatz von Gülle).
Statik	Bei Umbau bzw. der Erweiterung der Gasspeicher im Rahmen der Flexibilisierung besteht u.U. das Problem, dass moderne Gasspeichersysteme teilweise aus statischen Gründen nicht auf bestehende Fermenter installiert werden können und weitere Maßnahmen für eine Gasspeichererweiterung erforderlich sind (technische resp. statische Prüfung, bauseitiger Anlagenanpassung zur Erfüllung der Anforderungen an ein Gasspeichersystem mit pneumatisch vorgespannten zweischaligen Gasspeichern).
Art der Gasspeicher / Gasspeicher-management	Es sind im Biogasanlagenbestand unterschiedliche Gasspeichersysteme (einschalig, zweischalig mechanisch vorgespannt, zweischalig pneumatisch vorgespannt) verbreitet. Die Kombination verschiedener Gasspeichertypen/-bauformen kann zu einer eingeschränkten Ausnutzung der Nettogasspeicherkapazität führen. Aus diesem Grund sollten korrespondierende Gasspeichersysteme mit pneumatisch vorgespannten zweischaligen Gasspeichern ausgestattet sein.
Gasspeicherfüllstand-messsystem	Es existieren verschiedene Gasspeicherfüllstandmesssysteme (z.B. Seilzug, Schlauchwaage, Ultraschall). Allerdings besteht in der Praxis das Problem, dass diese bei geringem Gasspeicherfüllstand (z.B. kleiner 30%) technisch bedingte „Totzonen des Messbereiches“ erreichen können und in diesem Fall kein Füllstand detektiert werden kann (signifikante Abweichung des Messwertes zu real vorliegendem Füllstand). Außerdem ist auf die Eignung der Füllstandmesssysteme auf die neu eingesetzten Gasspeicherbauformen zu achten (bspw. Gasspeicherinnendruckmessung zur Ermittlung des Gasspeicherfüllstandes bei pneumatisch vorgespannten Gasspeichersystem ungeeignet)
Gasreinigung und -entschwefelung	Im Rahmen der Flexibilisierung muss durch den Start-Stopp-Betrieb der BHKW in kürzeren Zeitabständen mehr Gas gereinigt werden.
Abgasnachbehandlung	Insbesondere aufgrund der Verschärfung gesetzlicher Vorschriften (z.B. TA-Luft, 44. BImSchV) müssen Betreiber heute und zukünftig absehbar schärfere Grenzwerte für Staub, Stickoxide (NO _x), Formaldehyd (CH ₂ O), Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenwasserstoffe (HC) und Methan (CH ₄) einhalten. Dabei können z.B. NO _x -Emissionen lediglich mit SCR- bzw. SNCR-Katalysatoren reduziert werden (mit evtl. höheren Ammoniakemissionen) und Methan respektive im Abgasstrom noch vorhandene Kohlenstoffverbindungen ausschließlich mit einer regenerativen Thermischen Oxidation (RTO).
Gärrestbehandlung	Separation (Fest-/Flüssigtrennung) Gärrest zum Bsp. Gülle - technisch machbar; lediglich Kostenaufwand; N-Stripperverfahren bei besonders N-haltigen Substraten (u.a. HTK, Geflügelfestmist) erfordern technisch höheren Aufwand; Gärrestaufbereitungen für Flüssigphase (u.a. mit Verfahren der Umkehrosmose) zur Herstellung vorfluter-einleitfähigem Abwasser mit höheren technischen Aufwand und höheren Kosten verbunden.
Infrastruktur	Das bestehende Tankstellennetz müsste angepasst /erweitert werden, um Biomethan als CNG/LNG einzusetzen; Technisch machbar; Frage der Kosten und der Umsetzung; Substratlogistik /Sammlung (u.a. Gülle/Abfall) je nach Infrastruktur unterschiedlichen Einfluss auf die Erfassungsrate und Substratmengen, die im Umkreis einer Anlagen anfallen und kostengünstig zur Anlage transportiert werden können.

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ und dena, 2019

6.3.1.3 Ökonomische Hemmnisse

Viele der betriebswirtschaftlichen Risiken, die sich aus der Substanz der Bestandsanlage (Hersteller der Anlage bzw. einzelner Anlagenkomponenten) und ihrem Betrieb (Wartung und Reinvestitionen) ergeben, sind sehr spezifisch und in der Regel vom Einzelfall abhängig. Konkret verwenden Anlagenhersteller unterschiedliche Komponenten, die ab der Inbetriebnahme der Anlage verschiedene Leistungsparameter und Wartungskosten verursachen. Zugleich sind auch die Pflege und der Betrieb der Anlagen durch die Betreiber von großer Bedeutung, da eine pflegliche Behandlung der Anlage mit regelmäßigen Wartungszyklen und Ersatzinvestitionen die Qualität und Langlebigkeit der Anlage verbessern. Nach Erfahrungen des Projektkonsortiums sind hier große Spannbreiten in der Praxis zu verzeichnen, weswegen die Ausweisung von ökonomischer Kennzahlen und Sensitivitäten für die Kostenseite nur wenig sinnvoll erscheint. Solche Zahlen sind jeweils Gegenstand einer Einzelfallbetrachtung und der Versuch eine allgemeine Aussage abzuleiten, wäre daher an vielen Stellen nicht möglich.

Ohne Zweifel von herausgehobener Bedeutung für die Weiterführung des Anlagenbetriebs von Bestandsanlagen in einem veränderten Betriebskonzept ist die Einnahmeseite. Alle Berechnungen der Vergangenheit zeigen hier die übergeordnete Bedeutung durch die Förderung des EEG. Auch für die hier zu bewertenden Betriebsmodelle/Anlagenkonzepte wird eine finanzielle Förderung notwendig sein. Die Höhe dieser Förderung, die für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen in neuen Betriebsmodellen notwendig ist, ist dabei von vielen Parametern abhängig. Dies sind u.a. der sich aus dem Zustand der Bestandsanlage und dem Zielkonzept ergebende Umrüstaufwand, sich verändernde Substratbedarfe und -kosten sowie, die Möglichkeit Zusatzerlöse zu generieren.

Tabelle 29: Ökonomische Hemmnisse - allgemein

Ökonomische Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
Auslaufen der EEG-Förderung	Auslaufen der EEG-Förderung für BGA nach dem Ende der gesetzlichen Förderdauer (in der Regel 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres)
Möglichkeit für zeitlich begrenzte EEG-Anschlussförderung	Auslaufen der optionalen Verlängerung der EEG-Förderung (über Ausschreibungen) nach derzeit 10 Jahren
Zunahme von Kosten - Genehmigung	Eine Veränderung des Betriebsmodells kann eine veränderte /neue Genehmigung erforderlich machen - bspw. durch eine Steigerung der Anlagenkapazität (Strom- bzw. Gasleistung) bzw. des Gasspeichervolumens. Steigende Anforderungen und strengere Auflagen für den Einsatz von Reststoffen und deren Lagerung (AwSV, Düngeverordnung, TA-Luft) sind mit hohen Kosten verbunden (z.B. Gülle).
Zunahme von Kosten - Wartung/ Instandhaltung	Eine Veränderung des Betriebsmodells oder höhere Aufwände (bspw. altersbedingt) können steigende Kosten für Wartung/Instandhaltung hervorrufen.
Zunahme von Kosten - Substrate	Der Anteil der Substratkosten kann je nach Anlagengröße über 50% der jährlichen Gesamtkosten betragen. Eine Absicherung ist bedingt durch langlaufende Lieferverträge möglich. Bei zunehmender Flächenkonkurrenz sind Preissteigerungen für Anbaubiomasse zu berücksichtigen. Beim Einsatz von Gülle in BGA liegt eine vergleichsweise geringe Transportwürdigkeit vor aufgrund des geringeren spez. Energiegehalt von Gülle), was höhere Transportkosten

Ökonomische Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
	<p>erfordert und größere spezifische Investitionen für Gärrestlager/Fermenter notwendig werden lässt bei einem höherem Gülleanteil; Sammlung und Aufbereitung von ausreichend Bioabfällen für Vergärung mit hohem Aufwand verbunden</p>
<p>Zunahme von Kosten - Transformation Betriebsmodell - Investitionsbedarf</p>	<p>Eine Veränderung des Betriebsmodells bspw. die Nutzung von Biogas als Kraftstoff statt in der KWK kann Kosten für den Umbau / die Ertüchtigung der bestehenden BGA hervorrufen. Die Umstellung auf den flexiblen Anlagenbetrieb erzeugt notwendige Investitionen in BHKW, Gasspeicher, ggf. Wärmespeicher; Gasspeichermanagement etc.; Gilt auch bei Veränderungen des Substrateinsatzes (z.B. Gülle); NawaRo-Reduktion, Umstellung auf alternative Substrate (u.a. Gülle, Stroh, Zwischenfrüchte, sonstige landwirtschaftliche /industrielle Rest- und Abfallstoffe etc.); hier ist bspw. eine Vergrößerung des Gärrestlagers ein denkbares Hemmnis</p>
<p>schwierigere Vermarktung von Gärresten als Dünger in Nährstoffüberschussregionen</p>	<p>Anrechnung von Wirtschaftsdünger tierischer und organischer Herkunft auf Stickstoffobergrenze erfolgt gemäß Düngeverordnung. Gärresttransporte aus Nährstoffüberschussregionen erzeugen hohe Transportkosten und ggf. zusätzliche Kosten für Gärrestbehandlung (u.a. Separation). Ein erhöhter Aufwand für die Gärrestaufbereitung (Reduktion Wasseranteil) ist zu erwarten, wenn Gärreste verstärkt außerhalb dieser Regionen vermarktet werden sollen, da nur so die Transportwürdigkeit der Gärreste erreicht werden kann.</p>
<p>Finanzielle Risiken und fehlende Kreditwürdigkeit</p>	<p>Insbesondere bei projektgetriebenen Biogasanlagenkonzepten ohne eine Kombination mit einem landwirtschaftlichen Betrieb als „zweites Standbein“ fehlen möglicherweise die Voraussetzung für z.B. eine Bürgschaft und alternativen Einkommensquellen. Zudem fehlen womöglich notwendige Rücklagen, die bereits mehrere Jahre vor Umsetzung eines neuen Betriebsmodells hätten erfolgen müssen, um Folgekredite in Anspruch zu nehmen (Stichwort: zu geringe Eigenkapitalquote und keine gute Bonitätsbewertung seitens des Kreditinstituts). Weiterhin stehen Finanzierungsinstitute aktuell neuen Betriebsmodellen für Biogasanlagen eher kritisch gegenüber, da teilweise keine Garantien von Seiten der Betreiber abgegeben werden können, ob diese Einnahmen (z.B. Börsenmehrerlöse) auch wirklich langfristig eintreffen werden, da die Risikobewertung eines Kreditinstituts zumeist von einem „worst-case“-Szenario ausgeht, d.h. die geplanten „unsicheren“ Erlöse bleiben vollständig aus.</p>
<p>Unsichere Entwicklung der Erlösseite im Bereich Strom, Wärme, Gas, Systemdienstleistungen und Gärreste</p>	<p>Aufgrund unsicherer Rahmenbedingungen sind zukünftige Erlöse schwer abschätzbar. Zusätzliche Einnahmen können daher lediglich abgeschätzt werden (Bsp. über Strompreisprognosen; Entwicklung fluktuierender Energie wie PV und Wind). Zudem könnten neue Erlösmöglichkeiten hinzukommen, die heute noch nicht definiert sind, insbesondere die Vergütung von Systemdienstleistungen (z.B. Einspeisemanagement, Bereitstellung von Blindleistung (derzeit kostenlos, aber Pflicht), Schwarzstartfähigkeit von BHKW oder Redispatchmaßnahmen).</p>

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ und dena, 2019

6.3.1.4 Genehmigungs-)Rechtliche Hemmnisse

Für einen künftigen (Weiter-)Betrieb von Biogasbestandsanlagen sind u. a. die rechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten. Den Gesetzen ist bspw. zu entnehmen, ob der künftige Betrieb der Biogasanlage oder ggf. erforderliche technische Umbauten von den zuständigen Behörden geprüft und genehmigt werden müsste. Für den konkreten Einzelfall ist zu bewerten, ob eine neue oder geänderte Genehmigung erforderlich wäre oder ob etwa eine Anzeige zu einer geänderten Betriebsweise genügen würde. Diese Prüfung wird der Anlagenbetreiber (vorab) regelmäßig auch selbst vornehmen müssen, um die richtigen Schritte einleiten zu können. So können bspw. verschiedene Anforderungen an Antragsunterlagen bestehen, was die Abbildungen in Anhang F.1 und F.2 verdeutlichen. Mit seiner Prüfung und mit der Umsetzung der Ergebnisse ist für den Anlagenbetreiber ein bestimmter Zeit- und auch Kostenaufwand verbunden, weil unter Umständen Aufwendungen für eine externe Beratung anfallen können.

Je nach genehmigungsrechtlicher Ausgangssituation für den vorhandenen Anlagenbestand und je nach den Auswirkungen auf den künftigen Anlagenbetrieb, die mit einer Änderung des Betriebsmodells einhergehen, sind verschiedene Möglichkeiten denkbar, auf welchen Wegen ein genehmigungsrechtliches Verfahren durchlaufen werden könnte. Einen Überblick zu verschiedenen Möglichkeiten der „Entscheidungspfade“ für Genehmigungsverfahren ist im Anhang F.3 dargestellt.

Die grundsätzliche Frage, ob der künftige Betrieb nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz genehmigt werden muss oder ob lediglich ein baurechtliches Verfahren durchzuführen ist, regelt im Ausgangspunkt § 4 BImSchG. Danach bedürfen die Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die auf Grund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebs in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu benachteiligen oder erheblich zu belästigen, sowie von ortsfesten Abfallentsorgungsanlagen zur Lagerung oder Behandlung von Abfällen einer Genehmigung (vgl. § 4 Abs. 1 Satz 1 BImSchG).

Zur genehmigungsrechtlichen Einordnung werden in der Praxis bspw. folgende Faktoren als wichtig angemerkt:

- ▶ gesamte installierte Feuerungswärmeleistung des Blockheizkraftwerks,
- ▶ Biogasproduktionskapazität (umgerechnet auf Normbedingungen) der Biogasanlage in m³/a,
- ▶ Biogasaufbereitung,
- ▶ Art und Menge der Einsatzstoffe (nachwachsende Rohstoffe, tierische Nebenprodukte, Bioabfälle, sonstige Abfälle),
- ▶ Fassungsvermögen des Gülle- und/oder Gärrestlagers oder die
- ▶ Aufnahmekapazität oder Gesamtlagerkapazität für gefährliche bzw. nicht gefährliche Abfälle.⁶

Insbesondere unter Berücksichtigung der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV), die konkrete Vorgaben für die Genehmigungsbedürftigkeit

⁶ Vgl. Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (Hrsg.), S. 2 f.

enthält, ist für jede konkrete Anlagenkonstellation zu bewerten, ob eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung erforderlich sein kann. Zum Stand Juni 2016 vermittelt eine Übersicht des Bayerischen Landesamts für Umwelt die teilweise „kleinteiligen“ Weichenstellungen. Die Übersicht ist im Anhang F.4 dargestellt.

Ob sich bei einer genehmigungsrechtlichen Bewertung Hemmnisse herausstellen können, hängt – dies sei an dieser Stelle wiederholt – zu allererst vom konkreten Einzelfall ab. U. a. in Abhängigkeit von der technischen Ausgangssituation, möglichen geplanten technischen Änderungen und dem künftigen Anlagenbetrieb können verschiedene rechtliche Maßgaben zu beachten sein. Als rechtliche Hemmnisse können sich bspw. Vorgaben zu Emissionswerten (TA Luft, TA Lärm) oder Vorgaben für die Lagerdauer von Substraten erweisen. Darüber hinaus werden mögliche rechtliche Hemmnisse auch vom jeweiligen neuen Betriebsmodell und den dafür maßgeblichen rechtlichen Anforderungen abhängen. Darauf wird im Einzelnen bei der Betrachtung spezifischer Hemmnisse zurückzukommen sein.

Neben dem Genehmigungsrecht ist in rechtlicher Hinsicht ein weiterer Bereich untersuchungsbedürftig: In den vergangenen Jahren wurde die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien maßgeblich durch die Förderregelungen in verschiedenen Fassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) geprägt. Dessen aktuelle Ausgestaltung sollten Anlagenbetreiber ebenfalls „im Blick haben“.

Die Hinweise zu (genehmigungs-)rechtlichen Hemmnissen erstrecken sich letztlich auf diese beiden Regelungskomplexe (Genehmigungsrecht und EEG). Dies gilt sowohl für die Darstellung der allgemeinen als auch für die der spezifischen Hemmnisse.

Tabelle 30: (Genehmigungs-)Rechtliche Hemmnisse - allgemein

(Genehmigungs-)Rechtliche Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
Befristung der bisherigen Genehmigung	Im Falle einer Befristung der bisherigen Genehmigung wären zeitliche Beschränkungen der Genehmigungswirkung zu bedenken. Der Rechtsrahmen ermöglicht Befristungen, sieht sie aber nicht als Grundsatz vor.
keine Genehmigung für neues Betriebsmodell	Die Veränderung des Betriebsmodells kann eine neue Genehmigung des Anlagenbetriebs erfordern. Gleiches gilt im Falle baulicher Veränderungen der Anlage. Für den Einzelfall wäre zu klären, ob eine neue oder geänderte Genehmigung erforderlich ist oder ob bspw. eine Anzeige zur geänderten Betriebsweise genügt. Ob sich bei der ggf. erforderlichen genehmigungsrechtlichen Neubewertung, die an sich schon als Hemmnis betrachtet werden könnte, inhaltliche rechtliche Hemmnisse herausstellen können, hängt vom jeweiligen neuen Betriebsmodell und den dafür maßgeblichen rechtlichen Anforderungen ab. Als rechtliche Hemmnisse können sich bspw. Vorgeben zu Emissionswerten (TA Luft, TA Lärm) oder Vorgaben für die Lagerdauer von Substraten erweisen.
Weiterentwicklung des EEG	Das EEG stellt für den Betrieb von Biogasbestandsanlagen einen zentralen Bestandteil des aktuellen Rechtsrahmens dar. Inhaltliche Änderungen fanden in den vergangenen Jahren in vergleichsweise kurzen Abständen statt. Der EEG-Rechtsrahmen ist insoweit wenig verlässlich. Als allgemeine rechtliche Hemmnisse können in diesem Zusammenhang stichpunktartig weiter folgende einzelne Aspekte wirken: der EEG-Förderzeitraum und die -Förderhöhe, Möglichkeiten einer Anschlussförderung, die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung als „Türöffner“ für eine weitere

(Genehmigungs-) Rechtliche Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
Allgemeine Anforderungen an den Anlagenbetrieb bei einer Änderung des Betriebsmodells	<p>Förderung und Ausgestaltung von Ausschreibungen im Detail, die Höchstbemessungsleistung oder der EEG-Anlagenbegriff.</p> <p>Wird das Betriebsmodell einer Anlage geändert, können daraus im Einzelfall rechtliche Anforderungen an den Anlagenbetrieb erwachsen, die bislang nicht einzuhalten waren. Derartige Anforderungen können sich bspw. auf Grenzwerte maximal erlaubter Emissionen, auf die Lagerung gefährlicher Stoffe vor Ort, auf die Sicherung gegen den Austritt von Substratmasse aus den Behältern, auf generelle Arbeitsrichtlinien bzgl. des Betriebs genehmigungsbedürftiger Anlagen im Sinne des Arbeitsschutzes usw. beziehen. Relevante Rechtsgrundlagen sind bspw. die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), die Gefahrstoffverordnung (GefStoffV) oder künftig die Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen sowie zur Änderung der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (44. BImSchV). Darüber hinaus sind weitere allgemein-anwendbare Vorgaben für immissionsschutzrechtlich relevante Anlagen zu beachten. Dazu gehört jüngst auch die Technischen Regeln in der Anlagensicherheit der „TRAS 120 Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen“ (TRAS 120). Sie wurde von der Kommission für Anlagensicherheit (vgl. § 51a BImSchG) erarbeitet und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit im Bundesanzeiger veröffentlicht. Die TRAS 120 gilt für die Errichtung, Beschaffenheit und den Betrieb von Biogasanlagen, die als Betriebsbereich oder Bestandteil eines Betriebsbereichs der Störfall-Verordnung unterliegen.⁷ Sie gilt ferner für immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Biogasanlagen, die der Störfall-Verordnung nicht unterliegen.⁸ Außerdem ist die TRAS 120 sowohl von Betreibern neu zu errichtender Anlagen als auch von Betreibern von bereits bestehenden Anlagen zu beachten.⁹ Für Anforderungen, die aus technischen Gründen nicht nachträglich umgesetzt werden können, sind im Einzelfall abweichende Maßnahmen möglich.¹⁰ Inhaltlich enthält die TRAS 120 technische Regeln, die den Stand der Technik im Sinne von § 3 Abs. 6 BImSchG sowie den Stand der Sicherheitstechnik im Sinne des § 2 Nr. 10 12. BImSchV abbilden.¹¹ Da der Stand der Technik von den Betreibern zu beachten ist oder bspw. für das Genehmigungsverfahren Relevanz hat, kommt den einzelnen Vorgaben der TRAS 120 große Praxisrelevanz zu (vgl. bspw. § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG oder § 6 Abs. 3 Nr. 2 BImSchG).</p>
Anforderungen an Produkte (Strom, Wärme, Kraftstoff) aus dem Anlagenbetrieb	<p>Sind Veränderungen der rechtlichen Anforderungen an die Produkte zu erwarten? Denkbar sind hier veränderte Anforderungen an den Substrateinsatz (bspw. mehr Reststoffe), aber auch strengere Anforderungen an die Zertifizierung. Zukünftig kann erwartet werden, dass der CO₂-Footprint oder CO₂-Einsparungen von zunehmender Bedeutung bei einem sich verbesserten Strommix sein könnten. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Vermarktung von Strom aus Biogasbestandsanlagen, gerade wenn die Anlagen aus der EEG-Förderung fallen, halten u.a. bei der Vermarktung regionaler Stromprodukte oder bei Quartiersversorgungen klärungsbedürftige Fragestellungen bereit. Dies betrifft in Flexibilisierungssachverhalten bspw. auch mögliche nachteilige Auswirkungen auf Stromsteuerbefreiungen. Die sogenannte Sektorenkopplung und die Einbettung von</p>

⁷ Vgl. BAnz AT 21.01.2019 B4, S. 3.

⁸ Vgl. BAnz AT 21.01.2019 B4, S. 3.

⁹ Vgl. BAnz AT 21.01.2019 B4, S. 3.

¹⁰ Vgl. BAnz AT 21.01.2019 B4, S. 3.

¹¹ Vgl. BAnz AT 21.01.2019 B4, S. 3.

(Genehmigungs-) Rechtliche Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
	<p>Biogasbestandsanlagen in die (rechtlichen) Zusammenhänge der Sektorenkopplung betrifft zahlreiche rechtliche Fragestellungen. In technischer Hinsicht bieten Biogasanlagen für ein Energieversorgungssystem, das künftig in weit überwiegendem Maße auf den Einsatz der erneuerbaren Energien ausgerichtet sein soll, verschiedene Ansatzpunkte für eine Berücksichtigung in diesem System (Biogas und Strom als Ausgangspunkte für verschiedene Nutzungspfade). Dieser Rechtsrahmen kann im Rahmen dieses Projekts nicht vollständig auf Hemmnisse überprüft werden. .</p>
<p>Unterschiedliche Anrechenbarkeit von Stickstoff (Gärrest vs. Kompost)</p>	<p>In der Düngeverordnung (DüV) werden Stickstoff aus Kompost und Stickstoff aus Gärresten bei der Frage der Mindestwirksamkeit im Jahr des Aufbringens in Prozent des Gesamtstickstoffgehaltes derzeit unterschiedlich behandelt (vgl. Anlage 3 der DüV).</p>
<p>Heterogenität in der Entscheidungspraxis von Genehmigungsbehörden</p>	<p>Es ist denkbar, dass die Genehmigungsanforderungen und Antragsunterlagen für identische Biogasanlagenkonzepte in unterschiedlichen Bundesländern Deutschlands unterschiedlich bewertet werden. Hintergrund können ein unterschiedlicher Umgang in der Anwendung bundesrechtlicher Vorschriften durch Landesbehörden sein oder unterschiedliche landesrechtliche Vorgaben in Bereichen, in den – wie bspw. beim Bauordnungsrecht – die Bundesländer gesetzgebungsbefugt sind.</p>
<p>Wiederkehrende Prüfungspflichten während des Anlagenbetriebs</p>	<p>Je nach konkretem Betriebsmodell und daraus folgender Genehmigungserfordernisse können wiederkehrende Prüfungspflichten bestehen, die während des Anlagenbetriebs fortwährend zu erfüllen sind.</p>
<p>Vermarktungsmöglichkeiten des Stroms als „Grünstrom“ oder anderer Produkte aus dem Anlagenbetrieb</p>	<p>Die Wirtschaftlichkeit eines Anlagenbetriebs mit geändertem Betriebsmodell wird u. a. von den Erlösmöglichkeiten abhängen, die sich für die konkreten Produkte ergeben, die das Betriebsmodell bietet. Diese Erlösmöglichkeiten werden auch durch den Rechtsrahmen gestaltet. Im Bereich der Stromerzeugung sind insoweit die Regelungen des EEG zur (Grün-) Stromvermarktung relevant. So wäre es für Anlagen nach dem Ende des 20jährigen EEG-Förderzeitraums bspw. – vereinfacht dargestellt – möglich, für den erzeugten Strom Herkunftsnachweise im Herkunftsnachweisregister des UBA ausstellen zu lassen und als Grünstrom zu vermarkten (vgl. u. a. die Vorschrift zu Herkunftsnachweisen in § 79 EEG 2017). Demgegenüber wäre es für solche Anlagen, deren 20jähriger Förderzeitraum endet, nicht möglich, Regionalnachweise für den erzeugten Strom ausstellen zu lassen. Voraussetzung dafür wäre nämlich u. a., dass für die Strommengen die EEG-Förderung in Gestalt der Marktprämie bezogen wird (vgl. § 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017). Für Anlagen, deren 20jähriger EEG-Förderzeitraum noch nicht abgelaufen ist, wäre es wiederum nicht möglich, Herkunftsnachweise ausstellen zu lassen, solange die EEG-Förderung beansprucht wird (vgl. § 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017). Die kurzen Hinweise verdeutlichen, dass der EEG-Rechtsrahmen bei der (Grün-)Stromvermarktung ein nicht unerhebliches Maß an Komplexität aufweist. Die sog. Sektorenkopplung und die Einbettung von Biogasbestandsanlagen in die (rechtlichen) Zusammenhänge der Sektorenkopplung betreffen weitere rechtliche Fragestellungen. In technischer Hinsicht bieten Biogasanlagen für ein Energieversorgungssystem, das künftig in weit überwiegendem Maße auf den Einsatz der erneuerbaren Energien ausgerichtet sein soll, verschiedene Ansatzpunkte für eine Berücksichtigung in diesem System (Biogas und Strom als Ausgangspunkte für verschiedene Nutzungspfade).</p>

(Genehmigungs-) Rechtliche Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
Rechtsschutzmöglichkeit en Dritter gegen eine neue Genehmigung	Wenn die Änderung des Betriebsmodells zu einer neuen Genehmigung führen sollte, wäre die Genehmigung nach den einschlägigen Vorschriften regelmäßig zunächst durch Dritte angreifbar. Insbesondere in Fällen, in denen Dritte vom Anlagenbetrieb betroffen sind, könnten diese eine neue Genehmigung anfechten und letztlich durch Gerichte prüfen lassen.
Ausschreibungen und Anschlussförderung	<p>Biogasbestandsanlagen, deren EEG-Förderung nach der 20jährigen Förderdauer endet, können nicht ohne Weiteres an einer EEG-Ausschreibungsrunde teilnehmen. Denn es dürfen grundsätzlich nur für solche Anlagen Gebote abgegeben werden, die im Zeitpunkt der Zuschlagserteilung noch nicht in Betrieb genommen worden sind (vgl. § 39 Abs. 1 Nr. 1 EEG). Diese Voraussetzung ist bei Biogasbestandsanlagen nicht erfüllt.</p> <p>Abweichend u. a. von § 39 Abs. 1 Nr. 1 EEG können für Strom aus Biomasseanlagen, die erstmals vor dem 01.01.2017 ausschließlich mit Biomasse in Betrieb genommen worden sind (bestehende Biomasseanlagen), Gebote abgegeben werden, wenn der bisherige Zahlungsanspruch für Strom aus diesen Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlagen maßgeblichen Fassung zum Zeitpunkt der Ausschreibung nur noch für höchstens acht Jahre besteht (vgl. § 39f Abs. 1 Satz 1 EEG). Abweichend von § 22 Abs. 4 Satz 2 Nr. 1 EEG können auch für bestehende Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von 150 kW oder weniger Gebote abgegeben. Sollten die Gebote von der Bundesnetzagentur bezuschlagt werden, gilt die Anlage ab einem bestimmten Tag, den der Anlagenbetreiber bestimmt (vgl. § 39f Abs. 2 EEG), als neu in Betrieb genommen. Ab diesem Tag sind für diese Anlagen alle Rechte und Pflichten verbindlich, die für Anlagen gelten, die nach dem 31.12.2016 in Betrieb genommen worden sind (vgl. § 39f Abs. 3 EEG). Mit Blick auf das eingesetzte Substrat ist daher beispielsweise zu beachten, dass aufgrund der Einstufung als Neuanlage unter Umständen eine andere Fassung der Biomasseverordnung heranzuziehen ist. Zudem kann die Flexibilitätsprämie ab diesem Zeitpunkt nicht mehr in Anspruch genommen werden, da die Anlage nicht mehr als vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen einzustufen ist. Es kommt dann allerdings der Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG in Betracht. Die Bedingungen des Ausschreibungsregimes, unter denen ein Wechsel vollzogen werden könnte, können sich gleichwohl als Hemmnis auswirken. So darf beispielsweise nach § 39h Abs. 1 EEG 2017 bei der Biogaserzeugung nur ein bestimmter Anteil von Getreidekorn oder Mais in der Anlage eingesetzt werden. Müssen aufgrund der Regelung andere Substanzen verwendet werden und sind dieser teurer als die ursprünglich eingesetzten Substanzen, ist zu bedenken, dass die finanzielle Förderung – verkürzt gesagt – auf die „alte“ Vergütung „gedeckt“ wird (vgl. § 39f Abs. 6 EEG). D.h., die höheren Erzeugungskosten können unter Umständen aufgrund dieser Deckelung nicht refinanziert werden. Abseits der vorstehend genannten Punkte kann im Übrigen die konkrete Ausgestaltung des EEG-Ausschreibungssystems als Hemmnis wirken. Neben allgemeinen (vgl. u. a. §§ 28 ff. EEG) sind spezielle Ausschreibungsbestimmungen für Biomasseanlagen zu beachten (vgl. §§ 39 ff. EEG). Aus der Fülle vieler detaillierter Anforderungen ergibt sich für die Praxis eine spürbare Komplexität in der Anwendung und Umsetzung der einzelnen Vorgaben.</p>
Anforderungen Düngerecht	Sehr hohe Lagerkapazitäten erforderlich, insbesondere, wenn keine eigenen oder ausreichenden Flächen vorhanden sind (aktuell: 270 Tage).

Quelle: Eigene Darstellung, BBH 2019

6.3.1.5 Sonstige Hemmnisse

Sonstige Hemmnisse, die den genannten vier Hemmniskategorien nicht ohne Weiteres zugeordnet werden können, sollen ohne Anspruch auf Vollständigkeit nachfolgend in Tabelle 31 aufgelistet werden:

Tabelle 31: Sonstige Hemmnisse

Sonstige Hemmnisse	Beschreibung und Abgrenzung von anderen Hemmnissen
Fehlender Nachfolger für das Unternehmen	Dies führt i. d. R. dazu, dass der Betrieb der Anlage aus Alters- oder Gesundheitsgründen nicht weitergeführt werden kann, obwohl dieser noch wirtschaftlich interessant ist und der Betrieb sonst lediglich allgemeine Hemmnisse aufweist.
Wissens- und Informationsdefizite (Knowledge Gap)	<p>Recht und Ökologie: Generell besteht in der Praxis ein sehr unterschiedlicher Wissenstand bzgl. rechtlicher Fragestellungen. Dies begründet sich nicht zuletzt aufgrund der sehr hohen Komplexität und Anzahl relevanter Gesetze und Verordnungen.</p> <p>Technik: Im Biogasbereich besteht eine Vielzahl an technischen Möglichkeiten. Die hohe Zahl technischer Ausprägungen steigert die Komplexität und ist eine große Herausforderung. Die für die eigene Anlage optimale Variante festzustellen und umzusetzen, ist deswegen häufig sehr schwierig.</p> <p>Ökonomie: Betreiber könnten evtl. mögliche Mehrerlöse z.B. über einen flexiblen Betrieb der BHKW im Rahmen einer Flexibilisierung oder gar die Umstellung auf die Aufbereitung zu Biomethan nur schwer mit einer konstanten EEG-Festvergütung vergleichen. Zudem fehlt in der Praxis oft das Vertrauen gegenüber modellbasierten Annahmen und Berechnungen, da diese nicht direkt auf die eigene Anlage übertragbar sind.</p>
Zeitmanagement und allgemeine Überforderung	Aufgrund des bereits hohen täglichen Arbeitsvolumens fällt es Betreibern evtl. schwer, zusätzliche Arbeitszeit in neue Betriebsmodelle zu investieren. Daher sind Entscheidungen, sich gegen eine umfangreiche Veränderung inkl. der dazu notwendigen Planung der bestehenden Anlage zu entscheiden, durchaus möglich und nachvollziehbar.
Desinteresse	Seitens der Betreiber besteht möglicherweise ein Desinteresse, sich mit möglichen Veränderungen der eigenen BGA auseinander zu setzen. Eine Folge daraus kann z.B. ein Festhalten am bestehenden Status Quo bzw. eine eher ablehnende Meinung ggf. zukunftsweisenden Perspektiven für die eigene Biogasanlage sein.
Ungünstige Standortwahl	<p>Hanglage - die geforderte Umwallung nach der novellierten Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdeten Stoffen (AwSV, gültig ab 1. August 2017) ist ggf. technisch und kostenseitig kaum bis gar nicht darstellbar;</p> <p>Fehlender Abstand zu Wohnbebauung - z.B. fällt durch die Flexibilisierung die BGA in die StöV, welche einen Mindestabstand zur nächsten Wohnbebauung vorschreibt, der allerdings nicht eingehalten werden kann. Derzeit besteht dazu Unsicherheit, welche Folgen bei Zuwiderhandlung zu erwarten sind bzw. welche alternativen Regelungen existieren. Bspw. ob und unter welchen Bedingungen Ausnahmeregelungen möglich sind, die eine Standortschließung bzw. Verlagerung der Anlage vermeiden.</p> <p>Standort liegt z.B. im Naturschutzgebiet - eine Erweiterung, bspw. ein neues Gärrestlager, ist ggf. nicht genehmigungsfähig</p>
Gesellschaftervertrag / Rechtsform	Je nach aktueller Rechtsform, z.B. e.G., GbR, GmbH, GmbH & Co. KG, AG, unter der die Anlage firmiert und den entsprechend unterschiedlichen Eigentümerverhältnissen können Zielkonflikte resultieren, die die Weiterentwicklung einer bestehenden Anlage betreffen. Dabei ist im Streitfall entscheidend, ob eine Mehrheit von Stimmrechten gebildet werden kann, um eine Änderungen des Status Quo zu bewirken oder nicht.

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ und dena, 2019

Die sonstigen Hemmnisse werden im Kapitel 6.3.2 nicht gesondert betrachtet, da diese „weichen Faktoren“ sehr individuell und (anlagen)personenbezogen sind. Daher kann kein Rückschluss auf ihre konkrete Relevanz getroffen werden.

6.3.2 Spezifische Hemmnisse der ausgewählten Betriebsmodelle

In diesem Kapitel werden für drei Betriebsmodelle spezifische Hemmnisse in sog. Anlagensteckbriefen dargestellt.

Die zur Untersuchung stehenden drei Anlagensteckbriefe werden nachfolgend definiert:

- ▶ **Steckbrief 1:** Betriebsmodell 1 - Reduzierung des energetischen Substratinputs um 50 % ohne wesentliche technische Änderung an der Anlage
- ▶ **Steckbrief 2:** Betriebsmodell 2 - Flexibilisierung der Biogaserzeugung mit dem Ergebnis einer flexibilisierten Stromeinspeisung (Flexibilisierung der Biogasproduktion (Fütterungs-/Gasmanagement, KWK-Flex))
- ▶ **Steckbrief 3:** Betriebsmodell 3 - Biogasaufbereitung zu Biomethan und Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz (Nutzung als Kraftstoff oder Biomethan-KWK mit 100 % Wärmenutzung oder reine Wärmenutzung) durch Umrüstung bisher in VOV betriebener Anlagen, bzw. Fortführung Betrieb BGAA
 - Betriebsmodell 3a: Biomethan als Kraftstoff
 - Betriebsmodell 3b: Biomethan-KWK 100 % Wärme

Die in AP 2 ausgewählten drei Betriebsmodelle werden auf Basis des Hemmniskatalogs in Kapitel 6.2.1, in dem die vier Hemmniskategorien Ökologie, Technik, Ökonomie und (Genehmigungs-)Recht definiert sind, hinsichtlich spezieller Hemmnisse, die insbesondere im jeweiligen Betriebsmodell auftreten können, untersucht.

Dabei ist es grundsätzlich unerheblich, ob eine Biogasbestandsanlage durch eine Änderung des Betriebsmodells künftig den allgemein geltenden Genehmigungsanforderungen genügen muss oder ob dies der Fall ist, weil eine neue Biogasanlage errichtet wird. Beide Konstellationen – Änderung einer bestehenden Anlage oder Errichtung einer neuen Anlage – teilen demnach das Schicksal möglicher rechtlicher Hemmnisse. Alleine durch die Änderung des Betriebsmodells ergeben sich für Biogasbestandsanlagen im Vergleich zu einer neu zu errichtenden Anlage demzufolge keine besonderen spezifischen rechtlichen Hemmnisse (vgl. Anhang F.5).

Tabelle 32: Steckbrief 1: Betriebsmodell 1: Reduzierung des Substratinputs um 50 % energetisch ohne wesentliche technische Änderung an der Anlage

Art der Hemmnisse - Betriebsmodell 1	Begründung
Technische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese technischen Hemmnisse in diesem BM auftreten

Art der Hemmnisse - Betriebsmodell 1	Begründung
Verfügbarkeit der Substrate / Gasertrag	Falls die eingesetzte Güllemenge gesteigert wird, stellt sich die Frage, ob ganzjährig genügend Gülle für ein solches Konzept verfügbar ist, da insbesondere der Anteil an nachwachsenden Rohstoffen am gesamten Substrateinsatz reduziert werden soll.
Rührwerke	Durch die Reduzierung der Einsatzstoffe, sinkt in aller Regel auch der Füllstand in den jeweiligen Behältern. Dies kann dazu führen, dass, je nach Rührwerkstyp, die vorhandenen Rührwerke nicht mehr optimal genutzt oder ineffizient betrieben werden.
Gasspeicherfüllstandsmesssystem	Sehr geringe Mengen am Biogas im Gasspeicher lassen keinen exakten Rückschluss auf den aktuellen Füllstand zu. Dies erschwert, insbesondere bei niedrigen Gasspeicherfüllständen eine flexible Fahrweise des BHKW bzw. lässt dies gar unmöglich werden (Stichwort: Abschaltung des Biogas-BHKW bei Erreichung eines kritischen Füllstandes aufgrund der Gefahr von Unterdruck). Wie stark sich diese Problematik auswirken kann, hängt von der individuell festgelegten flexiblen Fahrweise der BHKW und des letztendlich genutzten Nettogasspeichervolumens des jeweiligen Gasspeichers ab.
Prozessbiologie	Ein reduzierter Substrateinsatz könnte u.U. kritisch für die bestehende Anlagenbiologie im Fermenter sein, da z.B. durch die vollständige Herabsetzung des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen und der damit verbundenen sehr großen relativen Veränderung der vorhandenen Substratzusammensetzung möglicherweise Hemmungen im Biogasprozess auftreten können.
Ökonomische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese ökonomischen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Verringerung Gasoutput	Mit Verringerung des Gasoutputs aufgrund der Umstellung von nachwachsenden Rohstoffen auf Abfall- und Reststoffe sinken die Einnahmen der Anlage. Es ist für den Einzelfall zu prüfen, ob der geplante Kostenrückgang durch Minderung des Substrateinsatzes im Zusammenspiel mit rückläufigen Einnahmen der Anlage wirtschaftlich tragfähig ist. Eine Verringerung des Gasoutputs birgt Risiken für bestehende Wärmekonzepte, da u.U. nicht mehr ausreichend oder nur mit höheren Kosten Wärme bereitgestellt werden kann.
Rechtliche Hemmnisse	Begründung, weshalb diese rechtlichen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Substratlieferverträge	Die Umsetzung eines solchen Konzepts ist dann möglich, wenn nicht Substratlieferverträge den Anlagenbetreiber verpflichten höhere Substratmengen abzunehmen, als für die Umsetzung dieses Betriebsmodells vorgesehen sind. Die Umstellung des Betriebsmodells kann nur in Abhängigkeit von der Laufzeit der Substratlieferverträge erfolgen.
Bisherige immissionsschutzrechtliche Pflichten bleiben bestehen	Die maßgeblichen Schwellenwerte des BImSchG orientieren sich an der Produktionskapazität, nicht an der tatsächlichen Nutzung vorhandener Kapazitäten. Eine Reduzierung des Substratinputs ändert daher nichts an den bisherigen rechtlichen Rahmenbedingungen, sofern kein tatsächlicher Rückbau erfolgt.
Ausschreibungen und Anschlussförderung	Sollen oder müssen aufgrund der Regelung in § 39h Abs. 1 EEG 2017 beispielsweise (auch) andere Substanzen eingesetzt werden und sind diese teurer als die ursprünglich eingesetzten Substanzen, ist – wie bereits ausgeführt – zu bedenken, dass die finanzielle Förderung – verkürzt gesagt – auf die „alte“ Vergütung „gedeckelt“ wird (vgl. § 39f Abs. 6 EEG). D.h., die höheren Erzeugungskosten können unter Umständen aufgrund dieser

Art der Hemmnisse - Betriebsmodell 1	Begründung
	Deckelung nicht refinanziert werden. Die Reduzierung der eingesetzten Substrate – wie bei BM 1 – löst dieses Problem nicht in jedem Fall. Denn es wird in der Vorschrift auf die Anteile und nicht auf die absolute Menge der jeweils eingesetzten Substrate abgestellt.
Bindung der Flexibilitätsprämie an die EEG-Förderdauer	Anlage 3 Nr. I.1 lit a) zum EEG 2017 setzt u. a. voraus, dass dem Grunde nach ein EEG-Förderanspruch nach § 19 in Verbindung mit § 100 Abs. 2 besteht, der nicht nach § 52 in Verbindung mit § 100 Abs. 2 verringert ist. Besteht schon dem Grunde nach kein gesetzlicher Förderanspruch, etwa weil der EEG-Förderzeitraum abgelaufen ist, kann keine Flexibilitätsprämie beansprucht werden. Steht bspw. ein Anlagenbetreiber vor der Entscheidung, bei einer verbleibenden EEG-Förderdauer für seine Anlage von nur noch drei Jahren durch die Substratreduktion eine Flexibilisierung durchzuführen, könnte er die Flexibilitätsprämie nur noch für drei Jahre erhalten, weil anschließend die Grundvoraussetzung der EEG-Förderung fehlen würde. Die weiteren sieben Jahre, die ihm wegen des zehnjährigen Zeitraums der Flexibilitätsprämie auch noch zustehen könnten, würden für ihn „verloren gehen“.
Bisherige immissionsschutzrecht- liche Pflichten bleiben bestehen	Die maßgeblichen Schwellenwerte des BImSchG orientieren sich an der Produktionskapazität, nicht an der tatsächlichen Nutzung vorhandener Kapazitäten. Eine Reduzierung des Substratinputs ändert daher nichts an den bisherigen rechtlichen Rahmenbedingungen, sofern kein tatsächlicher Rückbau erfolgt.

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, dena und BBH 2019.

Tabelle 33: Steckbrief 2: Betriebsmodell 2 – Flexibilisierung der Biogaserzeugung (Flexibilisierung der Biogasproduktion (Fütterungs-/Gasmanagement, KWK-Flex))

Art der Hemmnisse - Betriebsmodell 2	Begründung
Ökologische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese ökologischen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Betriebsweise BHKW	Abhängig von der Betriebsweise der Flex-BHKW (Anzahl der Start/Stop-Vorgänge) können höhere THG-Emissionen am BHKW auftreten. Diese können ggf. durch den Einsatz leistungsfähiger und effizienter BHKW-Module kompensiert werden. Hier besteht jedoch weiterer FuE-Bedarf.
Fahrplangestaltung der Flexibilisierung	Die Verlagerung der Gasproduktion und -nutzung auf z.B. Sommer-/Winterfahrplan einer Biogasanlage erfordert einen höheren logistischen Aufwand bzgl. der Lagerung der Substrate; kann aber durch die effizientere Biogasnutzung bei der Stromerzeugung im BHKW bei gleichzeitig hoher Wärmenutzung eine bessere THG-Bilanz aufweisen.
Technische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese technischen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Netzanschluss (Netzverträglichkeitsprüfung)	Auf Grundlage einer Netzverträglichkeitsprüfung muss zunächst durch den Verteilnetzbetreiber geprüft werden, ob eine höhere installierte elektrische Leistung zugebaut werden kann oder nicht. Wenn ein negativer Bescheid Seitens des Netzbetreibers vorliegt kann u. U. keine oder nur eine geringe Flexibilisierung / Zubau von BHKW-Kapazität erfolgen, da die maximale Wirkleistung an der vom Anlagenbetreiber avisierten Stelle nicht ins bestehende Stromnetz aufgenommen werden kann (vgl. dazu auch die Ausführungen bei den rechtlichen Hemmnissen).
Art der Gasspeicher/ Gasspeicher-management	Aufgrund in der Praxis unterschlich vorhandener Gasspeichersysteme sind womöglich Nachrüstungen nicht möglich, da diese inkompatibel zu den bestehenden Systemen sind. Diese können dabei u.U. auch nicht miteinander kombiniert werden. So kann z.B. ein zweischalig ausgeführtes Membrangasspeicherdach auf einem Nachgärer, welches mit einem Stützluftgebläse pneumatisch vorgespannt wird, aufgrund der bestehenden Speichereigenschaften und Druckdifferenzen, nicht mit einem vorhandenen einschalig ausgeführten Membrangasspeicherdach auf einem Fermenter, welches mechanisch über eine Mittelstütze vorgespannt wird, kombiniert werden.
Ökonomische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese ökonomischen Hemmnisse in diesem BM auftreten
EEG-Anreize für Flexibilisierung	Fehlende Planungssicherheit durch einen möglichen Wegfall der Flexibilitätsprämie würde für die meisten Anlagen bedeuten, dass flexible Anlagenkonzepte nicht mehr wirtschaftlich dargestellt werden können
Netzanschlusspunkt	Eine Flexibilisierung macht u. U. einen neuen Transformator inkl. neuer Stromleitungen und ggf. auch einen neuen Netzanschlusspunkt notwendig. Im Einzelfall ist daher zu prüfen, ob diese Kosten auf Ebene der Anlage oder des Netzbetreibers getragen werden müssen.
Rechtliche Hemmnisse	Begründung, weshalb diese rechtlichen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Genehmigung von zusätzlichem BHKW	Wenn man unterstellt, dass die Flexibilisierung einer bestehenden Biogasanlage – wie in der Praxis derzeit überwiegend üblich – durch den Zubau mindestens eines weiteren BHKWs umgesetzt wird, sind die durch den Zubau ggf. ausgelösten Genehmigungspflichten zu beachten.

Art der Hemmnisse - Betriebsmodell 2	Begründung
Anlagenbegriff des EEG/Flexibilitätsprämie/ Ausschreibungen	Die Diskussion um den Anlagenbegriff im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG – bzw. zu den entsprechenden Regelungen der Vorgängerfassungen des aktuellen EEG 2017 – hat noch immer Bestand und könnte Anlagenbetreiber von einer Flexibilisierung ihrer Biogasanlage über den Zubau neuer BHKW abhalten. Denn die Definition der Anlage ist relevant für die Beurteilung der Frage, ob eine bestehende Anlage – wie es aktuell § 50b EEG voraussetzt – flexibilisiert wird. Relevant und rechtlich umstritten ist die Frage u. a. bei Satelliten-BHKW. Würde es sich beispielsweise bei einem Zubau einer Stromerzeugungseinheit zu einer bereits bestehenden Biogasanlage – bspw. bei einem Satelliten – um eine „eigene“ zweite Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG handeln, könnte dies möglicherweise dazu führen, dass keine Flexibilisierung einer bestehenden Anlage anzunehmen wäre. (vgl. Vollprecht et al. 2015, S. 75 ff)
Inbetriebnahmebegriff des EEG	Von der Definition der Anlage hängt auch das EEG-Inbetriebnahmejahr ab – und damit u. a. die anzuwendende Fassung des EEG, die Fördervoraussetzungen und die Förderhöhe. Denn Inbetriebnahme ist „die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage“ (vgl. § 3 Nr. 30 EEG). Bei einer geplanten Flexibilisierung eines im Jahr 2009 in Betrieb genommenen BHKW durch Zubau eines zweiten fabrikneuen BHKW im Jahr 2019 weiß der Anlagenbetreiber also ggf. nicht genau, ob beide BHKW im Jahr 2009 oder 2019 in Betrieb gegangen sind bzw. ob möglicherweise das alte BHKW im Jahr 2009 und das neue BHKW im Jahr 2019 in Betrieb gegangen ist. Angesichts der Tatsache, dass in beiden Gesetzen teilweise abweichende Vergütungsvoraussetzungen zu finden sind, ist diese Änderung des Anlagenkonzepts mit gewissen Unsicherheiten behaftet. (vgl. Vollprecht et al. 2015, S. 77 ff)
Verkürzter Förderzeitraum für Flexibilitätsprämie	Die Flexibilitätsprämie kann seit ihrer Einführung durch das EEG 2012 zwar auch von Biogasbestandsanlagen für insgesamt zehn Jahre in Anspruch genommen werden. Voraussetzung ist, dass unbeschadet des § 27 Abs. 3 und 4, des § 27a Abs. 2 und des § 27c Abs. 3 des EEG in der am 31.07.2014 geltenden Fassung dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 19 in Verbindung mit § 100 Abs. 2 besteht, der nicht nach § 52 in Verbindung mit § 100 Absatz 2 verringert ist (vgl. Ziffer I. 1. a) der Anlage 3 zum EEG). Damit kann diese Voraussetzung nicht mehr erfüllt werden, wenn der EEG-Förderungszeitraum von 20 Jahren zuzüglich Inbetriebnahmejahr abgelaufen ist. Da der Förderungszeitraum auch während des Zeitraums der Direktvermarktung weiterläuft, endet also der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie spätestens mit Ablauf des Förderungszeitraums von 20 Jahren zuzüglich Inbetriebnahmejahr. Bei einem Zubau eines zusätzlichen BHKW dürfte es sich in Anwendung der Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff des § 3 Nr. 1 EEG 2009 insgesamt um eine Anlage bestehend aus der vorhandenen und der neu hinzugebauten Stromerzeugungseinheit mit dem bereits laufenden Förderungszeitraum handeln. Aus diesem Grund dürften solche Biogasbestandsanlagen ggf. nicht mehr die volle in § 50b EEG i. V. m. Anlage 3 vorgesehene zehnjährige Förderdauer für die Flexibilitätsprämie ausschöpfen können, die erst nach zehn Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres oder später auf einen flexiblen Anlagenbetrieb umgestellt werden. Da die Flexibilitätsprämie über die zehnjährige Förderdauer Investitionen ausgleichen soll, die für eine bedarfsgerechte Erzeugung in Gas- und Wärmespeicher sowie zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten notwendig sind, könnte dies einem wirtschaftlichen Betrieb solcher Biogasbestandsanlagen im Fall der Flexibilisierung entgegenstehen, sofern sie die zehnjährige Förderdauer zur Refinanzierung benötigen.

Art der Hemmnisse - Betriebsmodell 2	Begründung
Einstufung der Anlage durch Umweltgutachter als flexibilisierte Anlage	Wie sich aus § 50b EEG i. V. m. Ziffer I. 1.d) Anlage 3 entnehmen lässt, muss ein Umweltgutachter oder eine Umweltgutachterin bescheinigen, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist. Da im Gesetz nicht weiter geregelt ist, welche Kriterien für diese Beurteilung im Einzelnen anzulegen sind, können sich hier in der Praxis bei der Erstellung von Umweltgutachten und bei der Prüfung der Gutachten durch die Netzbetreiber Unsicherheiten ergeben, die ggf. ein Hemmnis darstellen.
Netzverknüpfungspunkt	Die Netzverknüpfung, an dem die Biogasbestandsanlage angeschlossen ist, reicht häufig nicht aus, um die gesteigerte flexibilisierte Leistung nach Zubau eines weiteren BHKW einzuspeisen. Der Anschluss der erhöhten Erzeugungsleistung (durch das zugebaute BHKW) an den dann nächst gelegenen gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt im Sinne des EEG kann zu erheblichen Zusatzkosten führen. Dies gilt insbesondere dann, wenn dieser in größerer Entfernung vom vorhandenen Netzanschlusspunkt liegt. Denn die Anlagenbetreiber müssen die Netzanschlusskosten tragen. Diese Zusatzkosten können es erschweren, Anlagen zu flexibilisieren.
„Flex-Deckel“	Der aktuelle Rechtsrahmen des EEG gewährt die Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen nicht unbegrenzt. Denn die Prämie ist „gedeckt“: Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entfällt für zusätzlich installierte Leistung, die als Erhöhung der installierten Leistung einer Anlage nach dem 31.07.2014 an das Register übermittelt wird, ab dem ersten Tag des 16. Kalendermonats, der auf den Kalendermonat folgt, in dem der von der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 EEG veröffentlichte aggregierte Zubau der zusätzlich installierten Leistung durch Erhöhungen der installierten Leistung nach dem 31.07.2014 erstmals den Wert von 1.000 MW übersteigt (vgl. Ziffer I. 5. der Anlage 3 zum EEG). Sollte der aggregierte Zubau der zusätzlich installierten Leistung bspw. im April 2019 einen Wert von 1.000 MW übersteigen, hätten Anlagenbetreiber ab dem 01.05.2019 noch 15 Monate Zeit, sämtliche Fördervoraussetzungen der Prämie zu erfüllen. Ab dem ersten Tag des 16. Monats, der dem April 2019 im Beispiel folgen würde, würde die Prämie entfallen, d. h. nicht mehr neu beansprucht werden können. Die aktuelle Ausgestaltung des „Flex-Deckels“ wurde durch das sog. Energiesammelgesetz eingeführt (vgl. BGBl. I 2018 S.2549). Zuvor hatte die Regelung des EEG folgende Fassung: Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entfällt für zusätzlich installierte Leistung, die als Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nach dem 31.07.2014 an das Register übermittelt wird, ab dem ersten Tag des zweiten Kalendermonats, der auf den Kalendermonat folgt, in dem der von der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2014 veröffentlichte aggregierte Zubau der zusätzlich installierten Leistung durch Erhöhungen der installierten Leistung nach dem 31.07.2014 erstmals den Wert von 1.350 MW übersteigt. Im Vergleich zur aktuellen Rechtslage lag der „Grenzwert“ 350 MW höher. Die anschließende Frist bis zum Entfallen der Prämie nach Erreichen des „Grenzwerts“ war allerdings deutlich kürzer. Diese frühere Ausgestaltung (1.350 MW; zwei Monate) hatte der „Flex-Deckel“ bereits im EEG 2014 erfahren. Rechtlich fraglich ist, welche der Regelungen für welche Biogasbestandsanlagen Anwendung findet. In der Kommentarliteratur zum EEG 2017 wird vielfach vertreten, für Anlagen mit einer EEG-Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 die Regelungen des EEG 2014 über die Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen anzuwenden. ¹² Zur Begründung wird u. a. auf den Wortlaut des § 50b EEG 2017 verwiesen („nach dem am

¹² Vgl. Walter, René (2018), § 50b unter Überblick; Hennig, Bettina/von Bredow, Hartwig Freiherr (2018), § 50 Rn. 7; Hermeier, Guido (2018), § 50b Rn. 4.

Art der Hemmnisse - Betriebsmodell 2	Begründung
	<p>31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff“) sowie die Übergangsregelung in § 100 Abs. 2 Satz 1 Nr. 10c) angeführt. Über die zuletzt genannte Übergangsregelung würden sich die Fördervoraussetzungen aus §§ 52, 54 EEG 2014 i. V. m. Anlage 3 zum EEG 2014 ergeben.</p> <p>Gegen diese Sichtweise lässt sich einwenden, dass die Regelung des § 50b EEG 2017 bei diesem Verständnis zumindest weitgehend „leerlaufen“ könnte.¹³ Denn die Norm würde dann allenfalls die unter Geltung des EEG 2012 in Betrieb genommenen Anlagen umfassen.</p> <p>Denkbar wäre es aber auch, § 50b Satz 1 EEG 2017 als eine speziellere Übergangsvorschrift zu verstehen. Sie würde die Voraussetzungen ihrer Anwendbarkeit „quasi selbst“ regeln. Dafür ließe sich neben dem Normtitel („Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen“) der Wortlaut des § 50b Satz 1 EEG 2017 anführen, der dem einer „typischen“ Übergangsvorschrift entspricht. In systematischer Hinsicht kennt das EEG 2017 auch an anderer Stelle spezielle Übergangsregelungen (vgl. für die Wasserkraft § 40 Abs. 2 EEG 2017 und für bestimmte Biogasbestandsanlagen auch § 50b Sätze 4 und 5 EEG 2017). Zudem unterscheidet sich der Wortlaut nicht von demjenigen in § 54 EEG 2014 („nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff“).</p> <p>Die rechtliche Frage nach der Anwendbarkeit des § 50b EEG 2017 oder des § 54 EEG 2014 wirkt sich weniger bei den Fördervoraussetzungen aus, bei denen es im Wesentlichen keine Unterschiede gibt. Mit der Auffassung, dass jedenfalls für Biogasbestandsanlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 die Regelungen des EEG 2014 Anwendung finden sollen, würde für diese Anlagen allerdings ein anderer „Flex-Deckel“ gelten als für solche Biogasbestandsanlagen, die seit dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind. Diese rechtliche Unsicherheit könnte in der Praxis Hemmnisse zur Folge haben.</p>

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, dena und BBH, 2019

¹³ So bspw. Walter, René (2018), § 50b unter Überblick: „kein originärer Anwendungsbereich“.

Tabelle 34: Steckbrief 3: Betriebsmodell 3 – Biogasaufbereitung zu Biomethan (Nutzung als Kraftstoff oder Biomethan-KWK mit 100 % Wärmenutzung oder reine Wärmenutzung)

Art der Hemmnisse – Betriebsmodell 3	Begründung
Ökologische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese ökologischen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Biogasnutzung für reine Wärmeanwendung	Der Einsatz von Biomethan in Erdgaskesseln / Brennwertthermen zur Wärmebereitstellung ist im Vergleich zu KWK-Anwendungen oder Kraftstoffnutzung i. d. R. mit geringeren THG-Einsparungen verbunden.
Vorgaben für Mindest-THG-Einsparungen	Für den Anteil von nachwachsenden Rohstoffen am Substrateinsatz können u.U. nicht die notwendigen Treibhausgaseinsparungen gemäß RED II erreicht werden. Anbaubiomasse weist höhere THG-Emissionen (anbauseitig) auf als durch für den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen zur Biogaserzeugung zu berücksichtigen ist.
Technische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese technischen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Netzanschluss Biomethan-Einspeisung	Fehlende Einspeisekapazitäten in Gasverteilnetzen in Sommermonaten (MIN Flow): Bei der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz gilt zu beachten, dass nicht an jeder Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung in akzeptabler Nähe (z.B. kleiner 3 km) ein Netzanschluss anliegt (Verteilnetz) und womöglich keine Rückspeisemöglichkeiten zwischen verschiedenen Druckstufen bestehen. Bei einem Gasnetzanschluss ist eine zusätzliche Aufbereitung und Anpassung an die vorgeschriebene Gasnetzqualität erforderlich (Vorgaben zur Brennwertanpassung), was technisch ohne weiteres umsetzbar ist, allerdings entsprechend kostenintensiv.
Ausreichender ganzjähriger Wärmebedarf	Es ist zu prüfen, ob ganzjährig ein ausreichender Wärmebedarf in der Nähe der Anlage besteht, der durch die Anlage technisch bedient werden kann.
Ökonomische Hemmnisse	Begründung, weshalb diese ökonomischen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Wegfall Förderung für nachwachsende Rohstoffe und Aufbereitungsbonus im EEG	Wenn die Anbaukosten für nachwachsende Rohstoffe sowie die Aufbereitungskosten des Biogases zu Biomethan bspw. im EEG nicht länger gefördert werden, führt dies direkt dazu, dass dieses Betriebsmodell im Bestand nach Wegfall der Bestandsförderung und im Neubau ebenfalls nicht mehr wirtschaftlich tragfähig ist.
Biogasaufbereitung	Relativ hohe spezifische Aufbereitungskosten pro kWh aufgrund geringer Anlagengröße bedeuten, dass es für eine Umrüstung von VOV-Anlagen zu Aufbereitungsanlagen eine wirtschaftliche Mindestgröße gibt.
Wärmespeicher	Ggf. ist aufgrund einer im Jahresverlauf ungleichmäßigen Wärmenachfrage ein Wärmespeicher notwendig, der die Kosten dieses BM steigert. Im Einzelfall ist daher zu prüfen, ob diese Mehrkosten durch die Einnahmen gedeckt sind.
Vorgaben für Mindest-THG-Einsparungen	Für den Anteil von nachwachsenden Rohstoffen am Substrateinsatz können u.U. nicht die notwendigen Treibhausgaseinsparungen gemäß RED II erreicht werden. Anbaubiomasse weist höhere THG-Emissionen (anbauseitig) auf als durch für den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen zur Biogaserzeugung zu berücksichtigen ist.

Art der Hemmnisse – Betriebsmodell 3	Begründung
Ausreichender ganzjähriger Wärmebedarf	Es ist zu prüfen, ob ein ggf. vorliegender ausreichend großer Wärmebedarf auch wirtschaftlich bedient werden kann. Dabei ist zu klären, wie diese Wärmenachfrage bisher bedient wird.
Verbund mehrerer Biogasanlagen zu einer Aufbereitungsanlage	Die Zusammenlegung der Gasaufbereitung mehrerer VOV-Anlagen per Mikrogasleitung (Pooling) kann wirtschaftlich sinnvoll sein, da die spezifischen Aufbereitungskosten der Aufbereitungsanlage so gesenkt werden können. Es ist zu prüfen, ob die Entfernungen bzw. zweier oder mehrerer Biogasanlagen nicht zu groß sind bzw. das Gelände zu schwierig, damit die Mehrkosten des Baus einer Mikrogasleitung die Kosteneinsparungen durch eine große Gasaufbereitung nicht übersteigen.
Substratverfügbarkeit	Bei Bioabfall-Anlagen: Aufgrund der Nachfrage nach Bioabfällen von verschiedenen Seiten muss das Substrat ggf. langfristig mit entsprechenden Verträgen und Kosten gesichert werden.
Ausbringen der Gärreste	Bei Bioabfall-Anlagen: Falls die Gärreste nicht oder nur unter Auflagen auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht werden dürfen, entstehen Kosten für die Entsorgung der Gärreste.
Wegfall der Zahlung vermiedener Netzkosten	Der Kostenvermeidungseffekt der Biomethaneinspeisung auf die vorgelagerten Netzebenen wird vom Gesetzgeber durch die Erstattung der vermiedenen Netzkosten über 10 Jahre mit 0,7 Cent je eingespeister kWh Biomethan in das Erdgasnetz berücksichtigt. Für einen signifikanten Anteil der Bestandsanlagen bedeutet der Wegfall der vermiedenen Netzkosten aufgrund der zehnjährigen Befristung gemäß §20 GasNEV den Verlust der Wirtschaftlichkeit. Hierdurch ist der Weiterbetrieb dieser Anlagen gefährdet.
Volatile Quotenpreise und Wettbewerb mit Erdgas durch dessen Anrechnung auf die THG-Quote	Der Quotenpreis schwankt unterjährig sehr stark. Darüber hinaus ist die Zertifizierung für Biomethan als Kraftstoff mit höherem Aufwand und Kosten verbunden. Seit dem Jahr 2018 kann zudem Erdgas auf die THG-Quote angerechnet werden. Aufgrund ähnlicher THG-Vermeidungskosten und dem weit aus geringerem Zertifizierungsaufwand für Erdgas wird Biomethan zunehmend an den Erdgastankstellen verdrängt.
Limitierter Absatzmarkt für Biomethan	Der Ausbau der CNG-Mobilität findet, wenn überhaupt, auf einem geringen Niveau statt. Die Quotenpreise im Kraftstoffsektor sind dabei sehr volatil. Seit dem EEG 2014 ist Biomethan gegenüber Erdgas bei der Neuinstallation von BHKW in den weit überwiegenden Fällen nicht wirtschaftlich.
Vollkosten der Aufbereitung und Einspeisung	Der regulatorische Rahmen schafft keine Anreize Biomethan kosteneffizient einzuspeisen. Vielmehr wird der Bau redundanter Verdichter-Stationen und von Einspeiseanlagen für den Gasnetzbetreiber honoriert.
Rechtliche Hemmnisse	Begründung, weshalb diese rechtlichen Hemmnisse in diesem BM auftreten
Genehmigung für Gasaufbereitungsanlage	Für den Einzelfall ist zu prüfen, ob eine Genehmigung aus baulichen, räumlichen oder sonstigen Gründen erfolgen kann. Eine grundsätzliche immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht ergibt sich aus Nr. 1.16 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV für Anlagen zur Aufbereitung von Biogas mit einer Verarbeitungskapazität von 1,2 Million Normkubikmetern je Jahr Rohgas oder mehr (vereinfachtes Genehmigungsverfahren).

Art der Hemmnisse – Betriebsmodell 3	Begründung
Pflichten der Störfall-Verordnung	<p>Verflüssigte entzündbare Gase, Kategorie 1 oder 2, (einschließlich Flüssiggas) und Erdgas gelten nach Nr. 2.1 des Anhangs I zur 12. BImSchV als gefährliche Stoffe im Sinne der Zwölften Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung – 12. BImSchV), wenn sie bestimmte Mengenschwellen erreichen (50.000 kg: Betriebsbereich der unteren und der oberen Klasse; 200.000 kg: nur Betriebsbereich der oberen Klasse). Dann sind die Grund-, ggf. auch die erweiterten Pflichten der 12. BImSchV zu beachten.</p> <p>Aufbereitetes Biogas kann ebenfalls unter Nr. 2.1 des Anhangs I zur 12. BImSchV eingestuft werden, wenn es nach anwendbaren Standards für gereinigtes und aufbereitetes Biogas aufbereitet wurde, so dass eine dem Erdgas äquivalente Qualität, einschließlich des Methangehalts, gewährleistet ist, und das Biogas höchstens 1 % Sauerstoff enthält (vgl. Fußnote 9 zur Stoffliste im Anhang I zur 12. BImSchV).</p>
Genehmigung für ein Wärmenetz	Im Einzelfall zu prüfen, ob eine Genehmigung aus baulichen, räumlichen oder sonstigen Gründen erfolgen kann.
Genehmigung für einen Wärmespeicher	Im Einzelfall zu prüfen, ob eine Genehmigung aus baulichen, räumlichen oder sonstigen Gründen erfolgen kann.
Verbund mehrerer Biogasanlagen zu einer Aufbereitungsanlage	Genehmigung der Mikrogasleitung wird verweigert, bspw. aufgrund der Querung sensibler Bereiche (Naturschutz) oder aufgrund der Verweigerung der Baugenehmigung durch eine Kommune. Bei der Querung von Ackerflächen ist das Einverständnis des Grundeigentümers einzuholen. Fehlendes Einverständnis oder fehlende Genehmigungen führen jeweils dazu, dass dieses Betriebsmodell nicht umgesetzt werden kann.
Gasnetzzugang	Der Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage muss grundsätzlich 25 % der Netzanschlusskosten tragen. Bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer belaufen sich die Kosten, die er tragen muss, allerdings höchstens auf 250.000 €. Soweit eine Verbindungsleitung eine Länge von zehn Kilometern überschreitet, hat der Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage die Mehrkosten zu tragen (vgl. § 33 Abs. 1 Sätze 2 und 3 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)).
Technische Unmöglichkeit oder wirtschaftliche Unzumutbarkeit des Gasnetzzugangs	Netzbetreiber können die Einspeisung von Biogas verweigern, falls diese technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist (vgl. § 34 Abs. 2 Satz 1 GasNZV).

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, dena und BBH, 2019

6.4 Ergebnis der Hemmnisanalyse

Die Genehmigung, der Betrieb und auch der technische Umbau von Biogasanlagen mit dem Ziel einer alternativen Nutzung ist durch eine große Anzahl allgemeiner aber auch einiger spezifischer Hemmnisse im Zusammenhang mit dem jeweiligen Betriebsmodell gekennzeichnet.

Da die Betrachtung von Bestandsanlagen Ziel dieses Projektes war, wird hier auf mögliche Hemmnisse für einen Umbau von Biogasanlagen im Bestand fokussiert.

Wie auch andere Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland, so sind auch Biogasanlagen im Wesentlichen durch die Anreize des EEG entstanden. Die vorherrschenden Betriebsmodelle und Anlagengrößen sind in direktem Zusammenhang mit der Förderung von EEG und dem Marktanzreizprogramm (MAP) zu sehen. Betriebswirtschaftlich tragfähig sind diese Betriebsmodelle in der Regel ohne eine Förderung durch EEG oder MAP aktuell nicht. Als wesentliches Hemmnis für einen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen bzgl. deren Umbau für eine alternative Nutzung im Energiesystem muss daher der mögliche Wegfall einer ausreichend hohen Finanzierung gesehen werden. Die Umstellung der EEG-Vergütung von einem festen Einspeisetarif auf ein Ausschreibungsmodell mit insgesamt niedrigeren Vergütungen (gemessen an den vorherigen Einspeisetarifen) gibt bereits einen ersten Eindruck, welchen Finanzierungsbedarf der Weiterbetrieb des Anlagenbestands hervorrufen könnte. In jedem Fall wird deutlich, dass der Wegfall der bisherigen Vergütung oder eine substantielle Reduktion dieser zu einem fundamentalen Rückbau des Biogasanlagenbestands in Deutschland führen dürfte.

Jenseits des EEG führt die Kraftstoffquote zu einer Nachfrage nach Biokraftstoffen. Je nach THG-Minderung werden hier verschiedene Kraftstoffe nachgefragt. Eine Erhöhung der Quote würde diese Nachfrage direkt steigern und eine höhere Biokraftstoffnutzung im Verkehrsbereich induzieren, wovon auch Biomethananlagen profitieren würden. Umgekehrt würde eine Verringerung oder Abschaffung der Quote auch direkt zu einer verringerten Nachfrage führen.

Ein weiteres allgemeines Hemmnis für eine Weiternutzung des Anlagenbestands liegt in der technologischen Heterogenität dieser Anlagen. Hierbei existieren eine Vielzahl von Herstellern, Anlagenkomponenten und deren qualitativen Ausfertigung. Ein vollumfänglicher und einheitlicher Industriestandard im eigentlichen Sinne existiert dabei nicht. Somit fällt es schwer, für einzelne Betriebsmodelle oder Anlagengrößen allgemeingültige Aussagen über die Weiternutzung abzuleiten. In der Regel werden individuelle Einzelfallentscheidungen getroffen werden müssen, die das Alter und den jeweiligen technischen Zustand der Anlage, die Qualität einzelner Bauteile und Komponenten sowie den erwarteten Investitionsbedarf für eine alternative Nutzung berücksichtigen.

Für die ausgewählten Betriebsmodelle, die für die Nutzung der Anlagen ab dem Jahr 2021 bis zum Jahr 2030 im Vordergrund stehen, wurden spezifische Hemmnisse identifiziert. Für Betriebsmodell 1 (energiebezogene Reduktion des Substratinputs um 50 %) ist zu prüfen, ob die deutliche Substratreduktion Probleme für die Prozessbiologie nach sich zieht und die geringeren Biogasmengen die Messbarkeit via Gasspeicherfüllstandsystem negativ beeinflussen. Aus ökonomischer Sicht ist besonders hervorzuheben, dass die 50-prozentige Substratreduktion (energiebezogen), insbesondere von nachwachsenden Rohstoffen, natürlich Substratkosteneinsparungen nach sich zieht. Zugleich wird so aber auch die Gasproduktion reduziert und damit auch die Strom- und Wärmeerzeugung bei angenommener KWK-Nutzung. Wenn also der erzeugte Strom nicht zu höheren Preisen vermarktet werden kann, so stehen den niedrigeren Substratkosten niedrigere Einnahmen aus dem Stromverkauf gegenüber. Für bestehende Wärmekonzepte gilt dies in gleichem Maße. Hierbei ist im Einzelfall zu betrachten, ob Ersatzmaßnahmen für die geringere Wärmeauskopplung notwendig sind. Zugleich

wird die Anlage so deutlich unterhalb ihrer vorhandenen Kapazität genutzt. Ob dieses Szenario wirtschaftlich darstellbar ist, ist im Einzelfall zu prüfen.

Für Betriebsmodell 2 (Flexibilisierung der Biogaserzeugung) kann festgehalten werden, dass für die angestrebten Substratmixe mit hohen Anteilen von Wirtschaftsdünger, dieser auch ganzjährig verfügbar sein muss (Stichwort: vorhandene Lagerkapazitäten). Ein hoher Grad an Flexibilisierung macht ggf. einen neuen Netzanschlusspunkt notwendig. Wird dieser vom Netzbetreiber nicht genehmigt, kann am gewünschten Netzanschlusspunkt ggf. nur eine deutlich geringere Flexibilisierung in Form des Zubaus von Verstromungskapazitäten umgesetzt werden. Alternativ bedarf es eines entfernteren Netzanschlusspunktes, dessen Erschließung ggf. durch den Anlagenbetreiber zu tragen ist. Zudem kann eine Änderung der Genehmigung erforderlich werden. Aus rechtlicher Perspektive besteht eine gewisse Unsicherheit in Bezug auf das Inbetriebnahmedatum von Biogasanlagen, ob diese unter die Regelungen des EEG 2014 oder EEG 2017 fallen. Denn diese unterscheiden sich in der Höhe des „Flex-Deckels“, wodurch ein Hemmnis für die Marktakteure entstehen könnte.

Für Betriebsmodell 3 (Biogasaufbereitung zu Biomethan) spielen grundsätzlich die möglichen Nutzungspfade KWK oder Kraftstoff eine Rolle. Soll das Biomethan als Kraftstoff genutzt werden, ist sicherzustellen, dass die notwendigen Treibhausgaseinsparungen gemäß Biokraftstoff-NachV erreicht werden. Andernfalls kann das Biomethan nicht als Kraftstoff genutzt werden. Das Potential von Biomethan als Kraftstoff wird durch komplexe Zertifizierungsanforderungen, insbesondere in Hinblick auf Entstehung, Beschaffung und Nutzung von Einsatzstoffen zur Erzeugung, eingeschränkt, welche hohe Arbeitsaufwendungen und Kosten bei der Produktion von Biomethan verursachen und so einer stärkeren Marktdurchdringung entgegenstehen. Gleiches könnte zukünftig für den Strom- und Wärmebereich gelten, da die RED II eine Ausweitung der Nachhaltigkeitsanforderungen auf diese Sektoren vorsieht. Es bleibt indes abzuwarten, wie der Gesetzgeber die europäischen Vorgaben in nationales Recht überführen wird. Für Einspeiseanlagen spielen regelmäßig die vorhandenen Einspeisekapazitäten in den Gasverteilernetzen eine Rolle, insbesondere die geringe Gasnachfrage (sog. Min-Flow) im Sommer. Gibt es im Sommer eine zu geringe Nachfrage und sind die Kapazitäten des Netzbereichs bereits stark ausgeschöpft, so ist es wahrscheinlich, dass eine neue Einspeiseanlage nicht genehmigt wird. Eine kosteneffiziente Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz wird zudem unter bestehenden Rahmenbedingungen nicht angereizt, da der Bau und die daraus resultierenden Kosten redundanter Verdichter und Einspeiseanlagen über die Netzentgelte verzinst an die Gasverbraucher weitergegeben werden. Auch ist für den Fall der KWK-Nutzung von Biomethan nach der Ausspeisung sicherzustellen, dass ein ganzjährig ausreichend hoher Wärmebedarf am Standort existiert, um eine 100-prozentige Wärmenutzung sicherzustellen. Alternativ ist ein Wärmespeicher vorzusehen, um Schwankungen der Wärmenachfrage ausgleichen zu können. Der Anschluss mehrerer Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen an ein Mikrogasnetz zum Zweck einer gemeinsamen Gasaufbereitung (Pooling) kann wirtschaftlich sinnvoll sein, da so Skaleneffekte bei der Biogasaufbereitung genutzt werden können. Zugleich müssen aber die Kosten des Mikrogasnetzes gegengerechnet werden. Ggf. noch schwieriger ist die genehmigungsrechtliche Situation für den Bau des Netzes, insbesondere auch bei Querung von Privatgrundstücken bzw. bei landschaftlich schwierigem Terrain oder Naturschutzgebieten.

7 Mögliche Entwicklungen - Biogas

Ausgehend vom Biogasanlagenbestand in Deutschland (vgl. Kapitel 2), wurden Anlagenkonzepte identifiziert, für die verschiedene Betriebsmodelle näher betrachtet wurden. Im Ergebnis wurden geeignete Betriebsmodelle für die Anlagenkonzepte identifiziert, die sowohl aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht sinnvoll erscheinen und für die eine detaillierte ökonomische und ökologische Bewertung erfolgte (vgl. Kapitel 4 und Kapitel 5). Für die Abschätzung der Anlagenentwicklung bis 2030 bzgl. der betrachteten Betriebsmodelle wurden Varianten der Bestandsentwicklungen skizziert. Dabei wurde zunächst geprüft, welche Anlagenzahl bzw. Anlagenleistung für die Umsetzbarkeit der im Kapitel 3.4 identifizierten Betriebsmodelle zur Verfügung steht und in welchem Umfang das Auslaufen der Anlagen aus der 20-jährigen EEG-Festvergütung bis 2030 erfolgt, wenn keine Anschlussoptionen existieren. Für die identifizierten Betriebsmodelle wird anhand der Hochrechnung auf den gesamten Biogasanlagenbestand ein Mengengerüst (bezogen auf die Bemessungsleistung) erstellt, das die Bandbreite der möglichen Anlagenentwicklung skizzieren soll.

7.1 Bisherige Bestandsentwicklung und Anlagenkonzepte

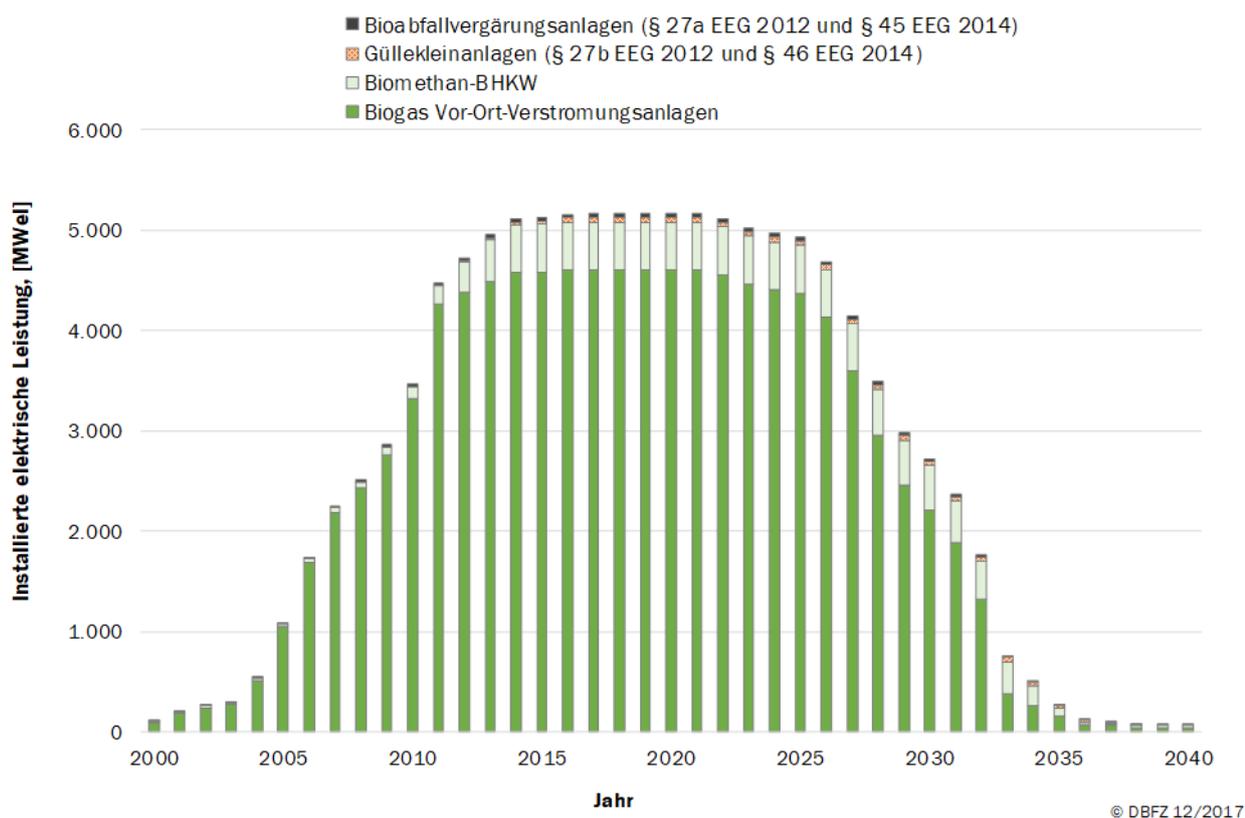
Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 hat der Ausbau der Biogaserzeugung und der Bau neuer Biogasanlagen in Deutschland kontinuierlich zugenommen. Wesentliche Anreize waren die 20-jährige Festvergütung und die Abnahmepflicht des Stromnetzbetreibers für den Strom aus Biogas. Im Rahmen der Förderung durch das EEG nahm insbesondere der Einsatz nachwachsender Rohstoffe mit der Einführung des NawaRo-Bonus im Jahr 2004 kontinuierlich zu. Mit einem Anteil von 96 % - bezogen auf die Anlagenzahl der VOV-Anlagen - stellt der Großteil der Biogasanlagen in Deutschland landwirtschaftliche Anlagen dar, die auf der Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle und Festmist sowie nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) betrieben werden (vgl. Kapitel 2.4.1). Der Anteil der Güllekleinanlagen (bis 75 kW_{el}) macht mit rd. 700 Anlagen (Ende 2017) rd. 8 % des gesamten Biogasanlagenbestandes aus (bezogen auf die Stromerzeugung aus Biogas knapp 1 %). Daneben sind insgesamt rund 250 Biogasanlagen in Betrieb, in denen organische Abfälle, wie beispielsweise getrennt erfasste Bioabfälle, Garten- und Parkabfälle, Speisereste, Abfälle aus der Lebensmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle zu unterschiedlichen Anteilen eingesetzt werden.

Anreizwirkungen wurden durch das EEG insbesondere für den Ausbau der Biogaserzeugung mit den Novellierungen im Jahr 2004 und 2009 gesetzt. Der größte Zubau von Biogasanlagen erfolgte in den Jahren 2005 bis 2011, weshalb das Auslaufen der 20-jährigen EEG-Festvergütung der meisten Biogasanlagen im Zeitraum von 2024 bis 2030 erfolgen wird (vgl. Abbildung 31). Mit der Neustrukturierung des EEG in 2012 und 2014 hat sich der jährliche Zubau von Biogasanlagen aufgrund der Vergütungsabsenkungen deutlich reduziert. In Folge des geänderten gesetzlichen Rahmens ist der Leistungszubau im Biogasbereich überwiegend von Anlagenerweiterungen, Umstellungen auf den flexiblen Anlagenbetrieb sowie geringem Zubau im Bereich der Güllekleinanlagen und Anlagen im Abfallbereich bestimmt. Mit dem EEG 2017 wurde die Förderung der erneuerbaren Energien von der Festvergütung zu einem Ausschreibungsmodell geändert. Das bedeutet, es wird eine begrenzte Menge an Strom aus Biomasse und Jahr ausgeschrieben und die Betreiber von Biogasanlagen müssen durch die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung ihren Förderanspruch zunächst erwerben. Die maximalen Höchstgebotsgrenzen des EEG 2017 liegen mit 16,9 ct/kWh_{el} (Bestandsanlagen) und 14,88 ct/kWh_{el} (Neuanlagen) und einer jährlichen Degression von 1 % unter den derzeitigen Vergütungssätzen für Strom aus Biogas. Betreiber suchen daher nach lukrativen Alternativen zur Vergütung über das EEG für die Vermarktung der bei der Biogaserzeugung

entstehenden Produkte. Wenn es für Bestandsanlagen keine Aussicht auf einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Vergütung gibt, ist abzusehen, dass keine für den Weiterbetrieb notwendige Investitionen im Bestand getätigt werden und mittelfristig die verfügbare Anlagenleistung abnehmen wird.

Abbildung 31 verdeutlicht die Entwicklung der installierten Anlagenleistung für Biogasanlagen für den Fall, dass – ausgehend von der Inbetriebnahme der Anlagen - nach der 20-jährigen EEG-Vergütung keine weitere Anschlussfinanzierung erfolgt. Hierbei wurden Inbetriebnahmejahre und installierte Anlagenleistungen der stromerzeugenden Biogasanlagen auf Datenbasis BNetzA 2016 durch Verschnitt der Stamm- und Bewegungsdaten bis 2016 ausgewertet, wobei für die vereinfachte Darstellung ab 2017 kein weiterer Zubau berücksichtigt wurde und die installierte Anlagenleistung auch den Leistungszubau der bereits erfolgten Flexibilisierung (Überbauung) beinhaltet. Basierend auf den angegebenen Boni bzw. Vergütungsschlüsseln – im Rahmen der Auswertung der Stamm und Bewegungsdaten der BNetzA - erfolgte die Zuordnung zu Biogasanlagen sowie eine Differenzierung nach Biogasanlagen (VOV), Biomethan-BHKW, Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen nach EEG 2012 und EEG 2014.

Abbildung 31: Szenario – Entwicklung der installierten Anlagenleistung bestehender Biogasanlagen im Falle des Auslaufens der EEG-Förderung nach 20 Jahren ohne Anschlussförderung.



Quelle: Daniel-Gromke et al. 2017a. Datenbasis: BNetzA 2017 für das Bezugsjahr 2016. Auswertungen der Datenbasis BNetzA 2016 mit Bestandsentwicklung bis 2016 und ohne Zubau ab 2017.

Anhand der Datenbasis der BNetzA bzgl. der Stromerzeugung von Biomasseanlagen für das Jahr 2017 wurde zunächst der Status Quo (2017) für den Anlagenbestand Biogas definiert (vgl. Tabelle 35) – mit Fokus auf die landwirtschaftlichen Anlagen (ohne Bioabfall- und Güllekleinanlagen).

Mit Stand Ende 2017 waren rund 2/3 des Biogasanlagenbestandes in der Direktvermarktung, davon die Hälfte in der Flexibilisierung, während für etwa 1/3 der Anlagen die EEG-Festvergütung gewährt wurde (vgl. Tabelle 35). Bezogen auf die installierte Leistung der Biogasanlagen konnten Ende 2017 ca. 22 % der EEG-Festvergütung, 46 % der Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und 33 % der Direktvermarktung mit Flexprämie zugeordnet werden (vgl. Tabelle 35). Gegenwärtig (5/2019) erhalten - bezogen auf die installierte elektrische Leistung – lediglich etwa 15 % der Biogasanlagen die EEG-Festvergütung, während bereits die restlichen 85 % den erzeugten Strom direkt an der Börse vermarkten (Direktvermarktung).

Tabelle 35: Status Quo des Anlagenbestandes Biogas Ende 2017 mit Angabe der installierten Leistung, der Bemessungsleistung, der Stromerzeugung und der Anlagenzahl (BHKW) differenziert nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie.

Kriterium	EEG-Festvergütung	Direktvermarktung ohne Flexprämie	Direktvermarktung mit Flexprämie	Gesamt
installierte Leistung, kW _{el}	1.686.740	2.433.726	1.720.020	5.840.486
Bemessungsleistung, kW _{el}	986.186	1.864.181	910.195	3.760.562
Stromerzeugung, kWh _{el}	8.638.987.976	16.330.225.919	8.014.893.042	32.984.106.938
Anzahl	3.432	4.606	2.530	10.568

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2019 auf der Datenbasis der ÜNB-Stamm- und Bewegungsdaten für das Jahr 2017; Darstellung aller landwirtschaftlichen Biogasanlagen (ohne Bioabfallanlagen und ohne Güllekleinanlagen – da separat erfasst).

Die Anschlussvergütung für Biogasbestandsanlagen im Rahmen der Ausschreibungen wird für maximal 10 Jahre gewährt und nach einem Jahr nach der Zuschlagserteilung gezahlt. Eine weitere Voraussetzung zur Teilnahme an den Ausschreibungen ist, dass der verbleibende EEG-Vergütungsanspruch der Biogasbestandsanlagen maximal 8 Jahre beträgt. Die Zuschlagsmenge reduziert sich jeweils um den Bruttozubau des Vorjahres bzw. erhöht sich um die Zuschlagsmengen, die nach der vorgesehenen Frist nicht umgesetzt wurden.

Die erste Ausschreibungsrunde für Biomasse im September 2017 zeigte, dass das Ausschreibungsvolumen von 122 MW_{el} für Strom aus Biomasse nicht ausgeschöpft wurde; lediglich 27,5 MW_{el} wurden im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde nach Angaben der BNetzA (BNetzA 2017a) bezuschlagt. Die Bandbreite der Stromvergütung lag demnach für die erste Ausschreibungsrunde für Biomasse-Anlagen zwischen 9,9 und 16,9 ct/kWh_{el}, wobei ca. 77 % der bezuschlagten Menge an Bestandsanlagen (> 150 kW_{el}) ging (BNetzA 2017a). Weitere Ausführungen sind im Kap. 10.2 dargestellt.

Im Zuge des Energiesammelgesetzes wurden 2018 gesetzliche Änderungen vorgenommen. So sind ab 2019 zwei Gebotstermine pro Jahr durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) auszuschreiben: am 1. April und am 4. November mit jeweils 75 MW installierter elektrischer Leistung an Ausschreibungsvolumen. In den Jahren 2020 bis 2022 werden sich die auszuschreibenden Kapazitäten erhöhen und jeweils 100 MW pro Ausschreibungsrunde betragen.

Während die bereits gelaufenen Ausschreibungen in 2019 für Solar deutlich überzeichnet waren, wurde das Ausschreibungsvolumen bei Biomasse kaum ausgeschöpft. Der Grund hierfür liegt zum einen in der kurzfristigen Einführung von zwei Ausschreibungsrunden pro Jahr. Zum anderen ist die gesetzlich erforderliche Realisierungsfrist von zwei Jahren für bezuschlagte Neuanlagen nur schwer umsetzbar (Denysenko et al. 2019). Die Teilnahme der Bestandsanlagen wird voraussichtlich erst mit den folgenden Ausschreibungsrunden zunehmen, da die meisten Bestandsanlagen im Zeitraum 2021 bis 2030 das Ende ihrer EEG-Festvergütung von 20 Jahren erreicht haben. Vor dem Hintergrund der fehlenden Planungssicherheit der Anlagenbetreiber ist anzunehmen, dass für einen Teil der Bestandsanlagen auch eine vorzeitige Außerbetriebnahme der Anlage möglich ist und notwendige Investitionen für den Wechsel der Bestandsanlagen in eines der betrachteten Betriebsmodelle ausbleiben (Daniel-Gromke et al. 2018).

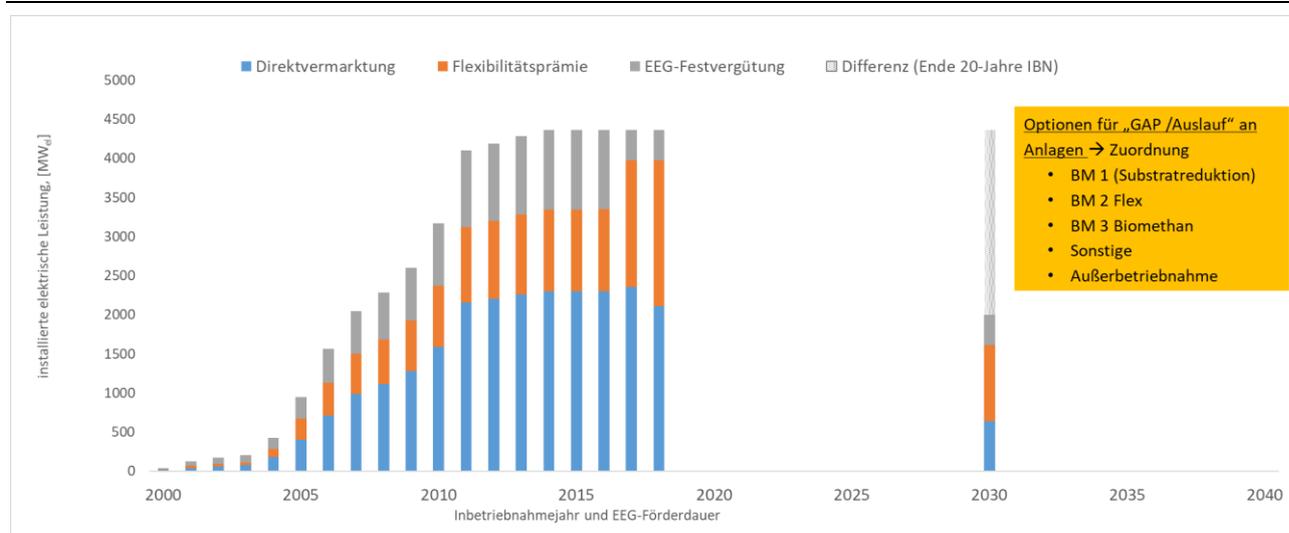
7.2 Annahmen der möglichen Bestandsentwicklung

Werden die Rahmenbedingungen für die Umsetzung der betrachteten Betriebsmodelle verbessert und die Hemmnisse für die Umsetzung (vgl. Kapitel 6.4) abgebaut, kann angenommen werden, dass die Auslaufkurve der Bestandsanlagen (vgl. Abbildung 31) abgemildert und der Weiterbetrieb für einen Teil der „auslaufenden“ Bestandsanlagen z.B. durch den Wechsel in sinnvolle Betriebsmodelle fortgeführt werden kann. Die Darstellung der Szenarien soll die Bandbreite einer möglichen Umsetzung der betrachteten Betriebsmodelle verdeutlichen. Denkbar ist, dass die Bestandsanlagen bei angepassten Anreizen frühzeitiger in die Betriebsmodelle wechseln ebenso wie die Option, dass Anlagen teilweise noch vor Ablauf ihrer EEG-Vergütungsdauer vorzeitig ihren Betrieb beenden. Beide Optionen wurden in den hier betrachteten Betriebsmodellen nicht berücksichtigt.

Für die Abschätzung der Entwicklung des Anlagenbestandes wurden auf der Basis der BNetzA-Daten Parameter wie Anlagengröße, Inbetriebnahme (IBN) und Art der Vergütung (EEG-Festvergütung, Direktvermarktung mit bzw. ohne Flexprämie) zu Grunde gelegt. Die Zuordnung des Substrateinsatzes für die Bestandsanlagen ist über die Vergütungsboni nur begrenzt möglich, weshalb im Rahmen dieses Vorhabens keine anlagenscharfe Zuordnung des Substrateinsatzes erfolgen kann, sondern lediglich die Zuordnung zur Substratkategorie (Gülle, Bioabfall, Mix aus NawaRo/Gülle). Für eine detailliertere Betrachtung sind darüber hinaus regionale Unterschiede hinsichtlich des Anlagenbestandes zu berücksichtigen, die im Rahmen des Vorhabens nicht vollumfänglich vorgenommen wurden.

Ob ein Anlagenbetreiber in eines der betrachteten Betriebsmodelle wechselt oder die Bestandsanlage nach der 20-jährigen IBN nicht weiter betrieben wird, wird von verschiedenen Faktoren abhängen, die im Vorhaben nicht umfassend bewertet werden können. Neben der notwendigen Wirtschaftlichkeit der Betriebsmodelle (vgl. Kapitel 4) besteht für Anlagenbetreiber z.B. die Herausforderung, erfolgreich an der Ausschreibung teilzunehmen und somit den Gebotswert zu erhalten. Die Frage der Nachfolgerschaft eines landwirtschaftlichen Betriebes ist zudem bundesweit ein Kriterium, das für den Weiterbetrieb der Bestandsanlagen kritisch zu bewerten ist. Für die vereinfachte Darstellung der möglichen Entwicklung bis 2030 werden daher verschiedene Varianten betrachtet, für die Min-/Max-Werte zur Darstellung von Bandbreiten berücksichtigt wurden. Dabei wurde der Wechsel in eines der Betriebsmodelle lediglich für den Anteil der Anlagen berücksichtigt, für den die EEG-Vergütung (20 Jahre nach IBN inkl. Inbetriebnahmejahr) ausläuft (vgl. Abbildung 32). Dies betrifft im Wesentlichen die landwirtschaftlichen Anlagen, während für die Gülleklein-Anlagen und die Bioabfallanlagen gemäß den Sonderkategorien des EEG ein Weiterbetrieb unterstellt wurde.

Abbildung 32: Entwicklung der installierten Anlagenleistung bestehender Biogasanlagen im Falle des Auslaufens der EEG-Förderung nach 20 Jahren ohne Anschlussförderung mit Differenzierung der Vergütung nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie.



Quelle: Daniel-Gromke et al. 2019; Auswertungen der Datenbasis BNetzA 2016 mit Bestandsentwicklung bis 2016 und ohne Zubau ab 2017. Datenbasis: BNetzA 2016 (Verschnitt Stamm- und Bewegungsdaten).

Unter der Annahme, dass für Biogasanlagen 20 Jahre nach IBN keine Anschlussoption besteht, würden ca. 3,8 GW_{el} installierte Anlagenleistung bzw. 2,33 GW_{el} (Bemessungsleistung) bis 2030 vom Netz gehen. Ausgehend vom Bezugsjahr 2017 und der Berücksichtigung der IBN ab 2010 ist in Tabelle 36 der Anlagenbestand Biogas für das Jahr 2030 differenziert nach installierter Leistung, Bemessungsleistung und Anlagenzahl nach Art der Vergütung (analog der „Auslaufkurve“ vgl. Abbildung 31) dargestellt.

Tabelle 36: Anlagenbestand Biogas mit Angabe der installierten Leistung, der Bemessungsleistung und der Anlagenzahl (BHKW) differenziert nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie für 2030 (vgl. „Auslaufkurve“).

Anlagenbestand nach Art der Vergütung (2030)	installierte Leistung, kWel	Bemessungsleistung, kWel	Anlagenzahl
EEG-Festvergütung	390.729	300.569	1.366
Direktvermarktung (ohne Flexprämie)	967.844	774.928	2.263
DV Flexibilitätsprämie	643.046	352.662	1.094
Gesamt (2030)	2.001.619	1.428.159	4.723

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ 2019; Datenbasis: BNetzA 2017 (Verschnitt Stamm- und Bewegungsdaten) und ÜNB-Jahresabrechnungsdaten 2017 (Netztransparenz 2018a), (Netztransparenz 2018b).

Die Differenz 2030 zum Bezugsjahr 2017 zeigt die Größenordnung des „Auslaufens“ der Anlagen (vgl. Tabelle 37) für den Fall, dass keine Anschlussoption erfolgen sollte. Demnach würde – unter Berücksichtigung des Alters der Anlagen anhand der IBN – bis 2030 ca. 55 % des Anlagenbestandes

(bezogen auf die Anlagenzahl) und ca. 66 % bezogen auf die installierte Anlagenleistung nicht weiterbetrieben.

Tabelle 37: Darstellung des Auslaufens des Anlagenbestandes Biogas mit Angabe der installierten Leistung, der Bemessungsleistung und der Anlagenzahl (BHKW) differenziert nach EEG-Festvergütung, Direktvermarktung (ohne Flexprämie) und Direktvermarktung mit Flexprämie als Differenz „2017 – 2030“.

Anlagenbestand nach Art der Vergütung (Differenz)	installierte Leistung, kWel	Bemessungsleistung, kWel	Anlagenzahl
EEG-Festvergütung	1.296.011	685.617	2.066
Direktvermarktung (ohne Flexprämie)	1.465.882	1.089.253	2.343
Flexibilitätsprämie	1.076.974	557.533	1.436
Gesamt	3.838.867	2.332.403	5.845

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ 2019 anhand der Datenbasis der BNetzA 2017 (Verschnitt Stamm- und Bewegungsdaten) und ÜNB-Jahresabrechnungsdaten 2017 (Netztransparenz 2018a), (Netztransparenz 2018b).

Insgesamt wurden neben dem Status quo (2017) folgende Varianten für die Abschätzung des in 2030 existierenden Anlagenbestandes (bezogen auf die Bemessungsleistung) betrachtet:

1. Auslauf-Szenario ohne Anschlussoption nach 20 Jahren IBN (vgl. Abbildung 31): Anlagenbestand in 2030 analog Tabelle 36.
2. Wechsel in BM 1 (Substratreduktion 50 % energetisch für den NawaRo-Anteil) für einen Anteil der Anlagen, für den die EEG-Vergütung ausläuft;
3. Wechsel in BM 2 (Flexibilisierung) für einen Anteil der Anlagen, für den die EEG-Vergütung ausläuft;
4. Wechsel in BM 3 (Umrüstung von VOV zu Biomethan) für einen Anteil der Anlagen, für den die EEG-Vergütung ausläuft;
5. Wechsel in BM 1 -3 mit Berücksichtigung einer Verteilung in Betriebsmodell BM 1, 2 und 3 der Anlagen, für die die EEG-Vergütung ausläuft.

Dabei wird auch eine Außerbetriebnahme von Anlagen berücksichtigt, die keiner der drei Betriebsmodelle zugeordnet werden können.

Während Variante 2 – 4 eher theoretische Varianten darstellen, da hier der jeweilige Wechsel auf die Betriebsmodelle zu 100% für die auslaufenden Anlagen betrachtet wurde und für die Darstellung des Mengengerüsts dient, soll Variante 5 den „Wechsel in BM 1 - 3“ verdeutlichen und einen Wechsel in die Betriebsmodelle analog präferierten Betriebsmodelle (vgl. Kapitel 8) abbilden.

Für die Varianten 2 – 5 wurden zuzüglich des Bestands in 2030 (analog Variante 1) weitere Anlagen berücksichtigt, für die die 20-jährige EEG-Vergütung endet, die jedoch aufgrund bestimmter Rahmenbedingungen in eines der Betriebsmodelle wechseln.

Für die Darstellung der Bandbreiten des Wechsels in eines der betrachteten Betriebsmodelle wurden für die Varianten 2-5 folgende Annahmen getroffen:

Variante 2 (BM 1: Substratreduktion 50 % energetisch): Für den Wechsel zu BM 1 sind grundsätzlich alle Anlagen mit hohem NawaRo-Anteil geeignet. Prädestiniert sind Anlagen mit hohen

Substratpreisen für NawaRo und Anlagen in viehrefreien Regionen. Durch die Substratreduktion des NawaRo-Anteils auf 50 % energetisch, kann die Anlage ohne wesentliche technische Änderungen flexibilisiert werden.

- ▶ Min-Wert: 25 % der auslaufenden Anlagen in Direktvermarktung (ohne Flex), da Anlagen mit Flexprämie prädestiniert sind für BM 2 und nicht alle Anlagen eine Substratreduktion vornehmen werden.
- ▶ Max-Wert: alle „auslaufenden“ Anlagen (dadurch bleiben 50 % der Bemessungsleistung der „auslaufenden“ Anlagen erhalten)

Variante 3 (BM 2 Flexibilisierung): Anlagen, die bereits flexibilisiert sind (bzw. die Flexprämie erhalten), sind prinzipiell für die Flex-Option (BM 2) prädestiniert und können nach dem Auslaufen der EEG-Festvergütung an den Ausschreibungen teilnehmen und den Weiterbetrieb (Flex-Betrieb) mit Flexzuschlag für weitere 10 Jahre sichern. Allerdings ist der Weiterbetrieb für Betreiber mit großer Unsicherheit behaftet (Finanzierung, Risiko Zuschlagserteilung speziell sowie der bürokratische Aufwand, Hinterlegung finanzieller Sicherheiten für die Teilnahme am Gebotsverfahren, fehlende Planungssicherheit hinsichtlich der Ausschreibungsvolumina ab 2023 allgemein, Problematik Nachfolger für den landwirtschaftlichen Betrieb und somit für die Biogasanlage, Einhaltung umweltrelevanter Anforderungen wie der erneut zu novellierenden Düngeverordnung, TA Luft, regional steigende Pachtpreise etc.);

- ▶ Min-Wert: 50 % der auslaufenden Anlagen mit Flexprämie nehmen an den Ausschreibungen teil und werden bei erfolgreicher Zuschlagsteilung weiterbetrieben
- ▶ Max-Wert: alle „auslaufende“ Anlagen mit Flexprämie zzgl. 10 % der Anlagen mit DV (ohne Flex).

Variante 4 (BM 3 Biomethan): Aufgrund der Kostendegressions-Effekte der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas zu Biomethan ist die Umrüstung von kleinen Biogasbestandsanlagen mit hohen spezifischen Kosten für die Aufbereitung und Einspeisung verbunden. Daher wird analog der Ergebnisse des Projektes eMikroBGAA (vgl. Beil et al. 2019) unterstellt, dass aus ökonomischer Sicht Biogasbestandsanlagen ab 400 kW_{el} Bemessungsleistung für die Umrüstung zur Bereitstellung von Biomethan am besten geeignet sind. Weitere Eingrenzungen werden bzgl. der vorhandenen externen Wärmenutzung und der Netzeinspeisepotenziale (vgl. Beil et al. 2019) getroffen.

- ▶ Min-Wert: Analog der Annahmen im Vorhaben „eMikroBGAA“ werden nur Anlagen > 400 kW_{el} Bemessungsleistung (~250 m³ Rohgas/h) mit geringer Wärmenutzung <25 % und mit Berücksichtigung der ermittelten Netzeinspeisepotenziale nach DBI zu Grunde gelegt. Dies entspricht mit Berücksichtigung der ermittelten Netzeinspeisepotenziale auf Verteilnetzebene mit ca. 400 Biogasanlagen (VOV) (= ca. 5 % des Anlagenbestandes) mit einer installierten Anlagenleistung von insgesamt ca. 260 MW_{el}, die aufgrund ihrer Leistungsgröße (> 400 kW_{el} Bemessungsleistung) und geringer KWK-Nutzung (< 25 %) eine Aufbereitung zu Biomethan leichter realisieren könnten.

- ▶ Max-Wert: Analog Min-Wert, jedoch ohne Berücksichtigung von Netzeinspeise-Restriktionen. Dies entspricht ca. 1.300 VOV-Biogasanlagen mit einer installierten Anlagenleistung von rd. 900 MW_{el} (bzw. einer Bemessungsleistung von rd. 750 MW_{el}).

Variante 5: „Wechsel in BM 1 -3“ mit Zuordnung der „auslaufenden“ Biogasanlagen für eines der drei Betriebsmodelle (BM 1, 2, oder 3) oder Außerbetriebnahme. Dabei wurden für die Min/Max-Werte folgende Annahmen getroffen:

- ▶ BM 3 (Biomethan) analog Min/Max-Werte Variante 4
- ▶ BM 2: 50 % der Anlagen mit Flexprämie, wobei: Rest der Anlagen > 400 kW_{el} Bemessungsleistung (mit Flexprämie) + Anlagen kleiner 400 kW_{el} Bemessungsleistung mit Flexprämie berücksichtigt werden. Die Min/Max-Werte ergeben sich aufgrund der Bandbreite für BM 3.
- ▶ BM 1: Min/Max-Werte: 25 – 50 % der Anlagen in DV (ohne Flex).
- ▶ Für die restlichen Anlagen wird kein Fortbetrieb in eines der drei Betriebsmodelle unterstellt.

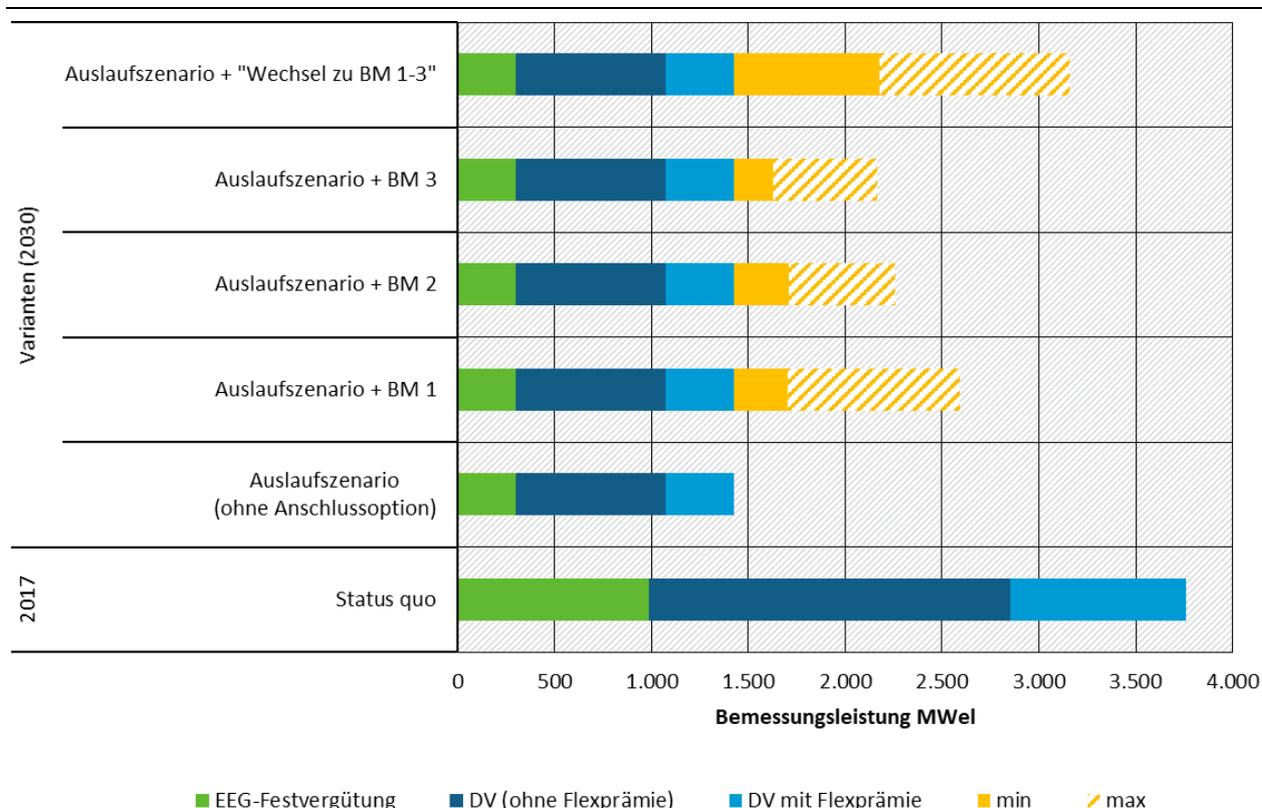
Für Bioabfall- und Gülle(klein)anlagen wurde angenommen, dass diese weiterbetrieben werden, wobei ein geringer bis stagnierender Zubau im Bereich der Gülle- und Bioabfallnutzung in Biogasanlagen angenommen werden kann, auch wenn keine weiteren Anreize erfolgen.

Alternativ könnte aus ökologischer Sicht auch die Option betrachtet werden, dass eine stärkere Reststoffnutzung (vgl. Matrixbewertung Kapitel 3.4 und 5.2) erfolgt. Durch weitere Anreize für die Steigerung des Gülleeinsatzes in Biogasanlagen und die verstärkte Nutzung von Bioabfällen in Bioabfallvergärungsanlagen (vgl. Ausbauszenarien „HemBio“ in Scholwin et al. 2019) kann bis 2030 jeweils eine Verdopplung der Gülle – und der Bioabfallmengen für den Einsatz in Biogasanlagen erzielt werden. Diese deutliche Steigerung der Gülle- und Bioabfallmengen in Biogasanlagen wurde bei den hier betrachteten Varianten in der Abbildung nicht eingezeichnet, stellen jedoch weitere Ausbaupotenziale dar, sofern die Rahmenbedingungen für die Nutzung dieser Reststoffe in Biogasanlagen deutlich stärker als bisher angereizt werden sollte.

7.3 Mögliche Anlagenentwicklung in 2030

In Abbildung 33 ist die mögliche Entwicklung des Anlagenbestandes Biogas (bezogen auf die Bemessungsleistung aller Biogasanlagen) in Abhängigkeit der betrachteten Varianten (vgl. Kapitel 7.2) in 2030 dargestellt.

Abbildung 33: Mögliche Entwicklungen des Biogasbestandes (bezogen auf die Bemessungsleistung in MW_{el}) differenziert nach Szenario: Auslaufen ohne Anschlussoption, Wechsel in verschiedene Betriebsmodelle (BM) und „Wechsel in BM 1-3“ als Kombination verschiedener Betriebsmodelle.



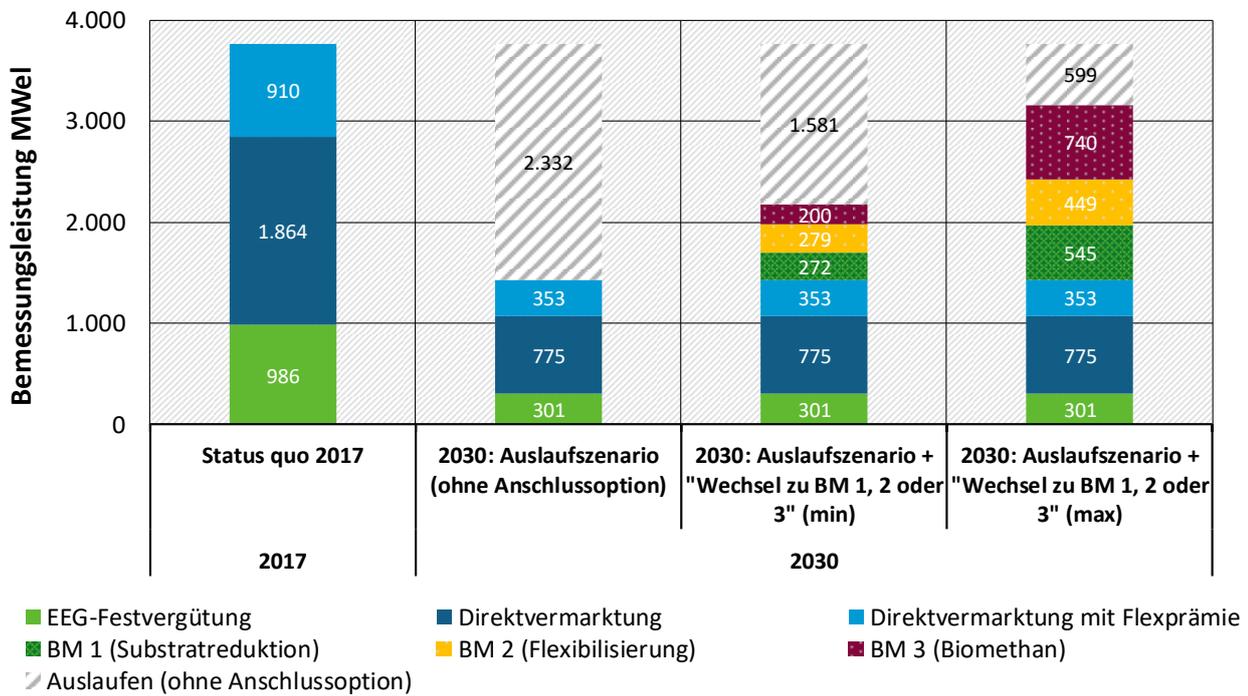
Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ, 2019.

Mit Berücksichtigung der Variante „Wechsel zu BM 1-3“ wird unterstellt, dass ein Teil der Anlagen, für die die 20-jährige EEG Vergütungsdauer endet, in Betriebsmodell 1, 2 oder 3 überführt werden kann (bezogen auf die Bemessungsleistung zw. rund 750 – 1.700 MW_{el}). Je nach Min/Max-Betrachtung werden rd. 600 bis 1.580 MW_{el} nicht weiterbetrieben.

Abbildung 34 stellt die Min/Max-Betrachtung des möglichen Anlagenwechsel mit Zuordnung des Wechsels zu den betrachteten Betriebsmodellen bezogen auf Bemessungsleistung (vgl. Variante 5: „Wechsel zu BM 1-3“) grafisch dar.

Die Grafik verdeutlicht die Reduktion der Bemessungsleistung von Biogasanlagen in 2030 gegenüber dem Status quo (2017), bei dem der Biogasanlagenbestand landwirtschaftlicher Anlagen insgesamt 3,76 GW_{el} aufweist. Der 1. Balken in 2030 zeigt das AuslaufszENARIO 2030 für den Fall, dass für die Biogasanlagen mit Ablauf ihrer 20 Jahre EEG-Vergütung keine Anschlussoption besteht und demnach Bestandsanlagen mit rd. 2,3 GW_{el} Bemessungsleistung nicht weiter betrieben werden. Der 2. und 3. Balken in 2030 stellt die Optionen des möglichen Anlagenwechsels in eines der betrachteten Betriebsmodelle (BM 1 Substratreduktion, BM 2 Flexibilisierung und BM 3 Biomethan) als Min/Max-Variante dar. Dabei wird der Anlagenwechsel bezogen auf die „auslaufende“ Bemessungsleistung in MW_{el} je Betriebsmodell für 2030 aufgeführt. Zudem ist die Höhe der Bemessungsleistung dargestellt, die außer Betrieb geht und keines der drei Betriebsmodelle zugeordnet wird.

Abbildung 34: Möglicher Wechsel zu Betriebsmodell 1, 2 oder 3 als Min/Max-Betrachtung in 2030 gegenüber 2017 bezogen auf die Bemessungsleistung.



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2019. BM = Betriebsmodell. Min = Min-Variante, Max = Max-Variante.

8 Handlungsoptionen für Biogas-Bestandsanlagen

Auf der Basis des Biogasanlagenbestands wurden folgende relevante Anlagenkonzepte herausgestellt: (1) Güllekleinanlagen (75 kW_{el}), (2) landwirtschaftlichen Biogasanlagen auf der Basis von NawaRo und Gülle mit Variation der Leistungsgröße und der Substratverteilung (hier: 70 % NawaRo / 30 % Gülle-Anlage mit 500 kW_{el} (N), 70 % Gülle / 30 % NawaRo-Anlage mit 250 kW_{el} (G), und (3) Bioabfallanlagen (Biotonne) (hier: 800 kW_{el} (B)). Für diese Anlagenkonzepte wurden drei Betriebsmodelle (BM) als mögliche Modifikationen der Anlagen festgelegt: (1) BM 1: Reduktion des NawaRo-Anteils um 50 % energetisch ohne wesentliche technischen Änderungen an der Anlage, (2) BM 2: Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung, und (3) BM 3: Umstellung der Vor-Ort-Verstromungsanlagen (VOV) zu Anlagen mit Biogasaufbereitung zu Biomethan. Für diese Anlagenkonfigurationen wurde eine Matrixbewertung mit Berücksichtigung ökologischer, ökonomischer und energiesystemtechnischer Kriterien (vgl. Kapitel 3) durchgeführt. Für ausgewählte Anlagenkonzepte erfolgte eine Detailbewertung zur Kostenbewertung und THG-Bilanzierung.

Im Folgenden werden einleitend die wesentlichen Ergebnisse der Detailbewertungen kurz zusammengefasst. Anschließend erfolgt die Ableitung der Handlungsempfehlungen für die betrachteten Betriebsmodelle.

Folgende Schlussfolgerungen können aus ökologischer, ökonomischer und energiesystemtechnischer Sicht aus der Bewertung der betrachteten Anlagenkonzepte und Betriebsmodelle gezogen werden:

Aus **ökologischer Sicht** (THG-Bilanz) zeigen die Ergebnisse, je höher der Gülleanteil in landwirtschaftlichen Anlagen ist, desto höher sind die THG-Einsparungen (aufgrund der Güllegutschriften, die im Vergleich zur konventionellen Güllelagerung ohne Biogasanlage angerechnet werden). Anlagen mit Einsatz von Anbaubiomasse zeigen geringere spezifische THG-Einsparungen im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung (hier: Vergleich zum Strommix Deutschland bzw. fossile Kraftstoffe Mix Benzin/Diesel). Hinsichtlich der THG-Bilanz weist das Betriebsmodell 1 (Substratreduktion) die geringsten spezifischen THG-Emissionen auf, da sich durch die Reduktion der NawaRo-Mengen spezifisch der Gülleanteil erhöht. Durch den Substratwechsel von Maissilage auf Grassilage (BM_1x; aus extensiver Bewirtschaftung von Grünland) können höhere THG-Einsparungen im Vergleich zum Basismodell (BM_0) erzielt werden.

Aus **ökonomischer Sicht** zeigt die Kostenbetrachtung der Stromproduktion, dass sich bei den NawaRo-Anlagen die Betriebsmodelle BM 1 (Substratreduktion Anbaubiomasse) und BM 2 (Flexibilisierung) kostengünstiger darstellen als das BM 3 (Biomethan). Die spezifischen Kosten des BM 1 liegen in vergleichbarer Größenordnung mit BM 2; wobei durch die Reduktion der Anbaubiomasse auf 50 % Energieoutput ein flexibler Betrieb der Anlage möglich ist, ohne dass dies wesentliche technische Änderungen am Anlagenkonzept erfordert. Aufgrund der Kosteneffekte der Größenklassen (Economy-of-Scale) zeigen größere Anlagen geringere Gestehungskosten, weshalb bevorzugte Konzepte über eine möglichst große Anlagenkapazität verfügen sollten, um spezifisch niedrige Kapitalkosten zu erzielen. Für Gülle-Anlagen zeigt das BM 2 (Flex) im Vergleich zum BM 3 (Biomethan) geringere Gestehungskosten und folglich geringere THG-Vermeidungskosten. Für Bioabfallanlagen zeigt die Kostenbewertung die geringsten Gestehungskosten beim Basismodell (B_BM_0), gefolgt von BM 2 (Flex), während BM 3 (Biomethan) auch hier die höchsten Gestehungskosten und die höchsten THG-Vermeidungskosten aufweist.

Aus **energiesystemtechnischer Sicht** wurden die Konzepte zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan in der Bewertungsmatrix (vgl. Kapitel 3.4 bzw. Anhang C.6) mit den Kriterien „Energiesystemtechnische Aspekte“ am besten bewertet. So kommen im Wesentlichen das Kriterium

„Erreichung der Mengenziele“ und die Option „Regenerative Kraftstoffbereitstellung“ bei der Gesamtbewertung zum Tragen. Dabei schneiden insbesondere die Anlagen mit größeren Leistungsbereichen (hier: 500 kW_{el} mit 70 % NawaRo/30 % Gülle sowie die Bioabfallanlage 800 kW_{el}) im Vergleich zu den kleineren Anlagen besser ab.

Je nach Blickwinkel ergeben sich unterschiedlich zu präferierende Betriebsmodelle. Hinsichtlich der betrachteten Anlagenkonzepte leiten sich folgende bevorzugte Betriebsmodelle ab:

Gülle(klein)anlagen (hier: 75 kW_{el} mit mind. 80 % Gülle): Gülle(klein)anlagen weisen hohe THG-Einsparungen auf und sind aus ökologischer Sicht im Bestand zu erhalten. Der Einsatz vorhandener Güllemengen in Biogasanlagen ist durch gezielte Anreize weiter auszubauen (vgl. Projekt „HemBio“ in Scholwin et al. 2019). Aus ökonomischer Sicht weisen Kleinanlagen aufgrund der Economy of scale im Vergleich zu größeren Anlagen höhere Gestehungskosten auf. Mit Blick auf die THG-Vermeidungskosten zeigt sich jedoch, dass trotz der kleinen Leistungsgröße - insbesondere für die Güllekleinanlagenkonzepte (ohne Anbaubiomasse) - im Vergleich zu den anderen betrachteten landwirtschaftlichen Anlagenkonzepten geringere THG-Vermeidungskosten erreicht werden können. Der Wechsel in eines der Betriebsmodelle wurde in der Matrixbewertung zwar betrachtet, kann aber dennoch nicht für eine Überleitung in eines der drei Betriebsmodelle empfohlen werden, da diese Konzepte bereits einen hohen Gülleanteil enthalten (der im BM 1 nicht reduziert werden sollte) und im BM 3 aufgrund der kleinen Leistungsgröße noch höhere spezifische Gestehungskosten aufweisen würde.

Landwirtschaftliche Anlagen (hier: 250 kW_{el} mit 30 % NawaRo/70 % Gülle sowie 500 kW_{el} mit 70 % NawaRo/30 % Gülle, Substratkombinationen jeweils massebezogen): Aus ökologischer Sicht (THG-Bilanz) ist die Umstellung landwirtschaftlicher Anlagen auf BM 1 mit geringeren THG-Emissionen und vergleichsweise geringen THG-Vermeidungskosten verbunden und demnach zu präferieren. Aus ökonomischer Sicht zeigen die Betriebsmodelle BM 1 (Substratreduktion) und BM 2 (Flex) Kosten in ähnlicher Größenordnung und können demnach beide präferiert werden. Aus energiesystemtechnischer Sicht ist das Betriebsmodell BM 3 (Biomethan) zu bevorzugen (vgl. Matrixbewertung Kapitel 3.4).

Bioabfallanlagen (hier: 800 kW_{el}, mit 100 % Biotonne): Aus ökologischer und ökonomischer Sicht ist das BM 2 (Flex) zu präferieren, da im Vergleich zu BM 3 (Biomethan) geringere THG-Emissionen, geringere Kosten und demzufolge geringere THG-Vermeidungskosten erzielt werden. Aus energiesystemtechnischer Sicht ist das BM 3 (Biomethan) zu bevorzugen (vgl. Matrixbewertung Kapitel 3.4). Anzumerken ist, dass für Bioabfallanlagen das BM 1 (Substratreduktion) in der Matrixanalyse theoretisch zwar mitbetrachtet wurde, eine Umstellung auf BM 1 aber aus praktischer Sicht nicht als präferiert erscheint, da die Abfallverwertung in Biogasanlagen als sinnvoll erachtet wird und die „künstliche“ Kapazitätsreduktion zu keinen positiven Effekten führen würde. Bioabfallanlagen sollen in erster Linie einen Verwertungsauftrag für eine klimafreundliche und effiziente Verwertung der Abfälle erfüllen, weshalb die Bilanzgrenzen, bzw. die Vergleichssysteme (sonstige Verwertung der Bioabfälle) zu berücksichtigen sind. Ein Beibehalt bzw. weitere Anreize für den weiteren Ausbau der Nutzung von Bioabfällen in Biogasanlagen sind daher zu forcieren (vgl. UBA-Vorhaben „HemBio“ in Scholwin et al. 2019).

In Tabelle 38 werden die präferierten Betriebsmodelle für die betrachteten Anlagenkonzepte je nach Gewichtung der ökologischen, ökonomischen oder energiesystemtechnischen Aspekte zusammenfassend dargestellt und eine Empfehlung des Konsortiums abgeleitet. Dabei wird bei der ökologischen Sichtweise die THG-Bilanz der Detailbewertung (vgl. Kapitel 5) zu Grunde gelegt und bei der ökonomischen Sichtweise die Detailbewertung der Kostenbewertung (vgl. Kapitel 4). Die

Schlussfolgerungen aus der energiesystemtechnischen Sicht stützen sich auf den Ergebnissen der Matrixbewertung, die nach Art des Anlagenkonzeptes differenziert dargestellt werden (vgl. Kapitel 3.4).

Tabelle 38: Präferierte Betriebsmodelle für die betrachteten Anlagenkonzepte

Anlagenkonzept	Ökologische Aspekte	Ökonomische Aspekte	Energiesystem-technische Aspekte	Empfehlung des Konsortiums
Güllekleinanlage (75 kW _{el})	n.b.	n.b.	n.b.	BM 0
70 % Gülle, 30 % NawaRo - Anlage (250 kW _{el})	BM 1	BM 1 / BM 2	BM 3	< 250 m ³ /h Rohgas: BM 0/ 2; > 250 m ³ /h Rohgas: BM 3
70 % NawaRo/ 30 % Gülle - Anlage (500 kW _{el})	BM 1	BM 1 / BM 2	BM 3	< 250 m ³ /h Rohgas: BM 1/ 2; > 250 m ³ /h Rohgas: BM 3
Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	n.b.	BM 2	BM 3	< 250 m ³ /h Rohgas: BM 0/ 2; > 250 m ³ /h Rohgas: BM 3

BM= Betriebsmodell; BM 0= Basismodell (Ausgangslage); BM 1: Substratreduktion; BM 2: Flexibilisierung; BM 3: Biomethan; n.b. = in der Detailbewertung nicht betrachtet.

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019

Das Betriebsmodell 1 wurde zwar in der Matrixbewertung aber in der Detailbewertung weder für die Güllekleinanlagenkonzepte noch für die Bioabfallkonzepte betrachtet, da hier überwiegend Reststoffe eingesetzt werden und eine Reduktion der gewünschten Reststoffnutzung nicht sinnvoll ist. Je nach Wichtung der Kriterien (ökologisch, ökonomisch, energiesystemtechnisch) kann sich demnach auch eine Weiterführung der bisherigen Betriebsweise als die präferierteste Variante herausstellen (vgl. Güllekleinanlagen).

Vor dem Hintergrund, dass ökologische, ökonomische und energiesystemtechnische Aspekte zu berücksichtigen sind und die betrachteten Kriterien teilweise Zielkonflikte hervorrufen, die eine eindeutige Empfehlung für ein Betriebsmodell nicht zulassen, wird empfohlen, mit Blick auf den Biogasanlagenbestand nach Anlagengröße und Rahmenbedingungen vor Ort zu differenzieren:

- ▶ Unter Kostenaspekten sollte die Aufbereitung zu Biomethan ausschließlich für größere Biogasanlagen (ca. > 250 m³ Biogas/h) bevorzugt und optional angereizt werden.
- ▶ Kleine Biogasanlagen (ca. < 250 m³ Biogas/h) sind bevorzugt als dezentrale Anlagen weiter zu betreiben. Hier sollte in Zukunft stärker auf die regionale Energieversorgung gesetzt werden, so dass Biogas stärker zur Eigenbedarfsdeckung von Strom und Wärme für landwirtschaftliche Betriebe und/oder der Direktvermarktung von Haushalten, Gewerbe und zum Teil von Industrie in unmittelbarer Nähe zur Anlage sinnvoll eingesetzt werden kann. Damit leistet Biogas auch in Zukunft durch die bedarfsgerechte und saisonale KWK wichtige Systembeiträge und trägt zur regionalen Wertschöpfung bei.

Ausschließlich für die größeren Biogasanlagen (> 250 m³ Biogas/h) wird demnach der Wechsel in das BM 3 (Biomethan) präferiert. Während für die kleineren Bestandsanlagen - je nach regionalen Gegebenheiten - Anreize für die Umstellung auf BM 1 (Substratreduktion) oder BM 2 (Flex) zu setzen sind.

Damit leiten sich folgende Handlungsoptionen ab, die im Folgenden je Betriebsmodell (BM) dargestellt werden.

8.1 BM1 (Substratreduktion)

Mit der Reduktion von Anbaubiomasse in Biogasanlagen erhöht sich der Gülleanteil spezifisch, so dass vergleichsweise hohe spezifische THG-Einsparungen erzielt werden können. Das Betriebsmodell zur Reduktion der Anbaubiomasse ist insbesondere für Anlagen mit hohen Substratpreisen sinnvoll. Zudem kann die Reduktion der Anbaubiomasse insbesondere in Regionen mit hohen Viehdichten und Nährstoffüberschüssen unter Nachhaltigkeitsaspekten sinnvoll sein. In einigen Regionen hat die Biogaserzeugung und die bereits vorhandene Konzentration der Tierbestände zu einer Verschärfung des Flächendrucks hinsichtlich der Gärrest- und Gülleausbringung bzw. des Maisanbaus geführt. In diesen Regionen kann eine konsequente Umstellung auf güllebasierte Anlagenkonzepte zu einer Entschärfung der Situation führen. Eine Steuerungswirkung könnte über die Berücksichtigung eines Faktors eingeführt werden, der die Summe „der installierten Anlagenleistung der Anbaubiomasse und der Großvieheinheiten je landwirtschaftlicher Fläche“ berücksichtigt (vgl. Ansatz Dr. Reinhold in Scholwin et al. 2019)¹⁴. Der Faktor zeigt demnach die Tierbesatzdichte und den Biogasanlagenbestand je ha an und könnte als Steuerungselement für die regionale Ausgestaltung der Bestandsentwicklung (bzw. für den Zubau neuer Anlagen) zu Grunde gelegt werden. Für die weitere Ausgestaltung des Ansatzes ist zu prüfen, ob der Anreiz EEG-förderseitig oder genehmigungsseitig erfolgen sollte und wie er auf Bestandsanlagen überführt werden kann. Die Ableitung eines „nachhaltigen Faktors“, der bei Planungen berücksichtigt werden könnte, ist auch als Steuerungselement für Gebotsverfahren für Bestandsanlagen denkbar (z.B. Anforderungsmerkmal für Präqualifikation der Ausschreibungsverfahren). Eine weiterführende Betrachtung für die Ausgestaltung des Ansatzes und regionale Betrachtungen konnten im Vorhaben nicht vertiefend bearbeitet werden, sind aber zu empfehlen.

Neben der in Betriebsmodell 1 untersuchten Reduktion der Anbaubiomasse wäre auch ein Austausch von Anbaubiomasse gegen Gülle oder/und andere landwirtschaftliche Reststoffe als ökologisch vorteilhaft zu bewerten.

Folgende Handlungsoptionen werden empfohlen, um stärkere Anreize zur Reduktion der NawaRo-Anteile bzw. die Umstellung auf einen höheren Anteil an landwirtschaftlichen Reststoffen, insbesondere Gülle, zu setzen:

- ▶ Für Anlagen mit hohem Gülleanteil (z.B. mind. 80 % massebezogen) sollte die EEG-Festvergütung fortgeführt werden, bzw. eine gesetzliche Anschlussförderung in Erwägung gezogen werden. Eine Öffnung der Leistungsgrenze bei güllebasierten Anlagen bis 500 kW Bemessungsleistung sowie ein Verzicht auf die jährliche

¹⁴ Annahmen Dr. Gerd Reinhold (TLLLR) in Scholwin et al. 2019: Hinsichtlich der Nährstoffmengen sind Biogasanlagen und die Tierhaltung in etwa bezogen auf 1 GV und 1 kW_{el} gleichzusetzen. Gerade in den Veredlungsregionen erfolgt ein überproportionaler Einsatz von NawaRo in den Biogasanlagen mit den regional ausgeprägten Problemen (z.B. Konkurrenz Tierhaltung und Biogasanlage; Pachtpreiswirkung; Nährstoffüberschüsse).

Degression der Vergütungssätze würde weitere Anreize zur Güllenutzung setzen und gleichzeitig die Möglichkeit bieten, eine Umrüstung von Anlagen in dieses Betriebsmodell anzureizen und damit weitere Güllepotenziale zu erschließen (Scholwin et al., 2019).

- ▶ Anlagen mit hohen Gülleanteilen können auch im Ausschreibungsverfahren (EEG) angereizt werden (z.B. durch Festlegung des Kriteriums „hohe Gülleanteile“ für die Präqualifikation im Ausschreibungsverfahren).
- ▶ Über Fördersysteme zur CO₂-Bepreisung oder höhere Vergütungssätze in Abhängigkeit der THG-Einsparungen können Konzepte mit hohen THG-Einsparungen honoriert werden. Dies ist denkbar durch eine (z.T.) an die THG-Einsparung gekoppelte Stromvergütung oder durch eine THG-Quote entsprechend der THG-Quote im Kraftstoffbereich (vgl. Scholwin et al. 2019).
- ▶ Um die Umstellung der Anlagen zum BM 1 attraktiv zu gestalten, müssen neben der Anpassung der Vergütungsstruktur auch Informationskampagnen für Anlagenbetreiber und -planer für den Abbau von Informationsdefiziten durchgeführt werden.
- ▶ Die Reduktion der Substratmenge im BM 1 (50 % energetisch) führt letztlich zu einer Flexibilisierung der Anlage und eröffnet damit auch die Möglichkeit, die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen zu können. Da die Flexibilitätsprämie an die EEG-Vergütung gebunden und auf 10 Jahre ausgerichtet ist, der Förderzeitraum aber in vielen Fällen kürzer ist, kann die Flexibilitätsprämie für diese Fälle nicht über die 10 Jahre genutzt werden. Deshalb bietet die Einführung einer Laufzeitverlängerung für Bestandsanlagen in Anlehnung an das UBA-Sachverständigen Gutachten (vgl. Vollprecht et al. 2015) eine weitere Handlungsoption, um die Flexibilitätsprämie bei einer Absenkung der Bemessungsleistung für Anlagenbetreiber attraktiver auszugestalten, indem die Bindung der Flexibilitätsprämie an den EEG-Förderzeitraum in ihrer Wirkung „abgemildert“ wird: Der Vergütungszeitraum der Biogas-Bestandsanlagen könnte in Abhängigkeit von der Restlaufzeit im Grundlastbetrieb der individuellen Anlage „gestreckt“ werden. Dabei wird der verbleibende Förderzeitraum in eine diesem Förderzeitraum entsprechende Strommenge umgerechnet. Auf diese Weise wird der Förderzeitraum zeitlich „gestreckt“. Denn der Förderzeitraum endet erst, wenn die errechnete Strommenge erzeugt wird. Damit kann die Flexibilitätsprämie bei einer entsprechenden Fahrweise der Anlage über die vorgesehenen 10 Jahre hinaus genutzt werden. Durch diese Option könnte für diese Anlagen sichergestellt werden, dass während des gesamten EEG-Förderzeitraums die gleichen Strommengen produziert werden können, wenn auch über einen längeren Zeitraum als bislang im jeweiligen EEG vorgesehen. Die Verlängerung des Förderzeitraums wird erreicht, indem auf Basis der Höchstbemessungsleistung

prognostiziert wird, wie viel Strom in dem verbleibenden Vergütungszeitraum erzeugt wird. Diese „Reststrommengen“ werden finanziell gefördert, maximal jedoch nur über einen Zeitraum von bspw. zehn Jahren nach der Flexibilisierung. Unter Umständen wäre es dabei erforderlich, die Höhe der Flexibilitätsprämie ergänzend zur Verlängerung des EEG-Förderzeitraums anzuheben. Ggf. könnte nur dadurch ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlage mit reduzierter Auslastung möglich werden.¹⁵

8.2 BM 2 (Flexibilisierung):

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen wird derzeit für den Biogasanlagenbestand praktiziert und umgesetzt. Anpassungen hinsichtlich des sogenannten Flexdeckels wurden Ende 2018 im Rahmen des Energiesammelgesetzes neu geregelt.

Um die nötigen Investitionen für die Flexibilisierung der Biogasanlagen zu gewährleisten, sind Anpassungen der rechtlichen Rahmenbedingungen durch eine Optimierung des Ausschreibungsmanagements auch für Bestandsanlagen nötig. Für die bessere Planungssicherheit von Anlagenbetreibern sind in erster Linie konkrete Ausschreibungsvolumina für den Zeitraum ab 2023 festzulegen und frühzeitig bekannt zu machen.

Zudem zeigt die Hemmnisanalyse, dass hinsichtlich des Netzanschlusses große Hemmnisse für die Umsetzung der Flexibilisierung gesehen werden. Der Rechtsrahmen sollte so gestaltet werden, dass der bestehende Netzanschluss auch dann rechtssicher genutzt werden kann, wenn eine andere Netzanschlussvariante kostengünstiger ist. Dies wird ermöglicht, indem der Anlagenbetreiber den Netzbetreiber von seiner Pflicht entbindet, das Netz am bestehenden Netzanschluss auszubauen (vgl. UBA-Sachverständigenurteilen, Vollprecht et al. 2015).

8.3 BM 3 (Biomethan):

Die Aufbereitung zu Biomethan ist mit vergleichsweise hohen THG-Vermeidungskosten verbunden, aber aus energiesystemtechnischer Sicht von großer Bedeutung, da Biomethan flexibel einsetzbar ist und eine Alternative als regenerativer Kraftstoff darstellt. Ist die Option „Biomethan“ (BM 3) politisch gewollt, bedarf es weiterer Anreize und der Ausgestaltung der politischen Zielsetzung im Rahmen einer „Biomethanstrategie“.

Im Folgenden werden einzelne Handlungsoptionen aufgezeigt (vgl. Hemmnisanalyse), die im Rahmen einer gesamten „Biomethanstrategie“ detaillierter analysiert und harmonisiert werden sollten.

- ▶ Die Umrüstung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethan ist bei kleinen Leistungsgrößen (durchschnittlich < 250 m³/h) im Vergleich zu bisherigen Standard-Aufbereitungsanlagen mit durchschnittlich 700 m³/h – mit deutlich höheren spezifischen Kosten für die Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz verbunden. Denkbar sind Anreize für die Förderung von Zusammenschlüssen mehrerer Biogasanlagen zu einer zentralen (größeren) Aufbereitungsanlage, um einen wirtschaftlicheren Anlagenbetrieb zu ermöglichen.

¹⁵ Vgl. Vollprecht et al. (2015), S. 129 ff.

- ▶ Um die Anreize zur vollkostenoptimierten Erzeugung und Einspeisung von Biomethan zu erhöhen, bedarf es einer Änderung des rechtlich regulatorischen Regelwerks.
 - Ein konkreter Ansatzpunkt hierbei besteht in der Übertragung von Verantwortlichkeiten – insbesondere für die Kompression des Biomethans auf Einspeisedruck - an den Anschlussnehmer.
 - Eine weitere Option, die spezifischen Bereitstellungskosten von Biomethan zu reduzieren, besteht im Bereich der Gaskonditionierung (u.a. Brennwertanpassung). Durch die Implementierung von Brennwertrekonstruktionssystemen kann sowohl die Ausstattung der Biogaseinspeiseanlagen mit Gaskonditionierungstechnik entfallen, als auch die kostenintensive Zudosierung von Flüssiggas zur Brennwertanpassung. Weiterhin kann, unter Einhaltung der im technischen Regelwerk definierten Gasbeschaffheitsanforderungen, hierdurch die Möglichkeit eröffnet werden, Biomethan auf niedrigere Methankonzentrationen aufzubereiten und dadurch niedrigere Aufbereitungskosten zu generieren. Dabei sind jedoch die jeweiligen Rahmenbedingungen vor Ort (u.a. die Anforderungen der Gasbeschaffheit auf der Verteilnetzebene) zu berücksichtigen.
- ▶ Hemmnisse für den bevorzugten Einsatz von Biomethan als Kraftstoff anstelle fossiler Energieträger bestehen aufgrund der Neuregelungen in der 38. BImSchV, in der neue Optionen zur Erfüllung der Treibhausgasminderungsquote enthalten sind (vgl. Hemmnisanalyse). Demnach kann die Biokraftstoffquote nach der Neuregelung auch mit emissionsarmen fossilen Energieträgern wie CNG/LNG sowie LPG oder Antrieben (u. a. Strom für Elektrofahrzeuge) erfolgen, deren Treibhausgasminderung gegenüber den fossilen Referenzkraftstoffen ab 2018 auf die Quote angerechnet werden können. Dadurch hat sich der Preisabstand zwischen Biomethan und fossilem Erdgas weiter vergrößert, weshalb Anpassungen erforderlich sind, um Anreize für die stärkere Nutzung von Biomethan als Kraftstoff zu setzen und den Einsatz von Biomethan gegenüber fossilen Energieträgern vorteilhafter zu gestalten.
- ▶ KWKG – Anpassungen: Die Weiterentwicklung innovativer KWK-Konzepte (u.a. Biomethan für industrielle Prozesswärme) kann durch Anpassung der gesetzlichen Regelwerke (KWKG) erfolgen, in dem Biomethan für innovative Einsatzbereiche besonders gefördert wird.
- ▶ Alternativ kann eine THG-Quote für (Erd-)Gase (analog der Biokraftstoff-Regelungen mit Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien der RED-II) forciert werden. Um einen Anreiz für die Implementierung von Biomethananlagenkonzepten mit möglichst niedrigen THG-Vermeidungskosten zu

setzen, bestünde die Möglichkeit, THG-Minderungsziele für den Energieträger (Erd-) Gas zu setzen. Dies könnte dadurch erreicht werden, indem maximale THG-Grenzwerte für in Deutschland abgesetztes Erdgas definiert werden, welche einer jährlichen Degression unterliegen. Um - im Vergleich zu fossilem Erdgas - Gase abzusetzen, die einen geringeren THG-Footprint aufweisen, als fossiles Erdgas, bestünde der Bedarf für Energieversorger regenerative Gase einzukaufen, die über einen niedrigeren THG-Footprint verfügen. Hierdurch könnte ein Markt geschaffen werden - sowohl für Biomethan als auch biogene synthetische EE-Gase (u.a. Bio-SNG, H₂) - in welchen sich zuerst diejenigen erneuerbaren Gase durchsetzen, die über die niedrigsten THG-Vermeidungskosten verfügen.

9 Fazit und Ausblick

Mit 32,2 TWh_{el} in 2018 hat Biogas (inkl. Biomethan) derzeit einen Anteil von rd. 14 % an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie mit rund 16,7 TWh_{th} (überwiegend aus KWK-Anwendungen) ca. 10 % der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (BMW 2019). Im Kraftstoffbereich entspricht der Anteil von Biomethan lediglich 1 % am gesamten erneuerbaren Kraftstoffeinsatz in Deutschland. In den letzten Jahren erfolgten vordergründig Erweiterungen bestehender Biogasanlagen infolge der Leistungserhöhung zur Flexibilisierung, wobei dies in der Praxis meist über Leistungserweiterungen bestehender Anlagen durch den BHKW-Tausch bzw. Zubau von BHKW-Kapazitäten erfolgte. Insgesamt weist der Anlagenbestand an Biogasanlagen noch erheblichen Optimierungsbedarf mit Blick auf den real flexiblen Anlagenbetrieb auf. Unsicherheiten bestehen auf Seiten der Anlagenbetreiber hinsichtlich des wirtschaftlichen Anlagenbetriebes, der Auswahl des Betriebskonzeptes und der Fahrplangestaltung, um Biogasanlagen entsprechend der Strompreisschwankungen zukünftig wirtschaftlich betreiben zu können.

Der Zubau von neuen Biogasanlagen beschränkte sich auf Güllekleinanlagen und wenige Bioabfallvergärungsanlagen. Aufgrund des geringen Zubaus an neuen Anlagen in den letzten 3 Jahren stagniert die Stromerzeugung aus Biogas inkl. Biomethan bei rund 32 TWh_{el}. Mit Auslaufen der 20-jährigen EEG-Festvergütung für die Stromerzeugung bestehender Biogasanlagen und der zunehmenden Anlagenstilllegungen wird unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus Biogas bis 2030 erwartet. Unter Berücksichtigung des Alters der Anlagen anhand der Inbetriebnahme werden bis 2030 ca. 55 % des Anlagenbestandes (bezogen auf die Anlagenzahl) und ca. 66 % bezogen auf die installierte Anlagenleistung nicht weiterbetrieben, wenn sich keine tragfähigen Anschlusskonzepte finden lassen.

Ausgehend vom Bestand der Anlagen zur Produktion von Biogas und Biomethan in Deutschland wurden mehrere Anlagenkonzepte identifiziert, für die verschiedene Betriebsmodelle (mögliche Modifikationen der Anlagen) näher betrachtet wurden.

Im Ergebnis wurden drei Betriebsmodelle - (1) Substratreduktion für den NawaRo-Anteil, (2) Flexibilisierung, (3) Umrüstung von VOV zu Biomethan - ausgewählt, für die eine detaillierte ökonomische und ökologische Bewertung erfolgte. Darüber hinaus wurden Hemmnisse zur Umsetzbarkeit der Betriebsmodelle identifiziert und Handlungsoptionen zur Umsetzung der vorgeschlagenen Betriebsmodelle abgeleitet.

Bei der Betrachtung der Entwicklung des Biogasanlagenbestandes wurde in der anschließend durchgeführten Analyse der Ausbaupfade in der Betrachtungsvariante „Wechsel zu den Betriebsmodellen 1- 3“ unterstellt, dass ein Teil der Anlagen in Betriebsmodell 1, 2 und 3 überführt werden kann (bezogen auf die Bemessungsleistung insgesamt von 750 – 1.700 MW_{el}). Sofern die entsprechenden Rahmenbedingungen gesetzt werden, könnte demnach ein Teil der Bestandsanlagen durch Umstellung auf eines der betrachteten Betriebsmodelle sinnvoll weiterbetrieben werden.

Vor dem Hintergrund, dass ökologische, ökonomische und energiesystemtechnische Aspekte zu berücksichtigen sind und die betrachteten Kriterien teilweise Zielkonflikte hervorrufen, die eine eindeutige Empfehlung für ein Betriebsmodell nur bedingt zulassen, wird seitens des Projektkonsortiums empfohlen, mit Blick auf den Biogasanlagenbestand nach Anlagengröße und Rahmenbedingungen vor Ort zu differenzieren. Ausschließlich für die größeren Biogasanlagen (> 250 m³ Biogas/h) wird demnach der Wechsel in das Betriebsmodell 3 (Biomethan) präferiert. Für kleinere Bestandsanlagen wird empfohlen - je nach regionalen Gegebenheiten - Anreize für die Umstellung auf das Betriebsmodell 1 (Substratreduktion) oder Betriebsmodell 2 (Flexibilisierung) zu

setzen. Dabei wird in Zukunft die regionale Energieversorgung stärker im Fokus stehen, indem Biogas in einem höheren Maße als dies bereits heute erfolgt zur Eigenbedarfsdeckung von Strom und Wärme für landwirtschaftliche Betriebe und/oder der Direktvermarktung von Haushalten, Gewerbe und zum Teil von Industrie in unmittelbarer Nähe zur Anlage sinnvoll eingesetzt werden kann. Damit leistet Biogas auch in Zukunft durch die bedarfsgerechte und saisonale KWK wichtige Systembeiträge und trägt zur regionalen Wertschöpfung bei.

Die Erkenntnisse zeigen, dass die ökologisch sinnvollsten Anlagenkonzepte diejenigen sind, die auf der Basis von Rest- und Abfallstoffen betrieben werden. Insbesondere bei der Nutzung von Gülle können hohe THG-Einsparungen gegenüber dem konventionellen Güllehandling, also der Lagerung und Ausbringung der Gülle ohne des Einsatzes in der Biogasanlage, erzielt werden. Je nach Wichtung der Kriterien (ökologisch, ökonomisch, energiesystemtechnisch) kann sich auch eine Weiterführung der bisherigen Betriebsweise als die präferierteste Variante herausstellen, insbesondere bei Güllekleinanlagen sowie größeren Anlagen mit sehr hohen Gülleanteilen. Gülle(klein)anlagen weisen hohe THG-Einsparungen auf und sind aus ökologischer Sicht im Bestand zu erhalten. Der Einsatz vorhandener Güllemengen in Biogasanlagen ist durch gezielte Anreize weiter auszubauen. Zusätzlich sollte der Einsatz weiterer Güllemengen in Biogasanlagen durch geeignete rechtliche Förderinstrumente stärker angereizt werden.

Um eine Umrüstung von Anlagen über die Substratreduktion (Betriebsmodell 1) für landwirtschaftliche Biogasanlagen anzureizen, sollten aus Sicht des Projektkonsortiums für Anlagen mit hohem Gülleanteil (z.B. mind. 80 % massebezogen) die EEG-Festvergütung fortgeführt werden, bzw. eine gesetzliche Anschlussförderung in Erwägung gezogen werden. Über rechtlich regulatorische Maßnahmen zur höheren CO₂-Bepreisung oder Förderinstrumente für höhere Vergütungssätze in Abhängigkeit der THG-Einsparungen können Konzepte mit hohen THG-Einsparungen, wie dies bei Gülleanlagen erzielt werden kann, honoriert werden. Zusätzlich bietet die Einführung einer Laufzeitverlängerung für Bestandsanlagen in Anlehnung an das UBA-Sachverständigengutachten (vgl. Vollprecht et al. 2015) eine weitere Handlungsoption, mit der die Flexibilitätsprämie bei einer entsprechenden Fahrweise der Anlage über die vorgesehenen 10 Jahre hinaus genutzt werden könnte.

Für die Flexibilisierung der Biogasanlagen (Betriebsmodell 2) empfiehlt das Projektkonsortium Anpassungen der rechtlichen Rahmenbedingungen durch eine Optimierung des Ausschreibungsmanagements für Bestandsanlagen und Änderungen bzgl. des Netzanschlusses, damit der bestehende Netzanschluss auch dann rechtssicher genutzt werden kann, wenn eine andere Netzanschlussvariante kostengünstiger ist.

Für die Umstellung auf die Bereitstellung von Biomethan (Betriebsmodell 3) bedarf es aus Sicht des Projektkonsortiums einer Änderung des rechtlich regulatorischen Regelwerks, um die Anreize zur vollkostenoptimierten Erzeugung und Einspeisung von Biomethan zu erhöhen.

Vor dem Hintergrund des sich ändernden Energiesystems, den damit verbundenen Anforderungen und den begrenzten mengenmäßigen Potenzialen von Biogas sollten Handlungsoptionen so gestaltet werden, dass Biogas bzw. Biomethan insbesondere dort eingesetzt wird, wo es den größten volkswirtschaftlichen Nutzen für das Energiesystem aufweist und wo fossile Energieträger durch andere erneuerbare Energien nur sehr schwer substituiert werden können.

Bezüglich der Biogasnutzung stellt der KWK-Pfad die Nutzungsoption mit der höchsten THG-Einsparung dar. Aufgrund der neuen Anforderungen und Transformationsprozesse im Energiesystem ist dabei die Flexibilisierung von Biogasanlagen von besonderer Bedeutung. Dabei kann die

Flexibilisierung sowohl durch Substratreduktion (Betriebsmodell 1) als auch durch Erhöhung der Anlagenleistung (Betriebsmodell 2) umgesetzt werden.

Aufgrund der angestrebten Elektrifizierung des Verkehrssektors ist der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff dort sinnvoll, wo Mobilität auf Basis von Strom nicht oder nur unter hohem Einsatz von Ressourcen und finanziellen Mitteln möglich ist. So kann Biomethan bevorzugt in landwirtschaftlichen Betrieben eingesetzt werden. z.B. als (teilaufbereitetes) Biomethan für landwirtschaftliche Maschinen wie Traktoren und Zugmaschinen. Im Kraftstoffbereich sind der Anteil fossiler Treibstoffe und die damit verbundenen Emissionen unverändert hoch. Hier kann Biomethan – durch vergleichsweise hohe THG-Einsparungen im Vergleich zu fossilen und biogenen Kraftstoffen (vgl. Naumann et al. 2019) – ebenfalls sinnvoll eingesetzt werden. Die aktuellen Entwicklungen in diesem Sektor lassen jedoch eine kurzfristige signifikante Steigerung des Einsatzes von Biomethan derzeit nicht erwarten. Denkbar ist auch der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff in Form von LPG, z. B. in der Binnenschifffahrt, da hier erneuerbare Alternativen bislang noch nicht für serienmäßig zur Verfügung stehen. Darüber hinaus ist der Einsatz von Biomethan perspektivisch für industrielle Prozesswärme als Prozessdampf von Bedeutung. Dazu müssen effiziente KWK-Konzepte weiterentwickelt und angereizt werden.

Biomethan ist zudem im Vergleich zu Anlagen mit Vor-Ort-Verstromungskonzepten flexibel hinsichtlich Ort, Zeit und Art der Verwertung des Gases und kann Sektor-übergreifend in gleichem Maße eingesetzt werden. Diese Flexibilität wird mit zusätzlichen Kosten für die Aufbereitung und Einspeisung, sowie größeren Einschränkungen hinsichtlich der Standortwahl bezahlt. Mit Blick auf die Anforderungen an das Energiesystem ist das Betriebsmodell Biomethan zu präferieren, so dass empfohlen wird, ausschließlich für mittlere bis große Biogasanlagen eine Umrüstung zu Anlagen mit Aufbereitung zu Biomethan anzureizen. Dabei wird insbesondere der Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen, als Kraftstoff oder der Einsatz für industrielle Prozesswärme als effizienteste Nutzungsoptionen erachtet. Im Rahmen der Studie „Bio-Rest“¹⁶ (vgl. UFOPLAN-Vorhaben FKZ 3716 43 102 0) wurden für Rest- und Abfallstoffe effiziente Nutzungspfade analysiert. Demnach werden als priorisierte Energieprodukte aus Biomethan insbesondere Kraftstoff (und zwar als Schiffs- oder Flugtreibstoff) und Prozesswärme in Form von Prozessdampf als bevorzugter Nutzungspfad für Abfall-/Reststoffe mit höheren Feuchtegehalten als beste Optionen bewertet.

Abschließend lässt sich festhalten, dass alle drei Betriebsmodelle für Biogas, je nach Fokus der Betrachtung, zukünftig von Bedeutung sein werden. Zur angemessenen Berücksichtigung der ökologischen, ökonomischen und energiesystemtechnischen Aspekte wird eine Differenzierung nach Anlagengröße und regionalen Rahmenbedingungen empfohlen. Eine Lenkung der Entwicklung von Biogasbestandsanlagen in die strategisch gewünschte Richtung erfordert neben der Anpassung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in erster Linie eine Gesamtstrategie für Biogas bzw. Biomethan, in der eine klare Richtungsentscheidung und Lenkungsmechanismen für den Bestand der Biogasanlagen festgehalten werden, welche auch von der Praxis angenommen und wirtschaftlich umgesetzt werden können.

¹⁶ Fehrenbach et al. 2019: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme-, und Verkehrssektor), UFOPLAN-Vorhaben FKZ 3716 43 102 0 (ifeu, IZES, ÖI), vorläufiger Endbericht.

10 Kurzfristige wissenschaftliche Analysen und Beratung

Im Rahmen des Vorhabens wurden zwei Adhoc-Stellungnahmen bearbeitet. Die Stellungnahmen umfassen (1) die Analyse der Wärmenutzung aus Biogas vom DBFZ (vgl. Kapitel 9.1) und (2) die Bewertung der EEG-Ausschreibungsrunde mit Bezug zu den im Vorhaben betrachteten Anlagenkonzepten vom IEE (vgl. Kapitel 9.2).

10.1 Analyse der Wärmebereitstellung und -nutzung aus Biogas

Die Adhoc-Analyse zum Thema „Wärmenutzung von Biogasanlagen“ beinhaltet die Aufbereitung und Darstellung empirischer Daten zur KWK-Wärme von Biogasanlagen aus der DBFZ-Betreiberbefragung und den Auswertungen der BNetzA-Daten, Ansätze für die Quantifizierung der extern genutzten Wärmemengen und Zuordnungen zu den Energieverbrauchssektoren sowie die Diskussion und Einordnung der empirischen Daten und Methoden. Die Adhoc-Stellungnahme „Wärmenutzung aus Biogas“ wurde durch das DBFZ durchgeführt und in Abstimmung mit dem Auftraggeber als DBFZ-Report Nr. 32 (vgl. Rensberg et al. 2019) separat veröffentlicht.

10.2 „Bewertung der EEG-Ausschreibungsrunde 2017 hinsichtlich der im Vorhaben Biogas2030 identifizierten Anlagenkonzepte“

Im September 2017 wurde erstmals ein Ausschreibungsverfahren auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für Biomasseanlagen durchgeführt. Die Höhe der Zahlungen für alle ab dem 1. Januar 2017 neu in Betrieb genommener Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW bis 20 MW wird durch Ausschreibungen ermittelt. In den Jahren 2017 und 2018 wurde jeweils eine Gebotsrunde durchgeführt. Dabei erhalten die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten einen Zuschlag, bis das Ausschreibungsvolumen des jeweiligen Gebotstermins erreicht ist. Bestehende Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2017 ausschließlich mit Biomasse betrieben wurden, können sich unabhängig von ihrer Leistungsgröße an den Ausschreibungen beteiligen, wenn der bisherige Zahlungsanspruch nach dem EEG für den erzeugten Strom zum Zeitpunkt des Ausschreibungstermins noch für höchstens acht Jahre besteht. Der Zahlungszeitraum für die Anschlussförderung für bestehende Biomasseanlagen beträgt gemäß § 39g EEG 2017 zehn Jahre. Gemäß § 30 EEG 2017 müssen Gebote bei Biomasseanlagen eine Gebotsmenge von mindestens 150 Kilowatt umfassen. Hiervon abweichend besteht bei Geboten für bestehende Biomasseanlagen (nach § 39f EEG 2017) keine Mindestgröße für die Gebotsmenge.

In der ersten Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen wurden 33 Gebote mit einem Volumen von 40.912 kW abgegeben. Das Ausschreibungsvolumen von 122.446 kW wurde somit zu einem Drittel ausgeschöpft. Von den eingereichten 33 Geboten bezogen sich 13 auf Neuanlagen und 20 auf Bestandsanlagen, darunter drei mit einer installierten Leistung unter 150 kW. Neun der 33 Gebote mit einem Volumen von 13.361 kW mussten ausgeschlossen werden. Dies entspricht einer Ausschlussquote von ca. 33 % des Gebotsvolumens. Ein Zuschlag konnte somit für 24 Anlagen erteilt werden. Von diesen 24 bezuschlagten Geboten entfielen 4 auf Neuanlagen und 20 auf Bestandsanlagen.

Bei den Neuanlagen handelt es sich durchgehend um Biogasanlagen, worunter ein Biomethan-BHKW sowie ein Satelliten-BHKW fallen.

Von den 20 Bestandsanlagen entfielen 18 auf Biogasanlagen und zwei Anlagen auf Biomasse-Heizkraftwerke. Von den 18 Biogasbestandsanlagen konnten 4 Anlagen als Bioabfallvergärungsanlagen und 14 Anlagen als NawaRo-Biogasanlagen identifiziert werden.

Tabelle 39: Anlagenclusterung der Biomasseausschreibung 2017.

Kriterium	Anzahl 2017
Gebote eingereicht:	33
Davon Gebote bezuschlagt	24
Gebote bezuschlagt:	24
Davon Neuanlagen	4
Davon Bestandsanlagen	20
Davon HKW	2
Davon BGA (incl. Biomethan-BHKW)	22
Bestandsanlagen bezuschlagt:	20
Davon HKW	2
Davon BGA	18
BGA-Bestandsanlagen	18
Davon Abfall-VOV-BGA	4
Davon NawaRo/Gülle-VOV-BGA	14

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

Folgende Biogasanlagentypen (Anlagenkonzepte) wurden auf Basis von AP 1 als am repräsentativsten für den deutschen Biogasanlagenbestand identifiziert:

- ▶ Biogasaufbereitungsanlagen
 - NawaRo (700 m³/h Rohgasaufbereitungskapazität)
 - Bioabfall (350 m³/h Rohgasaufbereitungskapazität)
- ▶ 75 kW Güllekleinanlagen
- ▶ Bioabfallanlagen (Biotonne) mit 800 kW
- ▶ NawaRo/Gülle-Anlagen
 - 70 % Gülle /30 % NawaRo-Anlage mit 250 kW
 - 70 % NawaRo / 30 % Gülle-Anlage mit 500 kW

Für die Betrachtung der in diesem Vorhaben als repräsentativ identifizierten Anlagenkonzepte mit den an der ersten Ausschreibungsrunde teilgenommenen Biogasbestandsanlagen finden Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) keine Berücksichtigung, da nicht für BGAA selbst, sondern ausschließlich für Biomethan-BHKW Gebote gelegt werden können.

Für (Gülle-)Kleinanlagen im Bereich von 75 kW konnte eine Anlage identifiziert werden. Eine weitere Anlage, die diesem Anlagenkonzept zuzuordnen ist, bewegt sich in Bezug auf die Anlagenleistung noch deutlich unter 75 kW, sowie eine weitere Anlage im Bereich von 100 – 150 kW.

Bei den Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen konnten zwei bezuschlagte Anlagen im Bereich von 800 kW (+/- 25 %) identifiziert werden. Zwei weitere Abfallvergärungsanlagen weisen Anlagenleistungen > 1 MW aus.

Für die Bewertung der beiden NawaRo/Gülle-Anlagenkonzepte ist ausschließlich eine Orientierung an der Anlagenleistung möglich. Für Biogasbestandsanlagen einer Kapazität von 250 kW (+/- 25 %) wurden insgesamt 4 NawaRo/(Gülle)-Anlagen identifiziert und für Anlagen einer Kapazität von 500 kW (+/- 25 %) 2 Anlagen.

In Summe entfielen somit 11 von 18 in der Biomasseausschreibung 2017 bezuschlagten Bestandsbiogasanlagen auf Anlagenkonzepte, welche im Rahmen dieses Vorhabens als repräsentative Bestandsanlagenkonzepte untersucht wurden.

11 Quellenverzeichnis

- Aschmann, V.; Effenberger, M. (2012): Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Freising-Weihenstephan.
- Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (Hrsg.) (2016): Der Weg zur Genehmigung und zum rechtskonformen Betrieb einer Biogasanlage, Nr. IV – 1/2016. Online verfügbar unter: <https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/7der-weg-zur-genehmigung-einer-biogasanlage.pdf> (12.03.2019).
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.) (2016), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Stand: Juni 2016. Online verfügbar unter: <https://www.lfu.bayern.de/energie/biogashandbuch/index.htm> (12.03.2019).
- Beil, M.; Beyrich, W.; Kasten, J., Krautkremer, B.; Daniel-Gromke, J.; Denysenko, V.; Rensberg, N.; Schmalfuß, T.; Erdmann, G.; Jacobs, B.; Müller-Syring, G.; Erler, R., Hüttenrauch, J.; Schumann, E.; König, J.; Jakob, S.; Edel, M. (2019): Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA). Endbericht 2/2019. FNR Verbundvorhaben von Fraunhofer IEE, DBFZ, DBI und dena. FKZ 22402411, 22401615 bzw. 15EKF016, 22401715 bzw. 15EKF017. Online verfügbar unter: http://download.fnr-server.de/download.php?file=979190219_eMikroBGAA_Schlussbericht.pdf (15.06.2019)
- Braune, M., Daniel-Gromke, J., Sträuber, H. (2017): Von der Biogasanlage zur modernen Bioraffinerie. In: Nelles, M. (Hrsg.) 11. Rostocker Bioenergieforum: am 22. und 23. Juni 2017 an der Universität Rostock. Tagungsband. Rostock: Univ., Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft. (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, 68). ISBN: 978-3-86009-455-6. S. 123–132.
- Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) (Hrsg.) (2016): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Stand September 2016. Online verfügbar unter: http://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (14.08.2017)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016. Berlin
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2018): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017. Berlin
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) mit Stand Februar 2019. Online verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2018.pdf;jsessionid=2EE514507C967E0B4C04167DED650CC2?__blob=publicationFile&v=20 (17.07.2019)
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2017): EEG-Jahresabrechnungsdaten 2016.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2017a): Hintergrundpapier Ergebnisse der Ausschreibung für Biomasse vom 1. September 2017, veröffentlicht am 29.09.2017. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen_2017/Biomasse17/Hintergrundpapier_0109_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (14.12.2017)
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber 2007-2017.
- Bundesregierung (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Online verfügbar unter: http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_final.pdf

Daniel-Gromke, J.; Liebetrau, J.; Denysenko, V.; Krebs, C. (2015): Digestion of biowaste - GHG emissions and mitigation potential. In: Energy, Sustainability and Society 5 (2015), Nr. 3, doi:10.1186/s13705-014-0032-6.

Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenko, V., Trommler, M., Reinholz, T., Völler, T., Beil, M., Beyrich, W. (2017a): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. DBFZ-Report Nr. 30, DBFZ, Leipzig, 2017. ISSN 2197-4632 (online). Online verfügbar unter:

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf (28.03.2018)

Daniel-Gromke, J., Liebetrau, J., Denysenko, V., Rensberg, N., Scheftelowitz, M., Nelles, M. (2017b): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas. Tagungsbeitrag 10. Innovationskongress Biogas, S. 19-36, Osnabrück 2017

Daniel-Gromke, J., Liebetrau, J., Denysenko, V., Rensberg, N., Nelles, M. (2018): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas. Tagungsbeitrag 11. Biogas-Innovationskongress. S. 15-31. Osnabrück 2018

Daniel-Gromke, J., Oehmichen, K., Rensberg, N., Denysenko, V., Barchmann, T., Reinholz, T., Rühr, C., Beyrich, W., Beil, M. (2019): BIOGAS2030. Options for existing biogas plants and further development of Biogas production in Germany. 27th European Biomass Conference and Exhibition. Lissabon (Portugal), Presentation 30.05.2019. Session: 2DO.1.1, p. 577 – 583, ISBN: 978-88-89407-19-6doi: 10.5071/27thEUBCE2019-2DO.1.1.

DBFZ (2018): Biogas-Betreiberbefragung 2018, Bezugsjahr 2017: Auswertungen der Betreiberbefragung Biogas und Biomethan.

DBI (2017): Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg: Projektinformationen zum Projekt Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen –Konvergenz Strom- und Gasnetze. Verfügbar unter: <http://www.dbi-gti.de/dbi-gti-konvergenz-strom-und-gasnetze.html> (Aufgerufen am 20.06.2017)

Dena (2018): dena-ANALYSE - Branchenbarometer Biomethan 2017/18. Stand 04/2018.

Denysenko, V., Rensberg, N., Liebetrau, J., Nelles, M., Daniel-Gromke, J. (2019): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas. In: Biogas 2019. 12. Innovationskongress. Osnabrück, 21. und 22. Mai 2019, Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Zentrum für Umweltkommunikation, Tagungsband. 12. Biogas-Innovationskongress. Osnabrück, 21.-22.05.2019. Hildesheim: ProFair Consult+Project GmbH

DIN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, 10/2006.

DIN ISO 14044: Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006, 10/2006.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2016): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 7. Auflage. Gülzow. ISBN 3-00-014333-5

Fehrenbach et al. 2019: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall - und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme-, und Verkehrssektor), UFOPLAN-Vorhaben FKZ 3716 43 102 0, vorläufiger Endbericht.

Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin.

Gerhardt, Norman; Richts, Christoph; Gerlach, Ann-Kathrin et al. (2015a): Endbericht: Analyse und Darstellung der Klimawirksamkeit der Elektromobilität in zukünftigen Stromversorgungsszenarien. Studie im Auftrag des BMUB. Kassel.

Gerhardt, Norman; Sandau, Fabian; Scholz, Angela et al. (2015b): Endbericht: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen

Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor. In Zusammenarbeit mit: Ifeu, Stiftung Umweltenergierecht. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. September, 2015.

Haenel, H.-D.; Rösemann, C.; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulff, S.; Eurich-Menden, B. et al. (2016): Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2016: Report on methods and data (RMD) Submission 2018. Thünen Report 57. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig. Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen-Report_39.pdf.

Hennig, Bettina/von Bredow, Hartwig Freiherr (2018), Kommentierung § 50 EEG 2017, in: Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen u. a. (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz, 5. Aufl. 2018.

Hermeier, Guido (2018), Kommentierung § 50b EEG 2017, in: Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 6: EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 mit EEG-Rechtsverordnungen und WindSeeG – Windenergie-auf-See-Gesetz, 4. Aufl. 2018.

Holzhammer, Uwe; Krautkremer, Bernd; Stelzer, Manuel et al. (2014): Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan (OptiKobi2). Kassel.

KTBL (2009): KTBL Faustzahlen für die Landwirtschaft 14.Auflage 2009

KTBL (2013): KTBL Faustzahlen Biogas, 3. Auflage 2013.

KTBL (2014): KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. Stand Juli 2014. Verfügbar unter: <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>

Icha und Kuhs 2018. CLIMATE CHANGE 11/2018. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017. Aktualisierung auf Basis von Climate Change 15/2017. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau Mai 2018. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-04_climate-change_11-2018_strommix-2018_0.pdf (15.05.2019)

Lenz, V., Naumann, K., Denysenko, V., Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Rönsch, C., Janczik, S., Maslaton, M., Hilgedieck, J., Kaltschmitt, M. (2018): Erneuerbare Energien. BWK, Bd. 70, Nr. 5, 2018.

Lenz, V.; Naumann, K.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Janczik, S., Maslaton, M., Hilgedieck, J., Christ, D., Kaltschmitt, M. (2019): Erneuerbare Energien. In: BWK: Das Energie-Fachmagazin, Bd. 71, Nr. 6, 2019.

Liebetrau, J.; Krebs, C.; Daniel-Gromke, J.; Denysenko, V.; Stinner, W.; Nebel, E.; Cuhls, C.; Mähl, B.; Reinhold, J. (2012): Analyse von Emissionen klimarelevanter Gase durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der Biogasgewinnung aus Abfällen. BMU, FKZ: 03KB027.

Naumann, K.; Schröder, J., Oehmichen, K.; Etzold, H.; Müller-Langer, F.; Remmele, E.; Thuneke, K.; Raksha, T.; Schmidt, P. (2019): Monitoring Biokraftstoffsektor.4.überarbeitete und erweiterte Auflage. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report Nr.11). ISBN 978-3-946629-36-8. Online verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_11_4.pdf (17.07.2019)

Netztransparenz (2018a): ÜNB-Bewegungsdaten 2017. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen> (Zugriff am 01.10.2018)

Netztransparenz (2018b): EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2017. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (Zugriff 18.09.2018)

Öko-Institut e.V. (Hrsg.), Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des BMUB. Berlin.

Postel, J., Fischer, E., Barchmann, T., Rensberg, N., Stur, M. (2017): Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen. DBFZ Report Nr. 28, Leipzig 2017. Online verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_28.pdf (26.08.2016)

Rensberg, N., Denysenko, V., Daniel-Gromke, J. (2019): Wärmenutzung von Biogasanlagen. FKZ 37EV161110. DBFZ-Report Nr. 32. Stand 05/2019. Online verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_32.pdf (27.05.2019)

Rösemann, C., Haenel, H.-D., Dämmgen, U., Wulff, S., Eurich-Menden, B. et al. 2019: Calculation of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990-2017; Report on methods and data (RMD) Submissions 2019. Thünen Report 67. Johann Heinrich von Thünen Institut. Braunschweig

Schäffer, J.; Ortloff, F., Graf, F., Lubenau, U., Erler, R., Senner, J., Imberg, C. (2019): CO₂ aus dem Energie- und Industriesektor zur Einkopplung in Power-to-Gas-Prozesse. In: energie | wasser-praxis 6/ 7 2019.

Scholwin, F., Grope, J., Clinkscales, A., Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenko, V., Stinner, W., Richter, F., Raussen, T., Kern, M., Turk, T., Reinhold, G. (2019): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. FKZ 37EV 17 104 0. Endbericht. Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/aktuelle-entwicklung-perspektiven-der>

Scholwin, F.; Schüch, A.; Grope, J. et al. (2015): Perspektiven der Biomethaneinspeisung – Perspektiven der Biogaseinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens. Im Auftrag des BMWi. Rostock. Online verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Download/Alle_Dossiers_1-6_-_Biomethan.pdf (17.07.2019)

Swiss centre for life cycle inventories (2016): Ecoinvent v3.3 for umberto. Version.

Thrän & Pfeiffer (2013): Methodenhandbuch Energetische Biomassenutzung. online verfügbar: https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/media/4_AGs_Methoden/04_Methodenhandbuch_2013_final.pdf (02.05.2019)

TLL (2014): TLL Biogasgülle-Rechner, Stand Juli 2014. Datei verfügbar unter: <http://www.tll.de/ainfo/betr0962.htm>

Trommler, M., Dotzauer, M., Barchmann, T., Lauer, M., Hennig, C., Mauky, E., Liebetrau, J., Thrän, D. (2016): Flexibilisierung von Biogasanlagen in Deutschland – Ein Überblick zu technischen, rechtlichem Rahmen und Bedeutung für das Energiesystem. Online verfügbar unter: <http://enr-ee.com/de/bioenergien/nachrichten/leser/flexibilisierung-von-biogasanlagen-in-deutschland.html> (05.04.2017)

Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.), Fraunhofer IWES (2010): Energieziel 2050 – 100 % Erneuerbarer Strom. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.) (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA) (2017): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2016. Hintergrund – März 2017, Dessau-Roßlau

Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.) (2017a): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA 2018a): Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2017. Hintergrund März 2018. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/180315_uba_hg_einzahlen_2018_bf.pdf (16.03.2018)

Umweltbundesamt (UBA 2018b): Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. Wärmeerzeugung und Verbrauch nach Sektoren. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter:

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#textpart-1> (27.03.2018)

Vetter, Armin; Arnold, Karin (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan, Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal (Wuppertal Paper, 182).

VHE (2012): Bio- und Grünguterfassung in Deutschland – Kartenmäßige Darstellung der kommunal erfassten Mengen an Bioabfällen in Bezug zur Einwohnerdichte, Aachen

Vogt, Regine (2008): Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. Institut für Energie- und Umweltforschung. Heidelberg. Online verfügbar unter:

https://www.ifeu.de/oekobilanzen/pdf/THG_Bilanzen_Bio_Erdgas.pdf (17.07.2019)

Vollprecht, Jens et al. (2015): Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG – Status-Quo-Analyse, Reformmodellanalyse und Fördervorschlag. Schlussbericht. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Berlin, Kassel. Online verfügbar unter:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_89_2015_foerdervorschlaege_fuer_biogas-bestandsanlagen_im_eeg.pdf (15.05.2019)

Walter, René (2018): Kommentierung § 50b EEG 2017, in: Greb, Klaus/Boewe, Marius (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2018.

A Anhang: Betreiberbefragung Biogas

A.1 Fragebogen Biogas 2018 (Bezugsjahr 2017)

Betreiberbefragung Biogas – Bezugsjahr 2017

Alle Angaben beziehen sich auf das Betriebsjahr 2017. Rückfragen bitte an: biogas@dbfz.de



DBFZ | Torgauer Straße 116 | D-04347 Leipzig

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

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

info@dbfz.de
www.dbfz.de

Bearbeiter:
Nadja Rensberg
Tel.: +49 (0)341 2434-459
biogas@dbfz.de

Status	<input type="checkbox"/> in Betrieb <input type="checkbox"/> z.Zt. außer Betrieb <input type="checkbox"/> stillgelegt				
BHKW /Stromerzeugung	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	weitere BHKW/Turbine /Kessel
installierte el. Leistung [kW _{el}]					
Betriebsstunden 2017 [h/Jahr]					
EEG-vergütete Strommenge in 2017 [kWh _{el} /Jahr] (inkl. Direktvermarktung)					
Satelliten-BHKW	<input type="checkbox"/> ja	<input type="checkbox"/> ja	<input type="checkbox"/> ja	<input type="checkbox"/> ja	<input type="checkbox"/> ja
Inbetriebnahme BHKW [Monat/ Jahr]					
Wir häufig werden die BHKW generalüberholt?	<input type="checkbox"/> jährlich <input type="checkbox"/> alle 2 Jahre <input type="checkbox"/> sonstige, und zwar				
Gibt es eine thermische Nachverbrennung?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein				
Ausfallzeit Gesamtanlage 2017	Tage/Jahr				
Direktvermarktung/ Flexibilisierung					
<input type="checkbox"/> Marktprämienmodell		kW _{el}	<input type="checkbox"/> Flexibilitätsprämie, erstmalig beansprucht: Monat/Jahr		
Flexibilisierung	zusätzliche Leistung (Überbauung): kW _{el}				
	<input type="checkbox"/> flexible Gasproduktion <input type="checkbox"/> flexible Gasnutzung <input type="checkbox"/> sonstiges				
Wärmespeicher	Kapazität gesamt m ³		Erweiterung für Flexibilisierung um m ³		
Planen Sie für die Zeit nach der EEG-Vergütung einen Weiterbetrieb der Anlage?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein <input type="checkbox"/> aktuell keine Planung hierzu				
wenn ja, wie?	<input type="checkbox"/> Teilnahme an Ausschreibungen <input type="checkbox"/> Eigenstromnutzung <input type="checkbox"/> sonstiges: <input type="checkbox"/> lokale Direktvermarktung <input type="checkbox"/> Aufbereitung zu Biomethan				
Eigenstrom- und Wärmebedarf					
Eigenstromverbrauch der Anlage [kWh _{el} /Jahr]	Menge	Anteil [%]		<input type="checkbox"/> Eigendeckung <input type="checkbox"/> Fremdbezug	
Eigenwärmeverbrauch der Anlage [kWh _{th} /Jahr]		(bez. auf Gesamtstromerz.)			
Externe Wärmenutzung (ohne Fermenterbeheizung) Menge [kWh _{th}]					
Art:		Anteil [%]		Wärmenutzung mehrheitlich im:	
		(bez. auf Gesamtwärmeerz.)		<input type="checkbox"/> Frühling <input type="checkbox"/> Sommer <input type="checkbox"/> Herbst <input type="checkbox"/> Winter	
		(bez. auf Gesamtwärmeerz.)		<input type="checkbox"/> Frühling <input type="checkbox"/> Sommer <input type="checkbox"/> Herbst <input type="checkbox"/> Winter	
		(bez. auf Gesamtwärmeerz.)		<input type="checkbox"/> Frühling <input type="checkbox"/> Sommer <input type="checkbox"/> Herbst <input type="checkbox"/> Winter	
		(bez. auf Gesamtwärmeerz.)		<input type="checkbox"/> Frühling <input type="checkbox"/> Sommer <input type="checkbox"/> Herbst <input type="checkbox"/> Winter	
Ist ein Wärmemengenzähler vorhanden?	<input type="checkbox"/> nein <input type="checkbox"/> ja, Erfassung der extern genutzten Wärme <input type="checkbox"/> ja, Erfassung des Eigenbedarfes				
Fermentersystem und Rührtechnik					
Fermentersystem	<input type="checkbox"/> Rührkessel <input type="checkbox"/> Pfpfenstrom <input type="checkbox"/> Ring-in-Ring <input type="checkbox"/> Batch/ Garage <input type="checkbox"/> weitere:				

Betreiberbefragung Biogas – Bezugsjahr 2017 Fax an: 0341 – 2434 133, E-Mail: biogas@dbfz.de

Fermenter/ Nachgärer (beheizt, isoliert)	Anzahl: <input type="text"/>	Volumen (gesamt inkl. Nachgärer): <input type="text"/> m ³			
Gibt es Probleme bei der Durchmischung? z.B. Sink- oder Schwimmschichten, ungleichmäßige Temperierung <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein					
Wurden in der Vergangenheit Veränderungen an den Rührsystemen vorgenommen? <input type="checkbox"/> nein <input type="checkbox"/> ja, warum? <input type="text"/>					
Dachtypen	<input type="checkbox"/> Beton <input type="checkbox"/> Doppelmembran m. Mittelstütze <input type="checkbox"/> Doppelmembran m. Stützluft <input type="checkbox"/> Einfachfoliendach				
Wurden die Foliendächer bereits erneuert? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein wenn ja, wie viele? <input type="text"/>					
Wie häufig wird bei Behältern mit Foliendach die Folie für Wartungsarbeiten entfernt? <input type="text"/> mal pro Jahr					
Gibt es einen offenen Vorlagebehälter? (Gülle oder Rezirkulat und andere Substrate vermischt) <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein					
Was ist die geschätzte Aufenthaltszeit im Behälter? <input type="text"/> Tage					
Gasspeicher und Fackel					
Messtechnik Füllstand Gasspeicher	<input type="checkbox"/> Seilzug <input type="checkbox"/> hydrostatisches Messprinzip (Schlauchwaage) <input type="checkbox"/> Druck <input type="checkbox"/> Ultraschall				
	Messtechnik in das Prozessleitsystem eingebunden? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein				
Gasspeichervolumen Fermenter (beschildert)	<input type="text"/> m ³	Zielfüllstand Gasspeicher: <input type="text"/> % (im Normalbetrieb)			
Gasspeichervolumen Nachgärer/ Gärrestlager	<input type="text"/> m ³	Zielfüllstand Gasspeicher: <input type="text"/> % (im Normalbetrieb)			
Fackel Laufzeit 2017	automatische Erfassung: <input type="text"/> h/Jahr	Schätzung: <input type="text"/> h/Jahr			
Fackel	<input type="checkbox"/> automatisch startend <input type="checkbox"/> manuelle Zündung				
Auslösen der Fackel durch	<input type="checkbox"/> BHKW-Ausfall <input type="checkbox"/> Füllstand Gasspeicher, ab <input type="text"/> % <input type="checkbox"/> Gasdruckerhöhung				
Gärrestlager (nicht beheizt)					
Abdeckung Gärrestlager und Volumen	<input type="text"/> m ³ offen	<input type="text"/> m ³ abgedeckt, <u>nicht gasdicht</u>			
	Volumen Gärrestlager je nach Abdeckung eintragen. <input type="text"/> m ³ <u>gasdicht (techn.)</u> abgedeckt				
Gärrestaufbereitung vorhanden? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein wenn ja, welche?: <input type="text"/>					
Substrate					
Substrataufschluss? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein wenn ja, welcher? <input type="text"/>					
Anbaufläche zur Biogasproduktion (eigen + extern)	<input type="text"/> ha, davon Ackerland: <input type="text"/> ha	Grünland: <input type="text"/> ha			
Kreuzen Sie bitte jeweils an, ob sich die Mengenangaben auf Silage oder frische Ernte beziehen.	Eigenproduktion/Anbau		Zukauf/von extern		mittlere Transportentfernung [km]
	Menge [t/Jahr] Frischmasse	Kosten [€/t _{FM}] frei BGA	Menge [t/Jahr] Frischmasse	Preis [€/t _{FM}] frei BGA	
Gülle <input type="checkbox"/> Rind <input type="checkbox"/> Schwein:	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Festmist <input type="checkbox"/> Rind <input type="checkbox"/> Schwein:	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Geflügelmist <input type="checkbox"/> Hühnertrockenkot	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Mais: frisch <input type="checkbox"/> Silage <input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Ackergras: frisch <input type="checkbox"/> Silage <input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Grünland: frisch <input type="checkbox"/> Silage <input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
GPS (Hauptfrucht), Art: <input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Zwischenfrucht, Art: <input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Getreidekorn: <input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
weitere: <input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
weitere: <input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Zugabe von Additiven	<input type="checkbox"/> nein <input type="checkbox"/> ja, und zwar: <input type="checkbox"/> Enzyme <input type="checkbox"/> Spurenelemente <input type="checkbox"/> Harnstoff <input type="checkbox"/> sonstiges				
	Einsatzhäufigkeit: <input type="checkbox"/> kontinuierlich <input type="checkbox"/> nach Bedarf		Produkttypen: <input type="text"/>		
Zugabe von Enzymen für:	<input type="checkbox"/> Verbesserung der Abbauleistung <input type="checkbox"/> Reduzierung von Schwimmschichten				
Denken Sie aufgrund schlechter Abbauleistungen über den Einsatz von Additiven nach? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein					
Ansprechpartner	<input type="text"/>	Telefon	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Adresse	<input type="text"/>	E-Mail	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Vielen Dank für Ihre Unterstützung!

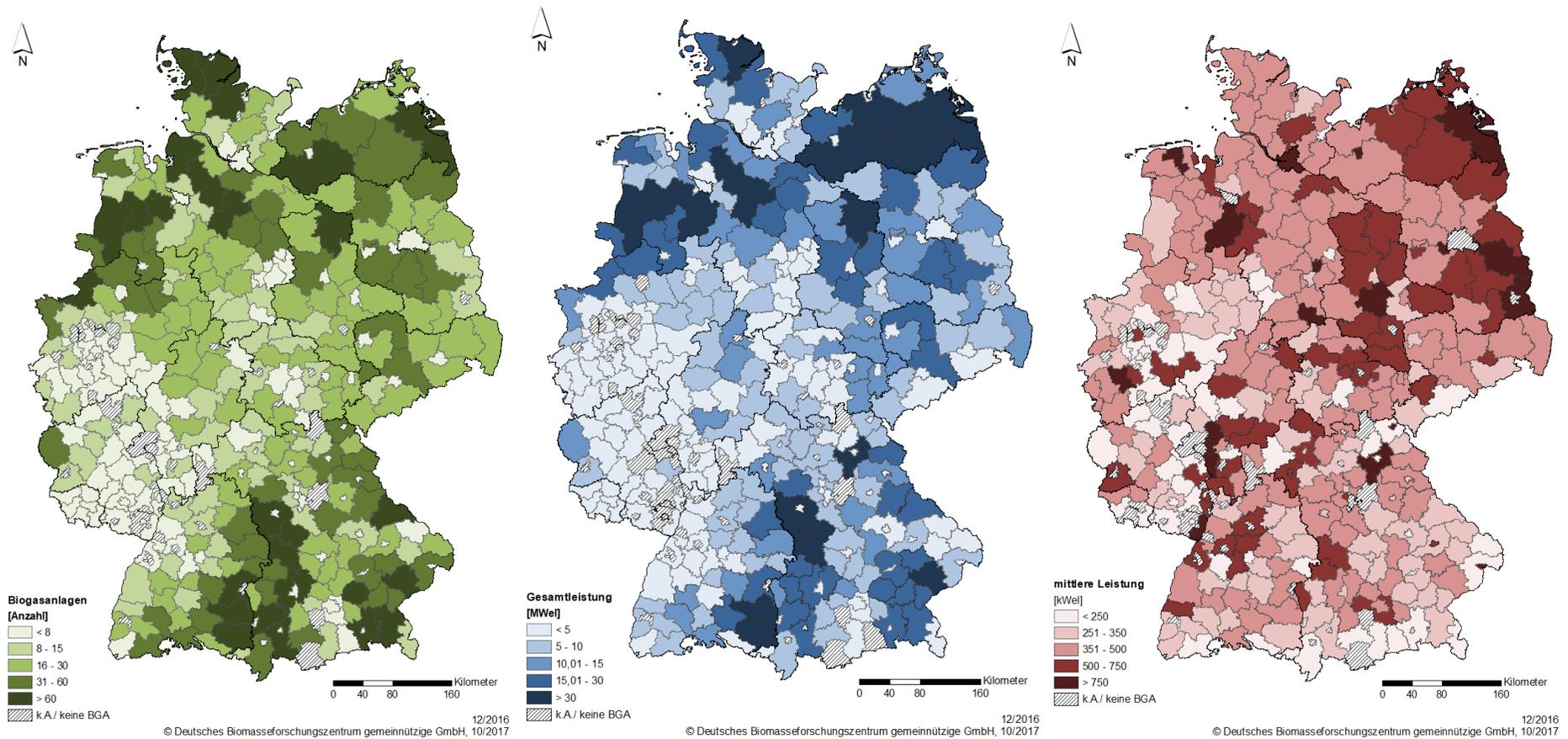
Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

A.2 DBFZ Betreiberbefragungen Biogas in 2017 und 2018 – Verteilung der Fragebögen, Rückläufe und Rücklaufquote nach Art der Biogasanlage.

Art der Anlage	2017: Ange-schrieben	2017: Rück-lauf	2017: Rücklauf-quote	2018: Ange-schrieben	2018: Rück-lauf	2018: Rücklauf-quote
Biogasanlagen (ohne Bioabfallvergärung)	6876	454	6,6%	7105	501	7,1%
Bioabfallvergärungsanlagen*	173	35	20,2%	187	34	18,2%
Biogasaufbereitungsanlagen	177	17	9,6%	187	20	10,7%
Gesamt	7226	506	7,0%	7479*	555	7,4%

Quelle: DBFZ 2019. Datenbasis: DBFZ Biogas-Betreiberbefragung 2017 (Bezugsjahr 2016) und 2018 (Bezugsjahr 2017). * Inkl. Biogasaufbereitungsanlagen, die auch Abfallvergärungsanlagen sind und daher einen Fragebogen erhalten haben, der beide Inhalte (Abfall-Fragebogen mit Biogasaufbereitung) abdeckt.

A.3 Verteilung der Anlagenzahl, der installierten elektrischen Anlagenleistung und der durchschnittlichen Anlagenleistung von Biogasanlagen in Deutschland auf Kreisebene



Quelle: DBFZ, 2017 (Daniel-Gromke et al. 2017a)

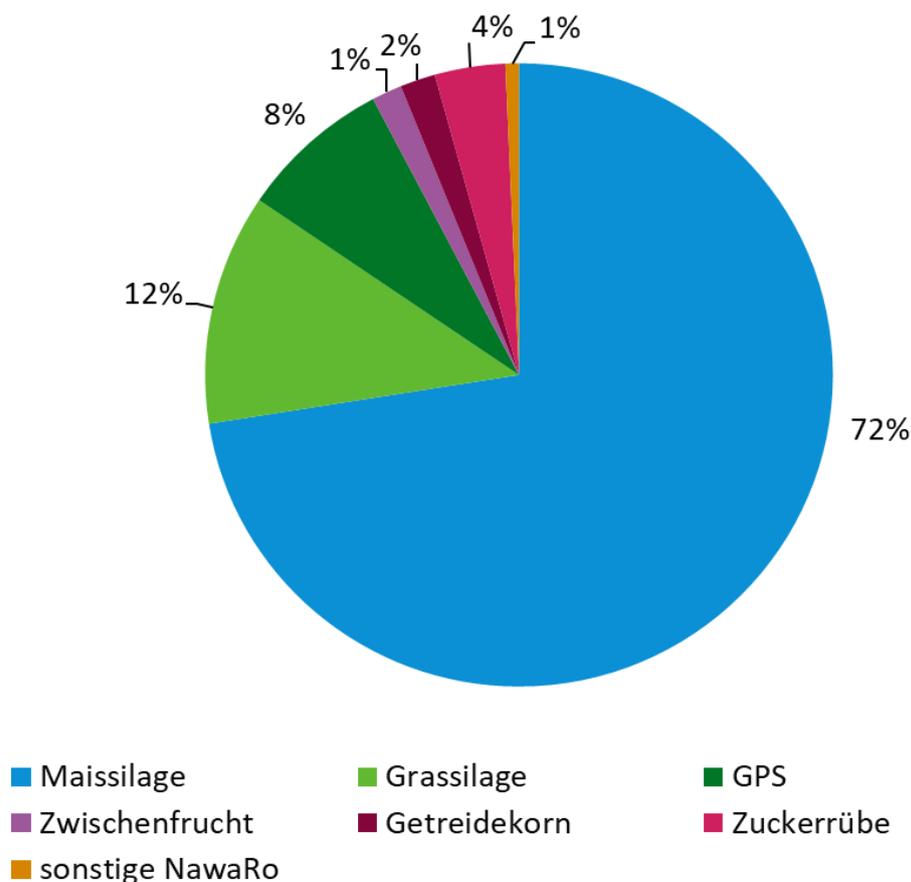
A.4 Substratinput (massenbezogene Anteile) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen differenziert nach Größenklassen.

Leistungsgröße, installierte Leistung [kW_{el}]	NawaRo [%]	Exkrementa [%]	ind./ landw./ gewerbl. Reststoffe [%]	berücksichtigte Rückmeldungen [Anzahl]
≤ 150	12,1	87,1	0,8	77
151 - 300	38,5	61,3	0,2	75
301 - 500	39,2	60,6	0,3	99
501 - 1.000	50,6	48,8	0,5	103
> 1.000	60,6	39,4	0,0	75

Quelle: DBFZ 2018, Datenbasis: DBFZ Biogas-Betreiberbefragung 2018 (Bezugsjahr 2017).

A.5 Einsatz nachwachsender Rohstoffe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen bezogen auf die eingesetzten Substratmengen

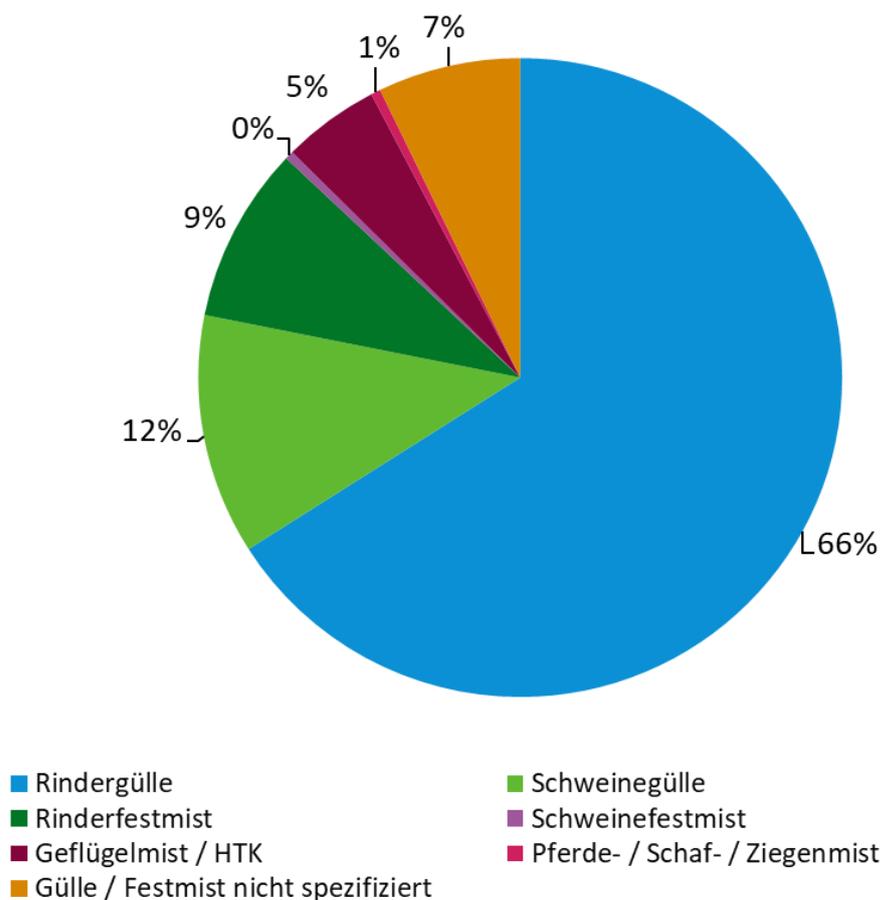
Die Verteilung des Einsatzes nachwachsender Rohstoffe am Substratinput in landwirtschaftlichen Biogasanlagen zeigt, dass Maissilage das dominierende Substrat ist. Rund 72 % der in Biogasanlagen eingesetzten NawaRo-Mengen werden durch Maissilage gestellt. Daneben nimmt Grassilage einen Anteil von rund 12 % am Gesamtinput nachwachsender Rohstoffe ein. Auf Getreide-GPS entfallen etwa 8 % des NawaRo-Inputs. Daneben machen Zwischenfrüchte, Getreidekorn, Landschaftspflegematerial, Zuckerrüben und sonstige NawaRo nur einen vergleichsweise geringen Anteil des Substrateinsatzes aus nachwachsenden Rohstoffen aus.



Quelle: DBFZ, 2019. Datenbasis: DBFZ Betreiberbefragungen Biogas 2018, Bezugsjahr 2017.

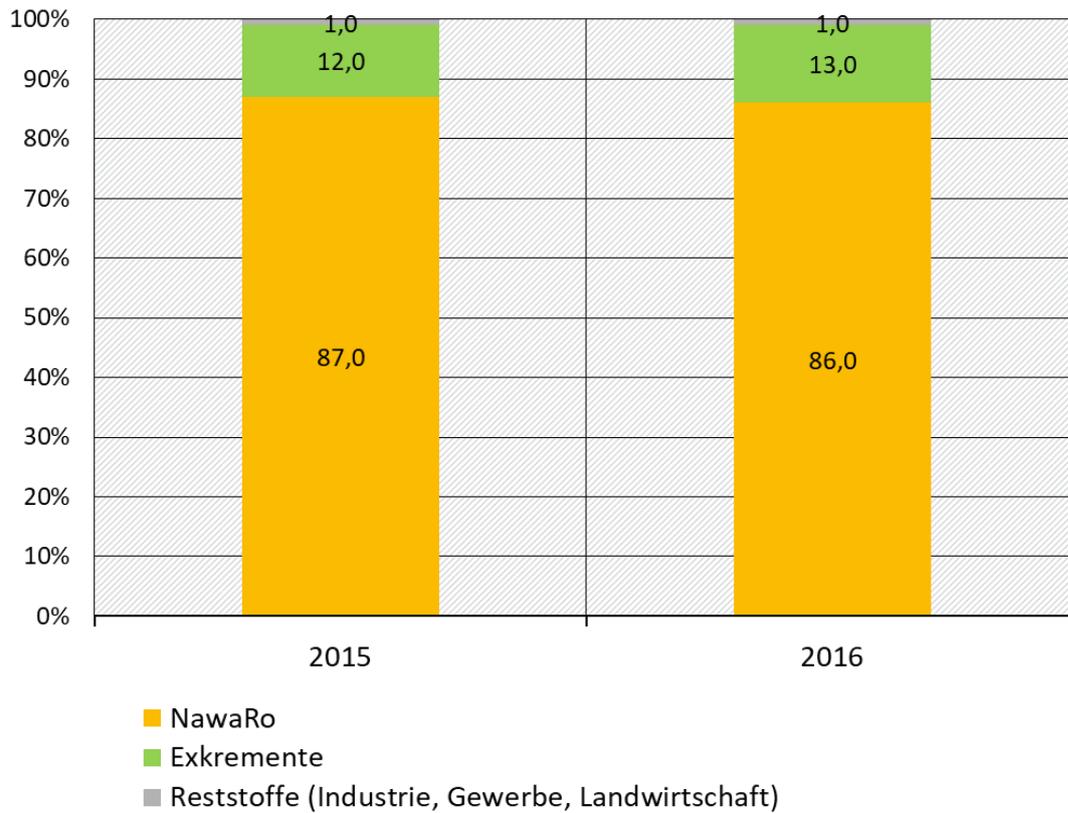
A.6 Einsatz von Wirtschaftsdünger in landwirtschaftlichen Biogasanlagen bezogen auf die eingesetzten Substratmengen

Der Begriff Wirtschaftsdünger umfasst nachfolgend Wirtschaftsdünger und Einstreu. Rindergülle ist mit einem Anteil von rund 66 % das wesentliche Eingangssubstrat der Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen. Daneben werden etwa 12 % des Inputs aus Schweinegülle bereitgestellt. Die Festmistfraktion (Rinder- und Schweinefestmist, Hühnertrockenkot (HTK), Geflügelmist, Pferdemist) macht insgesamt etwa 15 % des Wirtschaftsdüngereinsatzes aus und spielt insgesamt nur eine nachrangige Rolle. Aufgrund höherer Gasausbeuten resultieren jedoch rund 35 % der Energiebereitstellung aus Wirtschaftsdüngern aus Fest- und Geflügelmist einschließlich HTK.



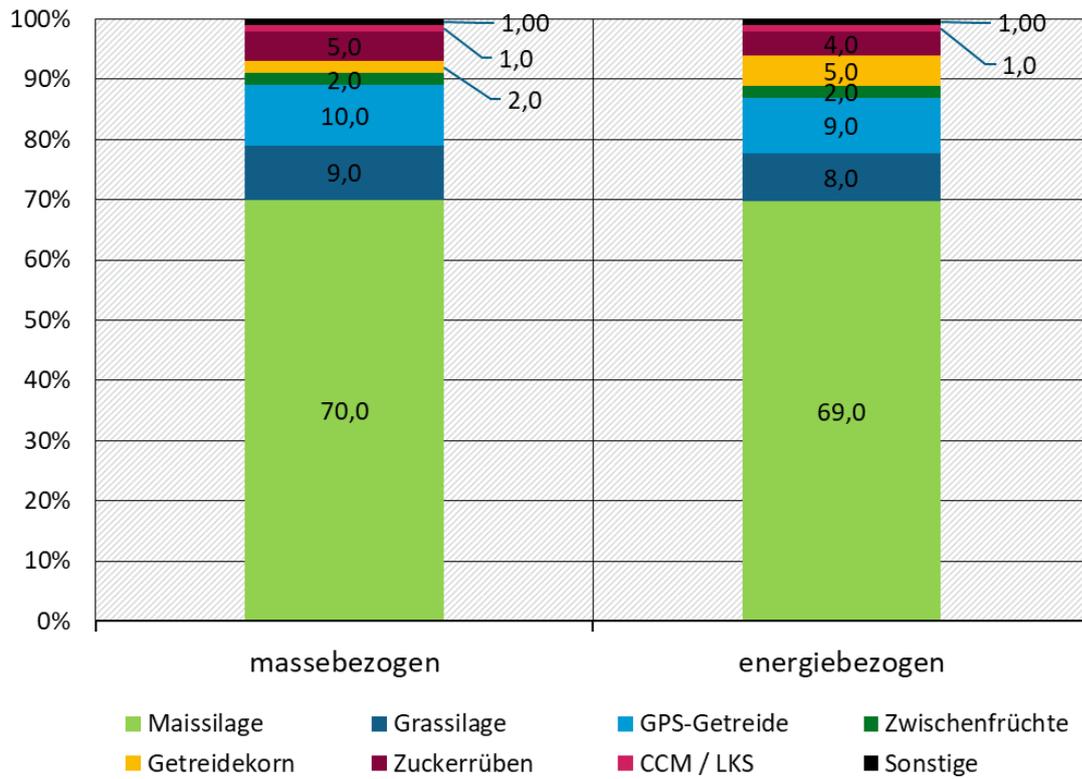
Quelle: DBFZ, 2019. Datenbasis: DBFZ Betreiberbefragungen Biogas 2018, Bezugsjahr 2017.

A.7 Massebezogener Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Biomethanproduktion in 2015 und 2016.



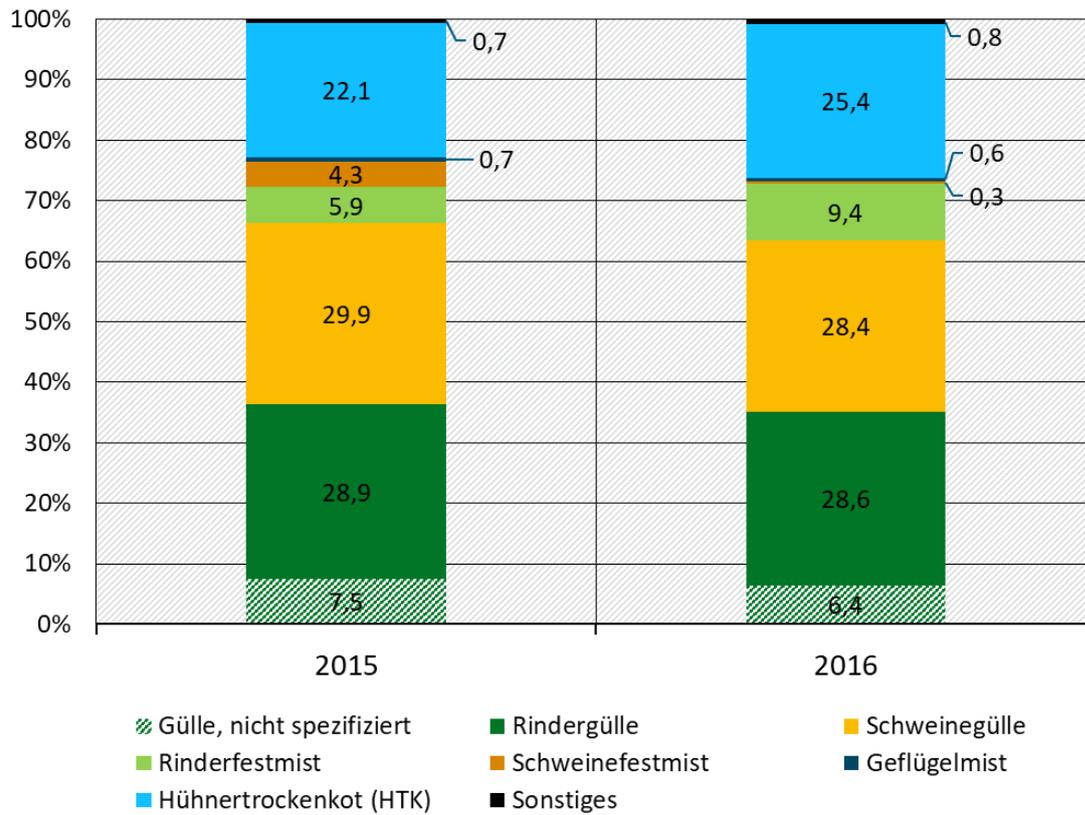
Quelle: Eigene Darstellung, dena 2017. Massebezogener Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Biomethanproduktion in 2015 (n= 127) und 2016 (n=140).

A.8 Masse- und energiebezogene Verteilung nachwachsender Rohstoffe zur Biomethanproduktion in 2016.



Quelle: Eigene Darstellung, dena, 2017. Masse- und energiebezogene Verteilung nachwachsender Rohstoffe zur Biomethanproduktion in 2016 (n=140).

A.9 Verteilung tierischer Exkremente zur Biomethanproduktion (massebezogen) in 2015 und 2016



Quelle: Eigene Darstellung, dena 2017. Massebezogener Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Biomethanproduktion in 2015 (n= 76) und 2016 (n=85).

B Ergebnisse der Studienbewertung

B.1 Ergebnisse der Studiauswertung „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ (Vollprecht et al. 2015)

Autor: Becker Büttner Held, Fraunhofer IWES (Vollprecht et al. 2015)

Fördergeber: Umweltbundesamt (UBA)

Hintergrund / Ziel

„Gegenstand des Vorhabens „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ ist die Untersuchung des erreichten Ausbaustandes von Biogas-Bestandsanlagen und deren Betriebsweise. Ausgehend von grundlegenden Bewertungskriterien bzgl. der Nachhaltigkeit, der energiewirtschaftlichen Effizienz und der rechtlichen Planungssicherheit werden bestehende Hemmnisse für die Flexibilisierung dieser Anlagen und Herausforderungen im aktuellen Fördersystem identifiziert und geprüft, in wie weit diese durch Änderungen beseitigt werden können. Vor dem Hintergrund von Reformansätzen Dritter entwickeln die Gutachter einen eigenen Vorschlag zur Förderung der Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen im EEG.“ (Vollprecht et al. 2015, S. 3)

Auswertung

Die Studie „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ von 2014 zeigt den Status Quo der Biogasanlagen zum Zeitpunkt 2013 auf und gibt einen Ausblick auf mögliche Entwicklungen in den nächsten Jahren, jedoch nicht speziell für 2030. Biogasanlagen sollten einen Beitrag zur Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind, PV) unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte leisten:

- ▶ Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit
 - Über den Status-Quo hinaus keine Nutzung von zusätzlichem Substrat in Form von Anbaubiomasse
- ▶ Energiewirtschaft
 - keine Stromproduktion während hohe Strommengen aus Wind- und PV-Anlagen im Netz sind
 - Stromproduktion in Phasen mit geringen Strommengen aus Wind/PV
 - Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL)

- Reduzierung von konventionellen „must run units“
- Leistungsverstärkung bei Biogasanlagen, die sich nicht in Regionen mit hoher Nutzungskonkurrenz von Mais befinden: Residuallast abdecken und SDL bereitstellen

Die Flexibilisierung der Biogasanlagen ist abhängig vom Anlagenkonzept und wird unterschieden in:

- ▶ Flexibilisierung ohne Erhöhung der elektrisch installierten Leistung (sog. NeuFlex)
- ▶ Flexibilisierung mit Erhöhung der elektrisch installierten Leistung (sog. StandardFlex). (Vollprecht et al. 2015)

Kriterium	2013	Quelle	Bemerkung
zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	-	-	-
Jahresarbeit	-	-	-
Jahresleistung	-	-	-
Systemaufgabe	Aktuell: Beitrag Grundlastdeckung; Zukünftig: Stromproduktion aus Biomasse erfolgt in den Zeiten, in denen geringe Strommengen aus Wind- und Photovoltaikanlagen zur Deckung des Strombedarfs zur Verfügung stehen.	S. 3	-
Flexibilisierungsgrad	Abhängig vom Anlagenkonzept: NeuFlex, StandardFlex oder StandardFlexPlus	S. 3	NeuFlex: Flexibilisierung ohne Erhöhung der el. Leistung, StandardFlex: Flexibilisierung mit Erhöhung der el. Leistung
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Hier Schwerpunkt Strom	-	-

Kriterium	2013	Quelle	Bemerkung
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	Flexibilisierung von BGA unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten, z.B.: a) weitestgehender Verzicht auf Ausweitung der energetischen Nutzung von Anbaubiomasse; b) Reduzierung der energetischen Nutzung von Anbaubiomasse, insbesondere Biogasmis, in Regionen mit Intensivlandwirtschaft	S. 40	-
Annahmen für den Flächenbedarf	Flächenbedarf möglichst gering halten	S. 3	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis von (Vollprecht et al. 2015)

B.2 Ergebnisse der Studienauswertung „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (Gerhardt et al. 2015b)

Autor: Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht (Gerhardt et al. 2015b)

Fördergeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Hintergrund / Ziel

Die Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ analysiert die Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick aufsteigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Dabei wird aufgezeigt, wie hoch der Strombedarf in einem sektorübergreifend kostenoptimierten Zielszenario wäre, wenn das klimapolitische Ziel der THG-Emissionsreduktion bis 2050 um 80 % gegenüber 1990 erreicht werden soll. Daraus abgeleitet werden optimale strukturelle Entwicklungspfade für den Verkehrs- und Wärmesektor. (Gerhardt et al. 2015b)

Auswertung

Grundsätzliches Bezugsjahr der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ ist 2050. Es werden vereinzelt Angaben zu Biogas gemacht, jedoch bezieht sich der Großteil auf Biomasse/Bioenergie insgesamt. Die Ergebnisse in untenstehender Tabelle sind nicht ausschließlich auf Biogas, sondern auf Biomasse insgesamt bezogen.

„Bei Betrachtung des gesamten Energieversorgungsystems aus energiesystemtechnischer Sicht erscheint es daher sinnvoll Energie aus Biomasse langfristig für spezifische Anwendungen in den Sektoren einzusetzen, die zur Deckung der Residuallast beitragen. Wird von einer zunehmenden Elektrifizierung der Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr ausgegangen, dann sind dies vor allem Anwendungen, die im Betrachtungsraum bis zum Jahr 2050 voraussichtlich nicht oder nur unzureichend elektrisch versorgt werden können (z.B. Luftfahrtverkehr, Hochtemperatur Prozesswärme, etc.).“ (Gerhardt et al. 2015b, S. 73)

„Biogene Reststoffe (werden) überwiegend als Festbrennstoffe im Wärmesektor und zur Biogasproduktion eingesetzt, während die Anbaubiomasse zur Produktion von flüssigen Biokraftstoffen (insbesondere Biokerosin) genutzt wird.“ (Gerhardt et al. 2015b, S. 79)

Kriterium	2050 - Technisches Potenzial (davon energetisch genutzt)	Quelle	Bemerkung
Zur Verfügung stehende Energiemenge: Szenario 1: Reststoffszenario - geringer Bioenergieeinsatz	Landwirtschaftliche und andere Reststoffe (Summe): 246 PJ/a (davon 133 PJ/a energetisch genutzt); davon: Gülle: 88 PJ/a (44 PJ/a); Bio- und Grünabfall: 27 PJ/a (14 PJ/a); Ernterückstände: 10 PJ/a (5 PJ/a); Stroh: 80 PJ/a (40 PJ/a); Klärgas: 20 PJ/a (15 PJ/a); Klärschlamm: 21 PJ/a (16 PJ/a)	S. 74	Übersicht über das technische und davon energetisch genutzte Potenzial aus biogenen Reststoffströmen im Jahr 2050 insgesamt, nicht ausschließlich auf Biogas bezogen, hier ohne forstwirtschaftliche Reststoffe. Ein Biomasseanbau

Kriterium	2050 - Technisches Potenzial (davon energetisch genutzt)	Quelle	Bemerkung
Energiepotenzial aus der Anbaubiomasse, zur Verfügung stehende Energiemenge, Szenario 2: Anbaubiomasse – höheres energetisches Bioenergieangebot	1) KUP: 0,5 Mio. ha (technisches Potenzial, davon energetisch genutzt: 26,4 PJ/a); 2) Energiepflanzenanbaumix (Mais, (Acker-) Gras, GPS, Futterrübe, Sonstige): 3,1 Mio. ha (techn. Potenzial), davon energetisch genutzt 293,4 PJ/a; 3) Summe (nur gasförmig): 2 Mio. ha (techn. Potenzial), 320 PJ/a (energetisch genutzt)	S. 75	auf landwirtschaftlichen Flächen findet in diesem Szenario nicht statt. Energiepotenzial aus der Anbaubiomasse im Gasszenario (Variante B). 2 Mio. ha der landwirtschaftlichen Fläche werden für die Kultivierung von Energiepflanzen genutzt. Der Schwerpunkt liegt auf der Erzeugung eines gasförmigen Energieträgers (Bio-SNG, Biogas, Biomethan)
Jahresarbeit	Siehe oben unter „davon energetisch genutzt“	-	Zur besseren Übersichtlichkeit werden Angaben zur angesetzten Jahresarbeit oben neben dem technischen Potenzial dargestellt.
Jahresleistung	-	-	-
Systemaufgabe	Deckung der Residuallast	S. 73	Biomasse soll langfristig für spezifische Anwendungen in den Sektoren eingesetzt werden, die zur Deckung der Residuallast beitragen. Wird von einer zunehmenden Elektrifizierung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr ausgegangen, dann sind dies vor allem Anwendungen, die im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050 voraussichtlich nicht, oder nur unzureichend elektrische versorgt werden können (z.B. Luftfahrtverkehr, Hochtemperatur Prozesswärme, etc.)
Flexibilisierungsgrad	-	-	-

Kriterium	2050 - Technisches Potenzial (davon energetisch genutzt)	Quelle	Bemerkung
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Die biogenen Reststoffe werden überwiegend als Festbrennstoffe im Wärmesektor und zur Biogasproduktion eingesetzt, während die Anbaubiomasse zur Produktion von flüssigen Biokraftstoffen (insbesondere Biokerosin) genutzt wird. Biogas zur Deckung des Wärmebedarfs der Industrie 100°C-1.000°C; Reststoffszenario: Energie aus Biomasse im Gasnetz und im Straßenverkehr	S. 78, S. 189 ff.	Die Auswahl der aus Systemkostensicht zu bevorzugenden energetischen Nutzung der zur Verfügung stehenden Biomasse wurde durch eine Analyse der Differenzkosten zwischen der Energiebereitstellung aus Biomasse und dem substituierten fossilen Energieträger in 2050, inklusive einem variablen Aufschlag von Kosten zur CO ₂ -Vermeidung, berechnet.
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	s.o.	S. 74/75	-
Annahmen für den Flächenbedarf	Es werden zwei Szenarien mit unterschiedlichem Bioenergiepotenzial und -nutzung definiert: 1. Reststoffszenario: 0 ha; 2. Anbaubiomasse: 2 Mio. ha landwirtschaftliche Fläche für Energiepflanzenkultivierung	S. 73	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis von (Gerhardt et al. 2015b)

B.3 Ergebnisse der Studienauswertung „OptiKoBi² - Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“ (Holzhammer et al. 2014)

Autor: Fraunhofer IWES, (IKEM) (Holzhammer et al. 2014)

Fördergeber: BMWi: Projektträger Jülich

Hintergrund / Ziel

Die Studie OptiKoBi² untersucht die übergeordnete Frage, wie die Strommengen aus dem BiogasPark zukünftig im Energiesystem eingesetzt werden sollen, um einen möglichst „sinnvollen“ Beitrag zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) zu realisieren. Betrachtet werden dabei die Fragestellungen:

- ▶ *„Wie sollen die Strommengen aus Biomasse, insbesondere Biogas, in Zukunft im Energiesystem eingesetzt werden?“*
- ▶ *Sollen diese Strommengen weiterhin in Grundlast erzeugt werden, oder ist eine flexible Stromproduktion auch aus Gesamtkostensicht geeignet, um einen positiven Beitrag zur Integration der fEE in das Energiesystem zu leisten?*
- ▶ *Welche Flexibilität der Stromerzeugung ist dafür zielführend?“*
(Holzhammer et al. 2014, S. 10)

Auswertung

In der Studie „OptiKoBi² - Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“ werden für die Betrachtung der Potenziale zwei Mengenszenarien angenommen: Minimal-Szenario (MinSZ) und Maximal-Szenario (MaxSZ). Es werden die Jahre 2020 und 2030 betrachtet.

Werden die Kosten der Flexibilisierung des BiogasParks den Kosteneinsparungen (z.B. durch Stilllegen von konv. Kraftwerken, Verhinderung von Neubauten, verminderte Anzahl an Starts) des konventionellen Kraftwerksparks gegenübergestellt, so ergeben sich in Abhängigkeit der Flexibilität positive und negative verbleibende Kosten. Hier führt nach den Auswertungen in OptiKoBi² eine flexible Stromproduktion des BiogasParks mit 4.000 VLH und einer Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche zu der größten Einsparung an Gesamtkosten. (Holzhammer et al. 2014)

Es wurden *„keine stromnetztechnischen Restriktionen berücksichtigt. Eben so wenig werden die gestiegenen Möglichkeiten des flexibilisierten BiogasParks, einen Beitrag für eine sichere Stromübertragung zu leisten, bewertet. Die Flexibilisierung des BiogasParks und die damit verbundene Erhöhung der Kapazitätssteigerung steigert z.B. das Potential der Regelleistungsbereitstellung. Darüber hinaus sind weitere Systemdienstleistungen, die der Versorgungssicherheit durch Stabilisierung der Stromübertragung dienen (Blindleistungsbereitstellung, Redispatch, Spannungshaltung,*

Kurzschlussstrombereitstellung, Schwarzstartfähigkeit), verstärkt umsetzbar. Diese Beiträge sollten in Rahmen von weiterführenden Untersuchungen bewertet werden und in die abschließende Entscheidung welche Flexibilität der BiogasPark aufweisen soll einfließen.“ (Holzhammer et al. 2014, S. 17/18)

„Aus CO₂ -Minderungssicht weist die Nutzung der zusätzlichen Biomasse im Strom(+Wärme)- und Verkehrsbereich, gegenüber der reinen Wärmenutzung, Vorteile auf. Wobei im Verkehrsbereich mit den zusätzlichen Biogasmengen die größte CO₂-Minderung erreicht werden könnte.“ (Holzhammer et al. 2014, S. 13)

Kriterium	2030	Quelle	Bemerkung
zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	(MinSZ): 307 PJ/a gesamt, davon 157 PJ/a aus Energiepflanzenanbau, 117 PJ/a aus Reststoffen, 32 PJ/a aus BioSNG, 30,5 TWhel/a flexibel; (MaxSZ): 482 PJ/a gesamt, davon 293 PJ/a aus Energiepflanzenanbau, 157 PJ/a aus Reststoffen, 32 PJ/a aus BioSNG, 52,0 TWhel/a flexibel	S. 30-32, Tab. 4-7, S. 11	Energieertrag aus der Fläche "gesamt" bestehend aus: Reststoffen, Energiepflanzen und Bio-SNG aus der Holzvergasung
Jahresarbeit	-	2014 S. 11	Bandbreite aufgrund des unterstellten Min-Max Szenarios, inkl. in unterschiedlichem Umfang nutzbare Potenziale organischer Reststoffe. (Holzhammer et al. S. 11) Ausschließlich flexible Strombereitstellung unterstellt, el. Wirkungsgrad der BHKW 44%
Jahresleistung	(MinSZ): 3,5 GW _{el} ; (MaxSZ): 34,6 GW _{el}	S. 34, Tab. 11	Bandbreite durch Min-Max-Szenario und unterschiedliche Flexibilisierungsgrade (von Flexibilität 0: 8.760 VLH bis Flexibilität 5: 1.500 VLH) Hier wird nur ein mögliches Angebot durch die BGA betrachtet
Systemaufgabe	"Sinnvolle" Flexibilität des BiogasParks: Damit verändertes Betriebsverhalten der konv. Kraftwerke und veränderte Kosten für die Bereitstellung der Residuallast	S.14, S. 15	Die Rückwirkungen der flexiblen Stromproduktion mittels des BiogasParks auf das Energiesystem, bzw. auf den konventionellen Kraftwerkspark (der ebenfalls Teile der Residuallast deckt), sind vielschichtig und stark abhängig vom Flexibilisierungsgrad, also der dazu gehörigen installierten Leistung (VLH) und der Bedarfsberücksichtigung

Kriterium	2030	Quelle	Bemerkung
Flexibilisierungsgrad	Von Flexibilität 0: 8760 VLH bis Flexibilität 5: 1500 VLH und entsprechend Steigerung der installierten el. Kapazitäten; BHKW-Teillastbetrieb: el. Leistung kann um den Faktor 2 bis 4 höher als die Grundlaststromerzeugung liegen	Tab. 11; S. 90	Beim Teillastbetrieb des BHKW i.d.R nicht mehr als 4.000 VLH (Holzhammer et al. S. 91) angepasste Gasspeichergröße, Gasspeicher- und Fütterungsmanagement (Holzhammer et al. 2014 S. 11)
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Stromerzeugung in KWK: (MinSZ) 250,0 und (MaxSZ) 425,1 PJ/a; Direkte Wärmeerzeugung: (MinSZ) und (MaxSZ) 17,0 PJ/a; Verkehr: (MinSZ) und (MaxSZ) 39,6 PJ/a; Direkte Wärmeerzeugung: (MinSZ) und (MaxSZ) 17,0 PJ/a	S. 13, S. 33 Tab. 8	Erneuerbare Gasmengen. Es ist jeweils der Energiegehalt (Hi) angegeben. Im Ergebnis führen die Bewertungskriterien zu keiner eindeutigen Empfehlung, die unterstellten zusätzlichen Biogasmengen im MaxSZ in einen der Nutzungspfade Strom, Wärme und Verkehr verstärkt einzusetzen. (Holzhammer et al. 2014 S. 13)
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	(MinSZ): Substratanteil NawaRo/Abfall 57%/43%; (MaxSZ): Substratanteil NawaRo/Abfall 66%/34%; Energieträger: Holz, Rest- und Abfallstoffe, Energiepflanzen siehe Flächenbedarf; Land- Forst- und Abfallwirtschaft; Basis-Szenario und NaturschutzPlus-Szenario nach Nitsch et al. (2004)	S. 136 Tab. 44	Es wird auch Gas aus Holz hinzugerechnet, welches über die thermochemische Vergasung gewonnen wird. Deponiegas wird in 2030 zu Null angenommen.
Annahmen für den Flächenbedarf	(MinSZ): 2,2 Mio. ha Energiepflanzenanbau, davon 0,96 Mio. ha für Biogasproduktion; Flächenanteil: 50% Mais (86 PJ/a), 5%Ackergras (5 PJ/a), 15% GPS (16 PJ/a), 15% Futterrübe (29 PJ/a), 15% Sonstige (20 PJ/a); (MaxSZ): 4,2 Mio. ha Energiepflanzenanbau, davon 1,8 Mio. ha für Biogasproduktion; Flächenanteil: 50% Mais (161 PJ/a), 5% Ackergras (9 PJ/a), 15% GPS (30 PJ/a), 15% Futterrübe (55 PJ/a), 15% Sonstige (38 PJ/a)	S. 11, S. 30 Tab. 4, S. 31 Tab. 6	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis von (Holzhammer et al. 2014)

B.4 Ergebnisse der Studiauswertung „Wärmewende 2030“ (Fraunhofer IWES/IBP 2017)

Autor: Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP (Fraunhofer IWES/IBP 2017)

Fördergeber: Agora Energiewende

Hintergrund / Ziel

Mit dem Ziel, die beiden übergeordneten Fragestellungen:

- ▶ Wie kann das 2030er-Klimaziel (-55% THG-Emissionen) im Wärmesektor erreicht werden?
- ▶ Welche Pfade schließen -95% THG-Emissionen bis 2050 nicht aus?

beantworten zu können, wurden in der Studie „Wärmewende 2030“ von Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP im Auftrag von Agora Energiewende Mindestniveaus für Schlüsseltechnologien und -ansätze zur Dekarbonisierung an der Schnittstelle von Strom- und Wärmesektor untersucht. Der Schwerpunkt lag hier auf der Gebäudeeffizienz, den Wärmenetzen und Wärmepumpen, von denen die letzteren beiden vertieft analysiert wurden. (Fraunhofer IWES/IBP 2017, S. 7)

Auswertung

Bei der Betrachtung der Dekarbonisierungsoptionen in den Sektoren Gebäudewärme, industrielle Prozesswärme, Verkehr und Strom, sowie bei dem Szenarienvergleich des Mindestniveaus zum Einsatz von Schlüsseltechnologien im Gebäudewärmesektor wird Biogas als ein Teil von Biomasse betrachtet und nicht explizit ausgewiesen.

Bei den Sensitivitätsrechnungen zum Energiesystem 2030 wird im Basisszenario der Flexibilisierungsgrad von Biogasanlagen angegeben: hier wird *„ein hoher Grad der Flexibilisierung von 75 % der Biogasanlagen mit doppelter BHKW-Leistung und einem Gasspeicher von zwölf Stunden (bezogen auf die mittlere Gasproduktion) unterstellt.“* (Fraunhofer IWES/IBP 2017, S. 54)

Im Ergebnis der Sensitivitätsrechnungen liegt die notwendige installierte Leistung an thermischen Kraftwerken (gem. Studie: u.a. Gasturbinen, kond. KW, KWK, flexibles Biogas, unflexible Biomasse) und bei flexiblem Biogas konstant bei ca. 5,6 GW für alle Szenarien. (Fraunhofer IWES/IBP 2017, S. 73)

B.5 Ergebnisse der Studienauswertung „Analyse und Darstellung der Klimawirksamkeit der Elektromobilität in zukünftigen Stromversorgungsszenarien (Gerhardt et al. 2015a)“

Autor: Fraunhofer IWES (Gerhardt et al. 2015a)

Fördergeber: BMUB

Hintergrund / Ziel

Mit dem Ziel, die Klimawirksamkeit der Elektromobilität in zukünftigen Stromversorgungsszenarien zu analysieren und darzustellen, wurden in dem Projekt aktuelle mittel- bis langfristige Szenarien der Stromversorgung Deutschlands unter Berücksichtigung der Einbindung in den europäischen Strommarkt simuliert und die Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage aus Elektromobilität analysiert.

Dabei werden aktuell anerkannte EE-Ausbauszenarien im Vergleich mit und ohne zusätzlichen EE-Ausbau für E-Mobilität abgebildet und die technisch/ökonomischen Flexibilitätspotenziale der E-Mobilität aufgezeigt „(Lastmanagement und Abschaltung bzw. Kraftstoffantrieb bei elektrischen Versorgungsgängern)“. (Gerhardt et al. 2015a, S. 5)

Auswertung

Im Rahmen der Studie werden die Jahre 2025, 2035 und 2050 abgebildet. „Für die Simulation der Erzeugung aus Biomasse sowie EE-Gasen (Deponie- und Klärgas) wird auf EEG-Stammdaten und GIS-Daten zur Flächennutzung zurückgegriffen. Dabei wird eine Differenzierung zur Aufteilung des Energieträgers Biogas in Vor-Ort-Verstromung, Biomethan-Einspeisung, Holz in Holzheizkraftwerken und Holzvergasung vorgenommen.“ (Gerhardt et al. 2015a, S. 7) „Im Bereich Biomasse wird einerseits nur ein beschränkter Zubau an neuen flexiblen Biogasanlagen entsprechend des EEG von 0,1 GW/a unterstellt. Die Bestandsanlagen Biogas werden immer weiter flexibilisiert.“ (Gerhardt et al. 2015a, S. 16).

Die Erzeugungskapazität sinkt bis 2035 auf 3,4 GW, davon sind 2,9 GW flexibel (durchschnittlich 4.000 VLH). Der Einsatz von Biomasse wird auf 2 Mio. ha NawaRo begrenzt, in 2050 wird keine NawaRo-Biomasse zur explizierten Stromerzeugung eingesetzt, d.h. 2 Mio. ha mit Fokus Biokraftstoff. Detailliertere Angaben zu Biogas werden in der Studie nicht veröffentlicht. (Gerhardt et al. 2015a)

B.6 Ergebnisse der Studienauswertung „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ (UBA 2017a)

Autor: UBA, IFEU, Fraunhofer IWES, CONSIDEO GmbH Dr. Karl Schoer SSG (UBA 2017a)

Fördergeber: Umweltbundesamt (UBA)

Hintergrund / Ziel

Diese Studie dient als Folgestudie zur Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“. In dieser wurde ein Zielszenario für Deutschland im Jahr 2050 entwickelt, in dem gezeigt wird, dass eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um rund 95 Prozent gegenüber 1990 - im Wesentlichen aufgrund eines Umstiegs des Energiesystems auf 100 Prozent erneuerbare Energien - technisch möglich ist.

Die Folgestudie „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ dient dazu, mithilfe des Szenario „Germany – resource efficient and greenhouse gas neutral – Energy efficiency (GreenEe)“ einen ambitionierten und energetisch effizienten Transformationspfad hin zur Treibhausgasneutralität ressourcenschonend darzustellen. Damit werden ergänzend zur technischen Machbarkeit die für die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Gesellschaft notwendigen Rohstoffe und Ressourcen betrachtet, „sowohl in ihrer zeitlichen Entwicklung, als auch in der Wechselwirkung der verschiedenen Sektoren und der Wechselwirkung des Energiesystems mit dem Ressourcensystem.“ (UBA 2017a, S. 11-12)

Auswertung

Zieljahr der Studie „den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ ist 2050. In der Simulation des „GreenEe“-Szenarios werden jedoch auch Aussagen für 2030 und 2040 getroffen. Nach 2030 werden im GreenEe-Szenario keine Energiepflanzen mehr in Biogasanlagen eingesetzt und alle erfassbaren Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen vergoren. (UBA 2017a)

Kriterium	2030	Quelle	Bemerkung
zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	30 TWh _{Hi} Biogas aus Reststoffströmen, z.B. Wirtschaftsdünger, 10 TWh aus NawaRo-Biogas	S. 21, interne Angaben	interne Angaben für 2030, in der Studie mit Angaben für 2050 kein Biogaspotenzial mehr aus NawaRo
Jahresarbeit	40 TWh _{Hi}	s.o.	s.o.
Jahresleistung	ca. 2 GW _{el}	interne Angaben	Eigenstromverbrauch bereits abgezogen
Systemaufgabe	-	-	-

Kriterium	2030	Quelle	Bemerkung
Flexibilisierungsgrad	unterschiedlich, von keiner Flexibilisierung bis hin zu 3-facher BHKW-Überbauung	interne Angaben	abhängig von der Art des Biogases (Abfall, NawaRo, etc.,...)
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Vor-Ort-Verstromung und Aufbereitung zu Biomethan	interne Angaben	-
Energieträger	z.B. Wirtschaftsdünger, Abfall, Klärgas, NawaRo	S. 21, interne Angaben	für 2050 keine energetische Nutzung von Anbaubiomasse
Herkunft der Energieträger	Landwirtschaftliches Biogas, Biogas aus Abfall und Reststoffen, Klärgas		Herkunft: in 2050 nur noch aus Reststoffströmen
Nachhaltigkeitskriterien	siehe unten: nach 2030 keine Energiepflanzen mehr in Biogasanlagen		-
Annahmen für den Flächenbedarf	Keine Flächenangabe für 2030; Flächenäquivalent zu 10 TWh _{Hi} Nach 2030 keine Energiepflanzen mehr in Biogasanlagen im GreenEE	S. 21	Aufgrund von Nutzungskonkurrenzen um Anbauflächen und negative Umweltauswirkungen, keine Anbaubiomasse mehr in 2050 und im GreenEe-Szenario nach 2030

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis von (UBA 2017a)

B.7 Ergebnisse der Studiauswertung „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen (KonStGas)“ (DBI et al. 2017)

Autor: DBI, DVGW, Forschungszentrum Jülich, Technische Universität Clausthal, Fraunhofer IWES, KIT – IIP, RWTH Aachen, Technische Universität Dresden, Wuppertal Institut, Ruhruniversität Bochum und weitere Partner im Unterauftrag sowie assoziierte Partner (DBI et al. 2017)

Fördergeber: BMWi

Hintergrund / Ziel

Davon ausgehend, dass sich die zukünftige Energieversorgung aufgrund der hohen Volatilität und schwierigen Planbarkeit der regenerativen Stromerzeugung von einer verbrauchs- zu einer angebotsgesteuerten Struktur hin ändert und der Aufbau von Speichertechnologien und -kapazitäten notwendig sein wird, liegt der Schwerpunkt der Studie auf einer Analyse der Strom- und Gasnetze, um die bisher nicht genutzten Potenziale bei einer Kooperation beider Transportsysteme in ihrer Funktion als Energiespeicher optimal nutzen zu können. (DBI 2017)

Auswertung

Die Aussagen der KonStGas-Studie beziehen sich auf 2050. Die Annahmen, die von Fraunhofer IWES für die Einspeisezeitreihen für das Modell des KIT-IIP getroffen wurden, liegen vor. Sie beziehen sich auf die erwartete Stromproduktion in 2030. Hier wird jährlich von einer Bruttostromerzeugung von 55,04 TWh aus Biomasse ausgegangen, die sich zusammensetzt aus 13,3 TWh biogener Festbrennstoffe, 20,86 TWh Biogas, 1,41 TWh sonstige Gase (Klärgas), 5,01 TWh biogener Anteil des Abfalls und 14,46 TWh Biomethan.

Weitere Kriterien wie Systemaufgaben, Flächenbedarfe, Akteursstrukturen oder Nachhaltigkeitskriterien werden nicht definiert.

Kriterium	2030	Quelle	Bemerkung
zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	Jahresarbeit entspricht äquivalentem genutzten Potenzial		
Jahresarbeit	19,19 TWh _{el} /a Biogas; 14,1 TWh _{el} /a Biomethan	interne Angaben; S. 35	Erwartete Stromproduktion in 2030; Eigenverbrauch von 8% bei Biogas und zusätzlich 2,5% bei Biomethan berücksichtigt; Bezogen auf 2050 ist ein starker Ausbau von Biogas in Deutschland festzustellen
Jahresleistung	-	-	-

Kriterium	2030	Quelle	Bemerkung
Systemaufgabe	-	interne Angaben	Kein Systembedarf für Biogas ermittelt
Flexibilisierungsgrad Biogas	flexibel: 8,23 TWh _{el} /a; unflexibel: 10,97 TWh _{el} /a	interne Angaben	flexibel: 4000 VLS, unflexibel: 8760 VLS; Eigenverbrauch von 8% bereits berücksichtigt
Flexibilisierungsgrad Biomethan	flexibel: 11,28 TWh _{el} /a; unflexibel: 2,82 TWh _{el} /a	interne Angaben	flexibel: 4001 VLS, unflexibel: 5500 VLS, Eigenverbrauch von 2,5% berücksichtigt
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	2050: Aufbereitung und Einspeisung von bis zu 35 TWh _{th} Hi	S. 36; Interne Angaben	Bezugsjahr 2050: Es wird eine steigende Biogaseinspeisung um ca. 3 Mrd m _n ³ CH ₄ angenommen; die Biomethanmengen wurden dem konventionellen Erdgas beigemischt und damit nicht zwangsläufig zur Stromerzeugung genutzt
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	-	-	-
Annahmen für den Flächenbedarf	-	-	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis interner Angaben von Fraunhofer IEE

B.8 Ergebnisse der Studienauswertung „BM-Strat – Perspektiven der Biomethaneinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ (Scholwin et al. 2015)

Autor: Universität Rostock, DBFZ, Fraunhofer IWES, Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie, IFEU, IZES, Verband für Agrarforschung und -bildung in Thüringen, Wuppertal Institut (Scholwin et al. 2015)

Fördergeber: BMWi, Ausschreibung/Vergabe über BMU

Hintergrund / Ziel

Zusammenfassung und wissenschaftliche Bewertung folgender Schwerpunkte:

- ▶ *„Einordnung von Biomethan in die anderen erneuerbaren Energien sowie in alternative Bioenergieoptionen hinsichtlich der Kosteneffizienz und der Klimaschutzwirkung der Biomethannutzung, sowie des Beitrags zur sicheren und stabilen Energieversorgung, möglicher Zielkonflikte und des quantitativen Beitrags zu den förderpolitischen Zielsetzungen in Deutschland*
- ▶ *Evaluation des Förderrahmens einschließlich Betrachtung alternativer Förderkonzepte und Wechselwirkungen hinsichtlich der unterschiedlichen Rahmensetzung für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung.“ (Scholwin et al. 2015, S.12)*

Auswertung

In der Studie von 2015 werden keine Angaben für 2030 gemacht, perspektivisch wird das Jahr 2020 betrachtet.

Kriterium	2020	Quelle	Bemerkung
zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	Energiepflanzen: 59,6 bis 100,8 TWh _{HS} /a; Tierische Exkremente; 20,5 TWh _{HS} /a; Kommunale Reststoffe: 3,7 - 5,9 TWh _{HS} /a; Speisereste: 1,0 TWh _{HS} /a; Industrielle Reststoffe: 0,9 TWh _{HS} /a; Landschaftspflege-material: 1,1 TWh _{HS} /a; Klär-schlamm (Klärgas)6,7 TWh _{HS} /a; Gesamt ca. 93,5 bis 136,9 TWh _{HS} /a	S. 67	Potentielle Biogas-mengen in 2020 (inkl. bereits erschlossener Potenziale).-
Jahresarbeit	-	-	-

Kriterium	2020	Quelle	Bemerkung
Jahresleistung	bis zu 10 GW _{el} flexibel	Dossier: Beitrag von Biomethan zum Energiesystem, S. 7	Die Kraft-Wärme-Kopplung mit Biogas und Biomethan kann bis 2020 in die Lage versetzt werden, bis zu 10 GW _{el} flexible Stromerzeugungskapazität anzubieten. Entspricht in etwa 15 % des Gesamtbedarfes und könnte dann den weit überwiegenden Teil des heutigen Regelleistungsbedarfs decken.
Systemaufgabe	Beitrag zur bedarfsgerechten Strombereitstellung und Übernahme von Systemdienstleistungen, hoher Beitrag zur Versorgungssicherheit, Substitution fossiler Stromerzeugungskapazitäten	Dossier: Beitrag von Biomethan zum Energiesystem, S. 7	
Flexibilisierungsgrad	Erhöhung der installierten Leistung um den Faktor 1,5 - 3	Dossier: Beitrag von Biomethan zum Energiesystem, S. 7	Biogas- und Biomethan-BHKW
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Biogas-Vor-Ort-Verstromung: 95,6 – 110 TWh _{H₂} /a; Biomethan-KWK: 17,4 – 26,5 TWh _{H₂} /a; Biomethan-Kraftstoff: 1,95 – 2,95 TWh _{H₂} /a; Biomethan-Wärmebereitstellung: 1,55 – 2,25 TWh _{H₂} /a		Nutzungspfade von Biogas und Biomethan in 2020 als Summe aus bereits erschlossenen und bis 2020 noch zu erschließenden Potenzialen bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014. (Summe siehe oben unter „Jahresarbeit“)
Energieträger (Substrate), Herkunft der Energieträger	Siehe oben (Biogaspotenzial)		
Nachhaltigkeitskriterien	Der Energiepflanzenanbau für die Biogasproduktion ist nur als kritisch aus Umwelt- und Naturschutzsicht zu bewerten, wenn damit vorrangig in Veredelungsregionen eine erhebliche Nutzungsintensivierung und entgegen der guten fachlichen Praxis, der Verlust von umweltverträglicher Bewirtschaftung einhergeht. Der Energiepflanzenanbau und der konventionelle Pflanzenbau sind	S. 54 - S. 56	-

Kriterium	2020	Quelle	Bemerkung
	aus Natur- und Umweltschutzaspekten gleichrangig zu bewerten. Von großer Bedeutung ist daher die Einhaltung und Kontrolle bestehender Regelungen zu Natur- und Umweltschutz in beiden Sektoren. Der Energiepflanzenanbau ist heute ein fester Bestandteil der Landwirtschaft und sollte dies sowohl aus betriebs- und volkswirtschaftlicher als auch aus anbautechnischer Sicht weiterhin bleiben.		
Annahmen für den Flächenbedarf	Ein Ausbaupotenzial für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen insgesamt ist mit 0,1 bis 1,5 Mio. ha bis 2020 gegeben, aber begrenzt. Demnach ist bestenfalls ein mäßiger Ausbau der Energiepflanzenproduktion zur Biogaserzeugung möglich. Der Ausbau darf der Erreichung von Natur und Umweltschutzziele jedoch nicht entgegenstehen.	Dossier: Biogas aus Energiepflanzen, S. 3	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis von (Scholwin et al. 2015)

B.9 Ergebnisse der Studienauswertung „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut 2015)

Autor: Öko-Institut, Fraunhofer ISI (Öko-Institut 2015)

Fördergeber: BMUB

Hintergrund / Ziel

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat das Konsortium aus Öko-Institut und Fraunhofer-ISI mit einem Projekt beauftragt, in dem drei Klimaschutzszenarien mit verschiedenen klimapolitischen Ambitionsniveaus für den Zeithorizont bis 2050 erstellt und analysiert werden sollen. Diese Szenarien werden in einem Zeitraum von drei Jahren jeweils jährlich aktualisiert. Der vorliegende Bericht ist der 2. Bericht vom Dezember 2015.

„Zentrale Fragestellungen sind:

- ▶ *Welche Emissionsminderung könnte erreicht werden, wenn die aktuelle Energie- und Klimapolitik fortgeschrieben wird?*
- ▶ *Welche Maßnahmen und Strategien sind notwendig, um die Klimaziele zu erreichen?*
- ▶ *Welche Kosten/Nutzen-Relationen ergeben sich daraus für die Verbraucher und die Volkswirtschaft?“ (Öko-Institut 2015, S. 31)*

Das Klimaschutzszenario 2050 versucht zu bestimmen, welche Sektoren welche Minderungsbeiträge erbringen müssen und welche Maßnahmen hierzu erforderlich sind: keine maßnahmenorientierte Modellierung, sondern zielorientierte Modellierung. (Öko-Institut 2015)

Auswertung: In der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ werden folgende Szenarien betrachtet:

- ▶ *Aktuelles Maßnahmen-Szenario (2012) (AMS (2012)): „In diesem Szenario werden alle Maßnahmen berücksichtigt, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind, und bis 2050 fortgeschrieben. Dieses Szenario bildet den IST-Stand der energie- und klimapolitischen Rahmensetzung ab. Die Maßnahmen entsprechen denen der ersten Modellierungsrunde, es hat keine Aktualisierung stattgefunden. Diese wird erst in der dritten Modellierungsrunde erfolgen.“*
- ▶ *Klimaschutzszenario 80 (KS 80): „In diesem Szenario sollten die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien und Energieeffizienz möglichst erreicht werden, wobei für das Treibhausgasziel der weniger ambitionierte Wert in Ansatz gebracht wird.“*

- Klimaschutzszenario 95 (KS 95): „In diesem Szenario sollte bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 95 % gegenüber 1990 erreicht werden. Im Vergleich zur ersten Modellierungsrunde, in der 90 % Minderung erreicht werden sollte, wird nun der ambitionierte Wert in Ansatz gebracht.“ (Öko-Institut 2015, S. 33)

Kriterium	AMS 2012 (1)	KS 80 (2)	KS 95 (3)	Quelle	Bemerkung
zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	-	-	-	-	-
Jahresarbeit: Strom	16,1 TWh _{el}	7,9 TWh _{el}	12,6 TWh _{el}	Tab. 5-89, Tab. 5-94, Tab. 5-99	Nettostromerzeugung aus Biogas in 2030
Jahresarbeit: Kraftstoff	2 PJ	15 PJ	1 PJ	Tab. 5-66, Tab. 5-70, Tab. 5-75,	-
Jahresleistung (Strom)	2,0 GW	2,5 GW	2,4 GW	Tab. 5-83, Tab. 5-84, Tab. 5-85	<p>Installierte Nettoleistung für Biogas, Klärgas u.a. (keine feste Biomasse) in 2030;</p> <p>(1): Entwicklung der inst. Leistung von Biomasse orientiert sich an Abschätzungen der ÜNB für 2015 u. Brutto-Zubau in den Folgejahren (optimistisch) von 100 MW/a gemäß EEG 2014; (2): Im KS 80 wird für biogene Brennstoffe bis zum Jahr 2030 ein am EEG (2014) angelegter Verlauf angenommen. Aufgrund der Annahme einer deutlich geringeren Verfügbarkeit von Biomasse zur Verstromung im KS 80 wird in den Folgejahren von einem sehr restriktiven Zubau ausgegangen, der die Außerbetriebnahme von Biomasse-Anlagen nicht kompensiert, sodass im Jahr 2050 lediglich rund ein Viertel der installierten der Leistung des AMS (2012) erreicht wird.</p> <p>(3): Im KS 95 wird für biogene Brennstoffe bis zum Jahr 2030 ein am EEG (2014) angelegter Verlauf angenommen. Aufgrund der Annahme einer deutlich geringeren Verfügbarkeit von Biomasse zur Verstromung im KS 95 wird jedoch in den Folgejahren von einem sehr restriktiven Zubau (restriktiver als im AMS (2012) und KS 80) ausgegangen, der</p>

Kriterium	AMS 2012 (1)	KS 80 (2)	KS 95 (3)	Quelle	Bemerkung
					die Außerbetriebnahme von Biomasse-Anlagen nicht kompensiert, sodass im Jahr 2050 lediglich rund ein Achtel der installierten Leistung des AMS (2012) erreicht wird.
System-aufgabe		2030 u.a. Biogaseinsatz in Gas-LKW und Gas-PKW, 2050: Biomassenutzung für Reservekraftwerke, in Industrie: Dampferzeuger und Öfen,	2050: Biomassenutzung für Reservekraftwerke, in Industrie	S. 464-467	
Flexibilisierungsgrad	-	-	-	S. 64	Einsatz wird je nach Szenario als flexibel angenommen
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)	Anteil von 20% Methan am Bio-kraftstoff; Personenverkehr: 2 PJ	Anteil von 20% Methan am Bio-kraftstoff; Personenverkehr: 7 PJ; Güterverkehr: 8 PJ	Anteil von 20% Methan am Bio-kraftstoff; Personenverkehr :1 PJ	Tab. 5-61; Tab. 5-66, Tab. 5-70, Tab. 5-75	Biokraftstoffanteil; Sonst nur allgemein für Biomasse angegeben, nicht biogasspezifisch. Biogasbedarf des Verkehrssektors in 2030
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	Der Großteil der Biomasse stammt aus Abfall- und Reststoffen.	Der Großteil der Biomasse stammt aus Abfall- und Reststoffen.	Der Großteil der Biomasse stammt aus Abfall- und Reststoffen.	S. 113	Nur allgemein für Biomasse angegeben, nicht biogasspezifisch.
Annahmen für den Flächenbedarf	(1,9 Mio. ha)	(2 Mio. ha)	(1,5 Mio. ha)	S. 462, S.463	Betrachtung bezieht sich auf gesamte Biomasse, nicht ausschließlich auf Biogas: für NawaRo verwendete Fläche für die energetische Nutzung in Deutschland. Es wird davon ausgegangen, dass NawaRo vermehrt für die stoffliche Nutzung benötigt werden: In allen Szenarien sind bis 2050 linear ansteigend 1,2 Mio. ha pauschal reserviert worden, stehen also nicht für die energetische Nutzung zur Verfügung. Zusätzlich werden bis zum Jahr 2050 3 Mio. ha für die globale Ernährungssicherheit in allen Szenarien reserviert.

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis von (Öko-Institut 2015)

B.10 Ergebnisse der Studienauswertung „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (BMWi 2017)

Autor: Fraunhofer ISI (BMWi 2017)

Fördergeber: BMWi

Hintergrund / Ziel

Im Projekt *"Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland"* „wird eine wissenschaftliche Analyse für den Transformationsprozess zu einem weitgehend treibhausgasneutralen Energiesystem in Deutschland durchgeführt“. Dabei „werden Szenarien für ein kostenoptimiertes und sicheres Energiesystem modelliert. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem: Strom, Wärme/Kälte, Verkehr, Industrie.“ (BMWi 2017b) Grundsätzlich nehmen die Langfristszenarien Bezug auf 2010, 2020, 2030, 2040, 2050.

Auswertung

- ▶ In der Studie wird nicht immer das Bezugsjahr 2030 genannt und es sind nur vereinzelt Aussagen zu Biogas möglich. Beim Flächenpotenzial für Biogas-/Biomethansubstrate werden in 2030 max. 1,25 ha angegeben. (BMWi 2017c)
- ▶ *„Die Entwicklungen im Bereich des Biomasseeinsatzes sind durch verschiedene Aspekte geprägt.“* (BMWi 2017d S. 125) Es werden zwei Szenarien unterschieden: Basisszenario und Referenzszenario. Hier werden Angaben für 2050 gemacht:
- ▶ Im Basisszenario wird Biomasse *„vor allem dort eingesetzt, wo Alternativen zum Biomasseeinsatz besonders teuer sind. Dies ist, wie die Ergebnisse zeigen, besonders im Verkehr und im Industriesektor der Fall. Bei Wohngebäuden und im Stromsektor gibt es hingegen in vielen Bereichen verhältnismäßig günstige Alternativen. Dies führt zu einem Absinken des Biomasseeinsatzes in diesen Sektoren. Im Umwandlungsbereich geht insbesondere der Biomasseeinsatz in der Stromerzeugung zurück, während er in der Nah- und Fernwärme sogar zunimmt. Bei den Gebäuden geht der Biomasseeinsatz zwar um ca. die Hälfte zurück, der relative Anteil an der Bereitstellung der Endenergie nimmt jedoch zu.“* (BMWi 2017d, S. 326)
- ▶ *„Im Referenzszenario geht der Biomasseeinsatz insgesamt deutlich zurück, bis 2050 wird der Einsatz um fast ein Viertel reduziert. In zwei Sektoren nimmt der Biomasseeinsatz zu: Im Verkehrssektor führen weiterbestehende Biomassekraftstoffquoten zu einer Erhöhung. In der Industrie ist Biomasse vor dem Hintergrund steigender Preise für fossile Brennstoffe in einigen Bereichen ökonomisch attraktiv. Im Umwandlungssektor, wo Biomasse vornehmlich aus Klimaschutzgründen zum Einsatz kommt, geht der Biomasseeinsatz am stärksten zurück.“* (BMWi 2017d, S.234)

B.11 Ergebnisse der Studienauswertung „Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ (UBA 2010)

Autor: UBA, Fraunhofer IWES (UBA 2010)

Fördergeber: UBA

Hintergrund / Ziel

Mit dem Hintergrund, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 – 95 % zu verringern, wird im Rahmen dieser Studie aufgezeigt, wie dies durch eine Umgestaltung der Stromversorgung erfolgen kann: mittels effizienter Stromnutzung, rationeller Energieumwandlung und einer Energieversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Dafür soll neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch ein Umbau des existierenden Energiesystems erfolgen. Hierfür werden Handlungsempfehlungen und Leitlinien gegeben. (UBA 2010, S. 4)

Im Rahmen der Studie wurden drei unterschiedliche Szenarien entwickelt, die jeweils eine Extremform einer Stromversorgung, die in 2050 zu 100 % auf EE beruht, beschreiben. In der Studie wird detailliert nur auf das Szenario „Regionenverbund“ eingegangen, da allein hier bereits Simulationsergebnisse vorlagen. Im Szenario „Regionenverbund“ nutzen alle Regionen Deutschlands ihre Potentiale der erneuerbaren Energien weitgehend aus. Es findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt und nur zu einem geringen Anteil wird Strom aus Nachbarstaaten importiert. (UBA 2010, S. 62)

Auswertung

In der Studie werden keine Angaben für das Zieljahr 2030 gemacht. Für die Realisierung der 100 %igen Stromversorgung aus EE in 2050 wird allerdings empfohlen, verbindliche EE-Ausbauziele im Rahmen von konkreten Zielsetzungen festzulegen; z.B. Zehnjahresschritte in Höhe von 35 %, 60 %, 85 % und 100 % für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050.

Kriterium	Technisch-Ökologisches Potenzial 2050	Szenario Regionenverbund 2050	Quelle	Bemerkung
zur Verfügung stehende Energiemenge (Biogaspotenzial)	Tierische Exkrememente und Einstreu 88 PJ _{th} /a (24 TWh _{th} /a); Ernterückstände der Landwirtschaft 8 PJ _{th} /a (2 TWh _{th} /a); Abfälle aus Gewerbe und Industrie: 6 PJ _{th} /a (2 TWh _{th} /a); Organische Siedlungsabfälle: 21 PJ _{th} /a (6 TWh _{th} /a); Klärgas: 20 PJ _{th} /a (6 TWh _{th} /a); Gesamt: 143 PJ _{th} /a, (40 TWh _{th} /a), 23 TWh _{el} /a	-	Tab. 5-3, S. 57	Technisch-ökologisches Potential (nach konservativer Schätzung): Es wird ausschließlich der Anteil an Biogas aus Abfallbiomasse (keine Anbaubiomasse) zur Stromerzeugung berücksichtigt, damit der Großteil der verfügbaren Abfallbiomasse für andere energetische oder stoffliche Nutzungen – beispielsweise im Verkehr oder in der Industrie – zur Verfügung steht. Deshalb wird ein Biogaspotential von nur 40 TWh _{th} betrachtet. Mit dem heute erzielbaren Jahresnutzungsgrad in GuD-Anlagen von rund 57 % ergibt sich daraus ein Stromerzeugungspotential von rund 23 TWh _{el} .

Kriterium	Technisch-Ökologisches Potenzial 2050	Szenario Regionenverbund 2050	Quelle	Bemerkung
Jahresarbeit				
Jahresleistung	Abfallbiomasse (Biogas)	23,3 GW _{el}	Tab. 6-1 S. 62	Ertrag: 11 TWh
Systemaufgabe		Biomethan: Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung	S. 73	Biogas-Gasturbinen (23 GW) fungieren vorrangig als Spitzenlastkraftwerke für Regel- und Reserveleistung, da ihr Brennstoff - aufbereitetes Biogas/Biomethan - sehr gut für die saisonale Speicherung in Erdgasspeichern geeignet ist. Rund 3 GW der Gesamtleistung von rund 23 GW werden als stromgeführte KWK-Anlagen mit sogenannten Abhitzekesteln betrieben.
Flexibilisierungsgrad				
Nutzungswege (Strom, Wärme, Verkehr)		Einsatz: sehr geringer Anteil in Gasturbinen als Spitzenlast- und Reservekraftwerk, vorwiegend KWK.	S. 63	Einsatz nutzbarer Biomasse vorrangig im Verkehr u. als Rohstoff für die chem. Industrie
Energieträger, Herkunft der Energieträger, Nachhaltigkeitskriterien	Abfallbiomasse; Verweis auf NaturschutzPlus-Szenario DLR (2004)	Abfallbiomasse	S. 57, S. 59; S. 56	Abfallbiomasse (landwirtschaftliche Reststoffe, Grünschnitt aus Landschafts- sowie Naturpflagemassnahmen, Siedlungsabfälle und Abfälle aus der Nahrungsmittel verarbeitenden Industrie), keine Anbaubiomasse
Annahmen für den Flächenbedarf	Kein Flächenbedarf für Anbaubiomasse			

Quelle: Eigene Zusammenstellung Fraunhofer IEE, 2018 auf Basis von (UBA 2010)

B.12 Ergebnisse der Studienauswertung „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (UBA 2016)

Autor: Öko-Institut, Fraunhofer ISE (UBA 2016)

Fördergeber: UBA

Hintergrund / Ziel

Die vorliegende Studie zeigt auf, wie der deutsche Gebäudebestand – der Absicht der Bundesregierung entsprechend - langfristig bis zum Jahr 2050 in einen nahezu klimaneutralen Zustand überführt werden kann.

„Auf der Ebene des Einzelgebäudes werden Konzepte aufgezeigt, mit welchen Techniken bis 2050 ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden kann und welche Kosten sich mit den verschiedenen Optionen der energetischen Modernisierung aus der einzelwirtschaftlichen Perspektive verbinden. Auf der Ebene des gesamten Gebäudebestands werden verschiedene Zielbilder entwickelt, die darstellen, wie ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand im Jahr 2050 aussehen könnte.

Alle entwickelten Zielbilder erreichen dabei das übergeordnete Ziel, den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Ausgangsjahr 2008 um mindestens 80 % zu reduzieren. Um einen möglichst breiten Zielkorridor aufzuspannen, unterscheiden sich die Zielbilder jedoch in den beiden zentralen Zieldimensionen, der Reduktion des Endenergiebedarfs sowie der Zusammensetzung des Endenergieträgermixes (v.a. der darin enthaltene EE-Anteil).

Es werden Transformationspfade abgeleitet, die den heutigen Gebäudebestand (Ist-Zustand) in die jeweiligen Zielbilder im Jahr 2050 überführen. Zudem wird untersucht, wie der durch die verschiedenen Zielbilder charakterisierte Gebäudebereich mit dem gesamten Energiesystem interagiert.“ (UBA 2016, S. 5)

Auswertung

In der Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ werden keine Angaben zum Biogaspotential, zur Biogasjahresleistung/-Arbeit, Flächenbedarf, Akteurstrukturen etc. gemacht. Genannt werden Effizienz und spezifische Investitionskosten von Biogastechniken einschließlich Biogasaufbereitung. Da die Nutzung von Biogas zur Wärme- und Stromerzeugung bereits verbreitet und etabliert ist, wird angenommen, dass bei Biogas-BHKWs und Biogasanlagen künftig keine großen Kostendegressionspotenziale zu erwarten sind. (UBA 2016, S. 96)

Bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird angenommen, dass die Biomassepotenziale – und damit die direkte Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe (z.B. Holz, Biogas) beschränkt sind und zudem in Konkurrenz zur Nutzung im Verkehrssektor stehen. Demzufolge wird es laut der vorliegenden Studie vor allem um die Umstellung von fossilen Wärmeversorgungs-techniken auf strombasierte Systeme gehen. (UBA 2016, S. 58)

Grundsätzlich wird in der Studie davon ausgegangen, dass die Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz zukünftig eine größere Rolle spielen wird, da durch die Entkopplung von Biogasproduktion und -nutzung und der Möglichkeit der Speicherung erneuerbarer Energie ein wesentlicher Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen geleistet werden kann. (UBA 2016, S. 96)

C Anhang: Bewertungsmatrix

C.1 Definition der Bewertungskriterien

C.1.1 Energiesystemtechnische/Technische Bewertung

In dieser Kriteriengruppe werden Bewertungskriterien aufgeführt, die den Beitrag des jeweiligen Konzeptes zu den energiesystemtechnischen Anforderungen (Aufgaben im Energiesystem in 2030) beschreiben, bzw. die technische Machbarkeit zur Erfüllung dieser Aufgaben beurteilen.

Beitrag zum Mengenziel Strom-, Wärme- und Kraftstoffsektor

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr niedriger Beitrag zu Erreichung von Mengenzielen
- ▶ 2 = sehr hoher Beitrag

Bemerkung: Zur besseren Einschätzung der möglichen Anlagenentwicklung wird im Überblick nochmal der Status quo des Anlagenbestandes (2017) dargestellt:

- ▶ 8.900 Biogasproduktionsanlagen, davon:
 - 8.700 (VOV) (darunter rd. 700 Güllekleinanlagen, rd. 140 Bioabfallanlagen)
 - 200 Biogasanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan;

nach AGEE-stat 3/2018 (UBA 2018) für das Bezugsjahr 2017:

- ▶ 32,5 TWh_{el} Strom aus Biogas und Biomethan (davon rd. 30 TWh aus Biogas VOV); Stromerzeugung aus Güllekleinanlagen bei rd. 1%; Abfall 3-4%)
- ▶ 17,5 TWh_{th} Wärmebereitstellung (überwiegend aus KWK)
- ▶ 380 GWh Kraftstoff als Biomethan (Anteil an EE-Kraftstoffen mit 1,1% sehr gering)

Bei der Bewertung wurde angenommen, dass das Cluster der NawaRo-Anlagen aufgrund ihres größeren Anteils am Anlagenbestand einen größeren Beitrag zur Erreichung des Mengenziels leisten als die Anlagencluster Gülle- und Abfallanlagen.

Wird eine größere Umstellung der VOV auf Biomethan angenommen, hat das einen größeren Anteil an Biomethananlagen in 2030 zur Folge und damit einen größeren Anteil am Mengenziel als heute. Vergleicht man Betriebsmodell 1 und 2 haben NawaRo-Anlagen beim Betriebsmodell 1 einen kleineren Anteil am Mengenziel, da hier die Menge aufgrund des reduzierten NawaRo-Substratinputs insgesamt geringer ist als beim Betriebsmodell 2.

Der Beitrag zum Mengenziel Kraftstoff kann nur im Betriebsmodell 3 „Biogasaufbereitung“ bei der Nutzungsart Kraftstoff bewertet werden.

Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr schlechte technische Eignung eines Konzeptes
- ▶ 2 = sehr gute Eignung

Bemerkung: Hierunter ist die anlagentechnische Fähigkeit des jeweiligen Konzeptes zur flexiblen Bereitstellung des Biogases bzw. bei der Biogasaufbereitung des Biomethans zu verstehen. Als Schnittstelle wird hier der Eingangsflansch am Konversionsaggregat definiert (bei Biomethan befindet sich das Erdgasnetz vor dem Eingangsflansch).

Bei der Bewertung wurde angenommen, dass die höchste Flexibilität durch das Erdgasnetz gegeben ist; sehr hohe Flexibilität auch bei reduziertem Substratinput.

Fähigkeit zur flexiblen Strombereitstellung: Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität (Sommer - Winter)

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr schlechte technische Eignung eines Konzeptes
- ▶ 2 = sehr gute Eignung

Bemerkung: Hierunter ist die anlagentechnische Fähigkeit des jeweiligen Konzeptes zu verstehen. Sie ist in Verbindung mit der Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung zu sehen.

Bei der Bewertung wurden Kraftstoffkonzepte und reine Wärmenutzung nicht bewertet (kein Eintrag), da kein Strom erzeugt wird. Bei Gülle und Abfall wurde ein kontinuierlicher Anfall angenommen, der auch eine konstante Nutzung erfordert. Damit wird die Fähigkeit der unterjährigen Flexibilität vermindert (außer bei Biomethan). Bei NawaRo über den Silageeinsatz portionierbar.

Fähigkeit zur flexiblen Strombereitstellung: Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung (stündlich - täglich)

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr schlechte technische Eignung eines Konzeptes
- ▶ 2 = sehr gute Eignung

Bemerkung: Hierunter ist die anlagentechnische Fähigkeit des jeweiligen Konzeptes zu verstehen. Sie ist in Verbindung mit der Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung zu sehen.

Bei der Bewertung wird die Nachrüstung von Speichern und BHKW bei allen Konzepten vorausgesetzt.

Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr schlechte technische Eignung eines Konzeptes
- ▶ 2 = sehr gute Eignung

Bemerkung: Hierunter ist die Fähigkeit eines Konzeptes zu verstehen, Systemdienstleistungen zur Stabilisierung der Stromübertragung (z.B. Fähigkeit zur Bereitstellung von Blindleistung im Stromnetz zu übernehmen).

Fähigkeit Bereitstellung CO₂

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr schlechte Fähigkeit
- ▶ 2 = sehr gute Fähigkeit

Bemerkung: Hiermit ist die technische Fähigkeit gemeint (ohne oder mit geringem technischem Aufwand) einen CO₂-Strom mit einem minimalen Anteil von Schadkomponenten und Inertgasanteilen in möglichst großen absoluten Volumina bereitzustellen.

Bei der Bewertung wird bei Betriebsmodell 3 „Biogasaufbereitung“ die Schnittstelle BGAA gewählt, nicht das Konversionsaggregat/der Letztverbraucher.

Energieeffizienz (Gasnutzung)

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr geringe Effizienz (geringer Output an Endenergie im Verhältnis zum Substrateinsatz)
- ▶ 2 = sehr hohe Energieeffizienz

Bemerkung: Bei dem Kriterium Energieeffizienz soll die Gasnutzung, bzw. der Nutzungsgrad der Endenergie betrachtet werden: Output Endenergie im Verhältnis zum Substrateinsatz.

Bei der Bewertung wurden die Gülle-Anlagen aufgrund des höheren Prozesswärmebedarfs schlechter bewertet.

C.1.2 Ökonomische Bewertung

In dieser Kategorie werden Bewertungskriterien aufgeführt, die ökonomische Kenndaten unter Vollkostenaspekten darstellen.

Bereitstellungskosten Strom (Grundlast)

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = >25 ct/kWh
- ▶ -1 = >20 - 25 ct/kWh
- ▶ 0 = >15 - 20 ct/kWh
- ▶ 1 = >10 - 15 ct/kWh
- ▶ 2 = ≤ 10 ct/kWh

Bemerkung: Spezifische Strombereitstellungskosten ohne Überbauung der BHKW-Kapazität. Bei der Bewertung wurden Wärmeerlöse an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Spezifische Kosten der Flexibilisierung

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = hohe Kosten der Flexibilisierung
- ▶ 2 = niedrige Kosten der Flexibilisierung

Bemerkung: Hierunter sind die spezifischen Strombereitstellungskosten mit 100 %iger Überbauung der BHKW-Kapazität gemeint. Bei der Bewertung wurde die Flexibilisierung ausschließlich auf Strom bezogen. In die Bewertung der spezifischen Kosten der Flexibilisierung gehen, wie bei den VOV-Konzepten, ausschließlich potentielle zusätzliche Konversionskapazitäten ein.

Fähigkeit zur externen Wärmebereitstellung

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = 0 - 20 %
- ▶ -1 = >20 - 40 %
- ▶ 0 = >40 - 60 %
- ▶ 1 = >60 - 80 %
- ▶ = >80 - 100 %

Bemerkung: Anteil der technisch verfügbaren Wärme am BHKW-Flansch. Beim Betriebsmodell 3 „Biogasaufbereitung“ wurde dies einheitlich bewertet, da sich auf die Wärmenutzung am Biomethan-BHKW bezogen wurde.

Bereitstellungskosten Biomethan

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = >9 ct/kWh
- ▶ -1 = >8 - 9 ct/kWh
- ▶ 0 = >7 - 8 ct/kWh
- ▶ 1 = >6 - 7 ct/kWh
- ▶ 2 = ≤ 6 ct/kWh

Bemerkung: Kosten für die Gasaufbereitung und -einspeisung (Vollkosten frei Erdgasnetz; Bezug Hs). Bei der Bewertung wurde der Grad der Wärmenutzung nicht berücksichtigt, da er hier keinen Einfluss hat. Ein hoher Gülleanteil und geringe Anlagengrößen erhöhen den spezifischen Prozesswärmebedarf.

Bereitstellungskosten CO₂

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = >200 €/t;
- ▶ -1 = >150 - 200 €/t;
- ▶ 0 = >100 - 150 €/t;
- ▶ 1 = >50 - 100 €/t;
- ▶ 2 = ≤ 50 €/t;

Bemerkung: Kosten der Bereitstellung eines gereinigten Gases mit einem CO₂-Anteil > 99 Vol-% (marktfähiges CO₂).

Bereitstellungskosten Wärme (bei reiner Wärmenutzung)

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = > 8 ct/kWh
- ▶ -1 = 6 - 8 ct/kWh
- ▶ 0 = 4 - 6 ct/kWh
- ▶ 1 = 2 - 4 ct/kWh
- ▶ 2 = 0 - 2 ct/kWh

Bemerkung: Ausschließliche Betrachtung für eine reine Wärmenutzung mit Biomethan im Betriebsmodell 3 (Brennwerttherme).

Wert des Gärrestes

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = niedriger Wert des Gärrestes
- ▶ 2 = hoher Wert des Gärrestes

Bemerkung: Spezifische Nährstoffgehalte im Gärrest - differenziert nach Art des Substrateinsatzes (Gülle/NawaRo/Bioabfall) berücksichtigt.

Wird auf Anregung aus dem Experten-Workshop als ökonomisches Kriterium mit übernommen, um alle Produkte der Biogasanlage vollständig aufzuführen. Über die Nährstoffwerte und den Wert der Nährstoffe sind die Gärreste nach Anlagen differenzierbar nach Einsatz von Gülle - Bioabfall - NawaRo. Nach KTBL (in FNR 2016, Leitfaden, S. 185) sind die N-Gehalte der Gärreste bei NawaRo- und Bioabfallanlagen idR höher als bei Gülleanlagen.

Der Marktwert für Gärreste aus Bioabfall wird geringer als bei Gärresten aus NawaRo/Gülle-Anlagen angenommen (Akzeptanz für Ausbringung auf landwirtschaftlichen Flächen gering), daher wird dieser im Vergleich zu NawaRo-Gärrest "zurückgestuft".

C.1.3 Ökologische Bewertung

In dieser Bewertungskategorie werden Bewertungskriterien aufgeführt, die ökologische Wirkungen bzw. klimaschutzrelevante Aspekte betreffen.

Spezifische THG-Emissionen Strom

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr hohe THG Emissionen ($> 190 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$)
- ▶ -1 = hohe THG Emissionen ($131\text{-}190 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$)
- ▶ 0 = mittlere THG Emissionen ($67\text{-}130 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$)
- ▶ 1 = geringe THG Emissionen ($34\text{-}66 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$)
- ▶ 2 = sehr geringe THG Emissionen ($\leq 33 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{el}}$)

Bemerkung: Spezifische THG-Emissionen für Strombereitstellung als $\text{CO}_2\text{-Äq}$ pro kWh elektrischer Energie. Sehr hohe Emissionen bedeutet die nach RED II geforderte Minderung von 70 % wird nicht erreicht; hohe Emissionen bedeutet Minderung von 75 % wird nicht erreicht; mittlere Emissionen entspricht einer Minderung von 80-90 %; geringe Emissionen 90-95 % Minderung; sehr geringe Emissionen mehr als 95 % Minderung; Referenzwert $659 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}$. Aufgrund des zusätzlichen Aufbereitungsschrittes von Biogas zu Biomethan sind bei der Bewertung des Betriebsmodells 3 gegenüber Betriebsmodell 1 und 2 höhere Emissionen angesetzt. Im Rahmen der Bewertungsmatrix wurden die spezifischen THG-Emissionen anhand der RED II Methodik vorerst grob abgeschätzt und im Zuge der Detailbewertung THG-Bilanz genauer berechnet.

Spezifische THG-Emissionen Kraftstoff

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr hohe THG Emissionen ($> 28,3 \text{ g CO}_2\text{-Äq/MJ}$)
- ▶ -1 = hohe THG Emissionen ($23,6\text{-}28,2 \text{ g CO}_2\text{-Äq/MJ}$)
- ▶ 0 = mittlere THG Emissionen ($9,4\text{-}23,5 \text{ g CO}_2\text{-Äq/MJ}$)
- ▶ 1 = geringe THG Emissionen ($4,7\text{-}9,3 \text{ g CO}_2\text{-Äq/MJ}$)
- ▶ 2 = sehr geringe THG Emissionen ($< 4,7 \text{ g CO}_2\text{-Äq/MJ}$)

Bemerkung: Spezifische THG-Emissionen als $\text{CO}_2\text{-Äq}$ pro MJ (H_2) Biomethan frei Erdgasnetz (16 bar). Sehr hohe Emissionen bedeutet die nach RED II geforderte Minderung von 70% wird nicht erreicht; Hohe Emissionen bedeutet Minderung von 75% wird nicht erreicht; mittlere Emissionen entspricht einer Minderung von 80-90 %; geringe Emissionen 90-95 % Minderung; sehr geringe Emissionen mehr als 95 % Minderung; Referenzwert $94 \text{ g CO}_2\text{-Äq/MJ}$. Aufgrund des zusätzlichen Aufbereitungsschrittes von Biogas zu Biomethan sind bei der Bewertung des Betriebsmodells 3 gegenüber Betriebsmodell 1 und 2 höhere Emissionen angesetzt. Im Rahmen der Bewertungsmatrix wurden die spezifischen THG-Emissionen anhand der RED II Methodik vorerst grob abgeschätzt und im Zuge der Detailbewertung THG-Bilanz genauer berechnet.

Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmeerzeugung

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = sehr hohe THG Emissionen (> 24 g CO₂-Äq/MJ)
- ▶ -1 = hohe THG Emissionen (20,1-24 g CO₂-Äq/MJ)
- ▶ 0 = mittlere THG Emissionen (8,1-20 g CO₂-Äq/MJ)
- ▶ 1 = geringe THG Emissionen (4,1-8 g CO₂-Äq/MJ)
- ▶ 2 = sehr geringe THG Emissionen (< 4 g CO₂-Äq/MJ)

Bemerkung: Spezifische THG-Emissionen als CO₂-Äq pro MJ (Hs) Wärme. Sehr hohe Emissionen bedeutet die nach RED II geforderte Minderung von 70 % wird nicht erreicht; Hohe Emissionen bedeutet Minderung von 75% wird nicht erreicht; mittlere Emissionen entspricht einer Minderung von 80-90 %; geringe Emissionen 90-95 % Minderung; sehr geringe Emissionen mehr als 95% Minderung; Referenzwert 80 g CO₂Äq/MJ. Im Rahmen der Bewertungsmatrix wurden die spezifischen THG-Emissionen anhand der RED II Methodik vorerst grob abgeschätzt und im Zuge der Detailbewertung THG-Bilanz genauer berechnet.

Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen

Bewertungsschlüssel:

- ▶ -2 = trägt sehr stark zur Ausschöpfung des Flächenpotentials der Ackerfläche bei
- ▶ 2 = benötigt keine Ackerfläche zur Substratbereitstellung

Bemerkung: Die ursprüngliche Bezeichnung Flächenpotential wird abgeändert in Flächenbedarf (ausschließlicher Bezug auf Ackerflächen) und differenziert nach „Ackerbau auf Hauptfruchtflächen“ und „Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung“.

Flächenbedarf – Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung

Bewertungsschlüssel:

-2 = geringe Mengen Grünland (extensiver/Herbstschnitt - ohne Druck auf Hauptfruchtflächen)

2 = große Mengen Grünland aus extensiver Nutzung oder Herbstschnitt (ohne Druck auf Hauptfruchtflächen) zur Substratbereitstellung;

Bemerkung: Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als zusätzlicher Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet. Das Flächenpotential bezieht sich auf die Fläche Grünland, extensiv/Herbstschnitt (ohne Druck auf Hauptfruchtflächen). Bei der Bewertung wurden nur Konzepte mit NawaRo berücksichtigt und die Bewertung gilt für den Sonderfall BM_1x.

Spezifische THG-Vermeidungskosten

Auf der Basis der ermittelten THG-Emissionen (vgl. Kapitel 5) und der ökonomischen Bewertung der Betriebsmodelle werden im Rahmen der Detailbewertung ergänzend die spezifischen THG-Vermeidungskosten dargestellt (vgl. Kapitel 5.3).

C.1.4 Nicht berücksichtigte bzw. gestrichene Kriterien

In dieser Bewertungskategorie wurden Bewertungskriterien aufgeführt, die keiner der anderen drei Kategorien zuzuordnen sind und in der Matrix nicht bewertet wurden. Des Weiteren finden sich hier die „Gesellschaftlichen Aspekte“ und „Rechtlichen Aspekte“, die ursprünglich in der Bewertungsmatrix genannt wurden, an dieser Stelle jedoch gestrichen werden.

Biodiversität, Auswirkungen auf Boden und Auswirkungen auf Wasser

Die Bewertungskriterien Biodiversität, Auswirkungen auf Boden und Auswirkungen auf Wasser wurden nicht in die Matrix mit aufgenommen, da sie keine Funktionen der Anlagenkonzepte darstellen, sondern primär abhängig sind von den eingesetzten Substraten (Wirkungen in ökologischen Aspekten berücksichtigt) und der angewandten guten fachlichen Praxis in der Landwirtschaft.

Erschließung bisher nicht-energetisch genutzter Biomasseströme

Hierunter ist die Fähigkeit eines Konzeptes gemeint, neue Substratströme zu erschließen, die sich heute noch in keiner energetischen Nutzung befinden und gleichzeitig den Sektoren "Nahrungsmittel- und Futtermittelproduktion" nicht entzogen werden. Das Bewertungskriterium wurde nach Absprache im Konsortium wieder gestrichen. Teilweise wurde dieses Kriterium über die Betrachtung des Flächenbedarfs und der Differenzierung in „Ackerbau auf Hauptfruchtflächen“ und „Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung“ bewertet.

Auswirkungen auf Nährstoffkreisläufe

Dieser Parameter unterliegt in Abhängigkeit von Viehdichten und BGA-Leistungsdichten einem sehr starken regionalen Einfluss. Nährstoffkreisläufe wurden in der Detailbewertung THG-Bilanz indirekt über THG-Gutschriften der Gärreste berücksichtigt. Daraus resultierend entfiel das Bewertungskriterium als separater Punkt.

Erhalt Kulturlandschaft

Bewertungspunkt, der nicht bei ökologischen Aspekten verortet ist, da der Anspruch des Erhalts der Kulturlandschaft einen anthropogenen/künstlichen Einfluss auf das Ökosystem "Feld-Flur" bedingt. Es handelt sich somit um keinen Anspruch aus der Perspektive der Ökologie, also der Haushaltslehre der Natur, sondern um einen "kulturellen" Anspruch des Menschen das Landschaftsbild zu erhalten.

Beschäftigungsaspekte

Auswirkung auf die Beschäftigungssituation: Erhalt und Schaffung von Arbeitsplätzen im Vergleich zur konventionellen Nutzung von Substraten. Da das Bewertungskriterium durchgängig gleich positiv bewertet wurde und keine Differenzierung stattfand, wurde es in der Bewertungsmatrix gestrichen.

Gender-Aspekte

Gender-Aspekte beim Betrieb von Biogasanlagen bedeuten, die vielfältigen Lebensrealitäten von Frauen und Männern und die daraus entstehenden unterschiedlichen Bedürfnisse zu berücksichtigen. Da das Bewertungskriterium durchgängig gleich positiv bewertet wurde und keine Differenzierung stattfand, wurde es in der Bewertungsmatrix gestrichen.

Gesellschaftliche Aspekte

- ▶ Systemdienlichkeit für die Landwirtschaft
- ▶ Versorgungssicherheit Strom, Gas
- ▶ Regionale Wertschöpfung
- ▶ Diversifizierung der Einkommenstruktur Landwirtschaft

Rechtliche Aspekte

Grundsätzlich werden auch rechtliche Aspekte betrachtet, da sie jedoch nach dem methodischen Ansatz schwer quantifizierbar sind, werden sie nicht in der Bewertungsmatrix, sondern in den folgenden Arbeitspaketen (vgl. Kapitel 6 und Kapitel 8) berücksichtigt.

C.2 Bewertungsmatrix (unausgefüllt) zur Bewertung verschiedener Biogasanlagenkonzepte am Beispiel des Betriebsmodells (1)

Bewertungsmatrix - Energiesystemtechnische /Technische Bewertung - Betriebsmodell 1:
Reduzierung des Substratinputs um 50 % energetisch:

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM_I	G75_BM_II	N_BM_I	N_BM_II	G_BM_I	G_BM_II	B_BM_I	B_BM_II
Beitrag zu Mengenziel Stromsektor								
Beitrag zu Mengenziel Wärmesektor								
Beitrag zu Mengenziel Kraftstoffsektor								
Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung								
Fähigkeit zur flexiblen Strombereitstellung: Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität (Sommer - Winter)								
Fähigkeit zur flexiblen Strombereitstellung: Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung (stündlich - täglich)								
Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz								
Fähigkeit Bereitstellung CO ₂								
Energieeffizienz (Gasnutzung)								

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Anlagenkonzepte: G_75 = Güllekleinanlage (75 kWel); N: 70% NawaRo/ 30% Gülle-Anlage (500 kWel); G: 70%Gülle/ 30% NawaRo (250 kWel); B: Bioabfallanlage (800 kWel). Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung.

Bewertungsmatrix - Ökonomische Bewertung: Betriebsmodell 1 - Reduzierung des Substratinputs um 50 % energetisch:

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM_I	G75_BM_II	N_BM_I	N_BM_II	G_BM_I	G_BM_II	B_BM_I	B_BM_II
Bereitstellungs-kosten Strom (Grundlast)								
Spezifische Kosten der Flexibilisierung								
Fähigkeit zur externen Wärmebereit-stellung								
Bereitstellungs-kosten Biomethan								
Bereitstellungs-kosten CO ₂								
Bereitstellungs-kosten Wärme (bei reiner Wärmenutzung)								
Wert des Gärrestes								

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Anlagenkonzepte: G_75 = Güllekleinanlage (75 kWel); N: 70% NawaRo/ 30% Gülle-Anlage (500 kWel); G: 70%Gülle/ 30% NawaRo (250 kWel); B: Bioabfallanlage (800 kWel). Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung.

Bewertungsmatrix - Ökologische Bewertung: Betriebsmodell 1 - Reduzierung des Substratinputs um 50 % energetisch:

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM_I	G75_BM_II	N_BM_I	N_BM_II	G_BM_I	G_BM_II	B_BM_I	B_BM_II
Spezifische THG-Emissionen Strom								
Spezifische THG-Emissionen Kraftstoff								
Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmeerzeugung								
Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen								
Flächenbedarf - Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung*								

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. * Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet. Anlagenkonzepte: G_75 = Güllekleinanlage (75 kWel); N: 70% NawaRo/ 30% Gülle-Anlage (500 kWel); G: 70%Gülle/ 30% NawaRo (250 kWel); B: Bioabfallanlage (800 kWel). Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung.

C.3 Ergebnistabelle für Bewertungsmatrix zur Bewertung von verschiedenen Biogasanlagenkonzepten, Betriebsmodell (1) „Reduzierung des Substratinputs (50% energetisch)“

Energiesystemtechnische Bewertung - Betriebsmodell 1 (BM1):

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM1_I	G75_BM1_II	N_BM1_I	N_BM1_II	G_BM1_I	G_BM1_II	B_BM1_I	B_BM1_II
Beitrag zu Mengenziel Stromsektor	-2	-2	1	1	0	0	0	0
Beitrag zu Mengenziel Wärmesektor	-2	-1	1	2	-1	0	-1	0
Beitrag zu Mengenziel Kraftstoffsektor	x	x	x	x	x	x	x	x
Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung	0	0	2	2	1	1	1	1
Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität	-2	-2	0	0	-1	-1	-2	-2
Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung	1	1	2	2	1	1	1	1
Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz	-1	-2	1	0	0	-1	0	-1
Fähigkeit Bereitstellung CO ₂	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Energieeffizienz (Gasnutzung)	-1	0	1	2	0	1	0	1
Mittelwert (systemtechnische Bewertung)	-1,1	-1,0	0,8	0,9	-0,3	-0,1	-0,4	-0,3
Summe (systemtechnische Bewertung)	-9	-8	6	7	-2	-1	-3	-2

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. Anlagenkonzepte: G75 = Güllekleineanlage 75 kWel, N: NawaRo 70%30% Gülle-Anlage (500 kWel), G= 70% Gülle, 30% NawaRo (250 kWel), B= Bioabfallanlage (800 kWel).

Ökonomische Bewertung - Betriebsmodell 1 (BM1):

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM1_I	G75_BM1_II	N_BM1_I	N_BM1_II	G_BM1_I	G_BM1_II	B_BM1_I	B_BM1_II
Bereitstellungskosten Strom (Grundlast)	-2	-2	0	0	0	0	1	1
Spezifische Kosten der Flexibilisierung	-2	-2	0	0	-1	-1	1	1
Fähigkeit zur externen Wärmebereitstellung	-2	-2	1	1	0	0	1	1
Bereitstellungskosten Biomethan	x	x	x	x	x	x	x	x
Bereitstellungskosten CO ₂	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Bereitstellungskosten Wärme (bei reiner Wärmenutzung)	x	x	x	x	x	x	x	x
Wert des Gärrestes	0	0	2	2	1	1	1	1
Mittelwert (ökonomische Bewertung)	-1,6	-1,6	0,2	0,2	-0,4	-0,4	0,4	0,4
Summe (Ökonomische Bewertung)	-8	-8	1	1	-2	-2	2	2

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. Anlagenkonzepte: G75 = Güllekleinanlage 75 kWel, N: NawaRo 70%30% Gülle-Anlage (500 kWel), G= 70% Gülle, 30% NawaRo (250 kWel), B= Bioabfallanlage (800 kWel).

Ökologische Bewertung inkl. Gesamtbewertung - Betriebsmodell 1 (BM1):

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM1_I	G75_BM1_II	N_BM1_I	N_BM1_II	G_BM1_I	G_BM1_II	B_BM1_I	B_BM1_II
Spezifische THG-Emissionen Strom	2	2	-1	0	2	2	0	1
Spezifische THG-Emissionen Gas	x	x	x	x	x	x	x	x
Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmenutzung	2	2	-1	0	2	2	0	1
Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen	2	2	-2	-2	0	0	2	2
Flächenbedarf - Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung*	x	x	1	1	2	2	x	x
Mittelwert (ökologische Bewertung)	2,0	2,0	-0,8	-0,3	1,5	1,5	0,7	1,3
Summe (ökologische Bewertung)	6	6	-3	-1	6	6	2	4
GESAMTBEWERTUNG (Mittelwert)	-0,2	-0,2	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. * Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als zusätzlicher Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. Anlagenkonzepte: G75 = Güllekleinanlage 75 kWel, N: NawaRo 70%30% Gülle-Anlage (500 kWel), G= 70% Gülle, 30% NawaRo (250 kWel), B= Bioabfallanlage (800 kWel).

C.4 Ergebnistabelle für Bewertungsmatrix zur Bewertung von verschiedenen Biogasanlagenkonzepten, Betriebsmodell (2) „Flexibilisierung“

Energiesystemtechnische Bewertung - Betriebsmodell 2 (BM2): Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung (u.a. Flexibilisierung der Biogasproduktion (Fütterungs-/Gasmanagement, KWK-Flex)):

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM2_I	G75_BM2_II	N_BM2_I	N_BM2_II	G_BM2_I	G_BM2_II	B_BM2_I	B_BM2_II
Beitrag zu Mengenziel Stromsektor	-2	-2	2	2	1	1	1	1
Beitrag zu Mengenziel Wärmesektor	-2	-1	1	2	0	1	-1	0
Beitrag zu Mengenziel Kraftstoffsektor	x	x	x	x	x	x	x	x
Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung	0	0	2	2	1	1	1	1
Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität	-2	-2	1	1	0	0	-2	-2
Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung	1	1	2	2	1	1	1	1
Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz	-1	-2	1	0	0	-1	0	-1
Fähigkeit Bereitstellung CO ₂	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
Energieeffizienz (Gasnutzung)	-1,0	0,0	1,0	2,0	0,0	1,0	0,0	1,0
Mittelwert	-1,1	-1,0	1,0	1,1	0,1	0,3	-0,3	-0,1
Summe	-9	-8	8	9	1	2	-2	-1

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. Anlagenkonzepte: G75 = Güllekleineanlage 75 kWel, N: NawaRo 70%30% Gülle-Anlage (500 kWel), G= 70% Gülle, 30% NawaRo (250 kWel), B= Bioabfallanlage (800 kWel).

Ökonomische Bewertung - Betriebsmodell 2 (BM2): Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung (u.a. Flexibilisierung der Biogasproduktion (Fütterungs-/Gasmanagement, KWK-Flex)):

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM2_I	G75_BM2_II	N_BM2_I	N_BM2_II	G_BM2_I	G_BM2_II	B_BM2_I	B_BM2_II
Bereitstellungskosten Strom (Grundlast)	-2	-2	0	0	0	0	1	1
spezifische Kosten der Flexibilisierung	-2	-2	0	0	-1	-1	1	1
Fähigkeit zur externen Wärmebereitstellung	-2	-2	1	1	0	0	1	1
Bereitstellungskosten Biomethan	x	x	x	x	x	x	x	x
Bereitstellungskosten CO ₂	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Bereitstellungskosten Wärme (bei reiner Wärmenutzung)	x	x	x	x	x	x	x	x
Wert des Gärrestes	0	0	2	2	1	1	1	1
Mittelwert (ökonomische Bewertung)	-1,6	-1,6	0,2	0,2	-0,4	-0,4	0,4	0,4
Summe (ökonomische Bewertung)	-8	-8	1	1	-2	-2	2	2

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. Anlagenkonzepte: G75 = Güllekleineanlage 75 kWel, N: NawaRo 70%30% Gülle-Anlage (500 kWel), G= 70% Gülle, 30% NawaRo (250 kWel), B= Bioabfallanlage (800 kWel).

Ökologische Bewertung inkl. Gesamtbewertung - Betriebsmodell 2 (BM2): Flexibilisierung der Biogaserzeugung und Strombereitstellung (u.a. Flexibilisierung der Biogasproduktion (Fütterungs-/Gasmanagement, KWK-Flex)):

Anlagenkonzept mit Differenzierung der externen Wärmenutzung	G75_BM2_I	G75_BM2_II	N_BM2_I	N_BM2_II	G_BM2_I	G_BM2_II	B_BM2_I	B_BM2_II
Spezifische THG-Emissionen Strom	2	2	-1	0	2	2	0	1
Spezifische THG-Emissionen Gas	x	x	x	x	x	x	x	x
Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmenutzung	2	2	-1	0	2	2	0	1
Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen	2	2	-2	-2	0	0	2	2
Flächenbedarf - Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung*	x	x	1	1	2	2	x	x
Mittelwert (Ökologische Bewertung)	2,0	2,0	-0,8	-0,3	1,5	1,5	0,7	1,3
Summe (Ökologische Bewertung)	6	6	-3	-1	6	6	2	4
GESAMTBEWERTUNG (Mittelwert)	-0,2	-0,2	0,2	0,4	0,4	0,5	0,3	0,5

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. * Anmerkung: Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als zusätzlicher Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Kürzel „I“ = keine bis geringe externe Wärmenutzung und „II“ = mittlere bis hohe externe Wärmenutzung. Anlagenkonzepte: G75 = Güllekleinanlage 75 kWel, N: NawaRo 70%30% Gülle-Anlage (500 kWel), G= 70% Gülle, 30% NawaRo (250 kWel), B= Bioabfallanlage (800 kWel).

C.5 Ergebnistabelle für Bewertungsmatrix zur Bewertung von verschiedenen Biogasanlagenkonzepten, Betriebsmodell (3) „Biogasaufbereitung“

Energiesystemtechnische Bewertung – Betriebsmodell 3 (BM3): Biogasaufbereitung zu Biomethan:

Art der Anlagenkonzepte für Betriebsmodell 3 (BM3)	G75_ BM_3 a	G75_ BM_3 b	G75_ BM_3c	N_ BM _3a	N_ BM _3b	N_ BM _3c	G_ BM _3a	G_ BM _3b	G_ BM _3c	B_ BM _3a	B_ BM _3b	B_ BM _3c	BGAA _N_B M_3a	BGAA _N_B M_3b	BGAA _N_B M_3c	BGAA _B_B M_3a	BGAA _B_B M_3b	BGAA _B_B M_3c
Beitrag zu Mengenziel Stromsektor	x	-2	x	x	2	x	x	1	x	x	1	x	x	2	x	0	1	x
Beitrag zu Mengenziel Wärmesektor	x	-2	-2	x	2	2	x	1	1	x	1	1	x	2	2	x	1	1
Beitrag zu Mengenziel Kraftstoffsektor	-2	x	x	2	x	x	1	x	x	1	x	x	2	x	x	1	x	x
Fähigkeit zur flexiblen Gasbereitstellung	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität	x	2	x	x	2	x	x	2	x	x	2	x	x	2	x	x	2	x
Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung	x	2	x	x	2	x	x	2	x	x	2	0	x	2	x	x	2	x
Fähigkeiten Übernahme SDL im Stromnetz	x	1	x	x	1	x	x	1	x	x	1	x	x	1	x	x	1	x
Fähigkeit Bereitstellung CO ₂	-1	-1	-1	1	1	1	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Energieeffizienz (Gasnutzung)	-2	-2	-2	1	2	1	0	1	0	1	2	1	1	2	1	1	2	1
Mittelwert (energiesystemtechnische Bewertung)	-0,8	0,0	-0,8	1,5	1,8	1,5	0,8	1,3	0,8	1,5	1,6	1,2	1,8	1,9	1,8	1,2	1,6	1,5
Summe (energiesystemtechnische Bewertung)	-3	0	-3	6	14	6	3	10	3	6	13	6	7	15	7	6	13	6

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Anlagenkonzepte der Matrixbewertung für Betriebsmodell 3 (BM3): G75 = Güllekleinanlage (75kWel), N = 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kWel), G = Gülle 70 %, 30% NawaRo-Anlage (250 kWel), B = Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kWel); BGAA_N = Biogasaufbereitungsanlage: NawaRo (700mn³/h), BGAA_B = Biogasaufbereitungsanlage: Bioabfall (350 mn³/h). Nutzungskonzepte für Biomethan differenziert nach a) Kraftstoff, b) KWK mit 100% Wärmenutzung, c) reine Wärmenutzung (100% Gastherme).

Ökonomische Bewertung - Betriebsmodell 3 (BM3): Biogasaufbereitung zu Biomethan:

Art der Anlagenkonzepte für Betriebsmodell 3 (BM3)	G75_BM_3a	G75_BM_3b	G75_BM_3c	N_BM_3a	N_BM_3b	N_BM_3c	G_BM_3a	G_BM_3b	G_BM_3c	B_BM_3a	B_BM_3b	B_BM_3c	BGAA_N_B_M_3a	BGAA_N_B_M_3b	BGAA_N_B_M_3c	BGAA_B_B_M_3a	BGAA_B_B_M_3b	BGAA_B_B_M_3c
Bereitstellungskosten Strom (Grundlast)	x	-2,0	x	x	-1,0	x	x	-2,0	x	x	-1,0	x	x	-1,0	x	x	-1,0	x
spezifische Kosten der Flexibilisierung	x	1,0	x	x	1,0	x	x	1,0	x	x	1,0	x	x	1,0	x	x	1,0	x
Fähigkeit zur externen Wärmebereitstellung	x	2,0	2,0	x	2,0	2,0	x	2,0	2,0	x	2,0	2,0	x	2,0	2,0	x	2,0	2,0
Bereitstellungskosten Biomethan	-2,0	-2,0	-2,0	-1,0	-1,0	-1,0	-2,0	-2,0	-2,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
Bereitstellungskosten CO ₂	-2,0	-2,0	-2,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	-1,0	-1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Bereitstellungskosten Wärme (bei reiner Wärmenutzung)	x	x	-2,0	x	x	-1,0	x	x	-2,0	x	x	-1,0	x	x	-1,0	x	x	-1,0
Wert des Gärrestes	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Mittelwert (ökonomische Bewertung)	-1,3	-0,5	-0,8	0,3	0,5	0,4	-0,7	-0,2	-0,4	0,3	0,5	0,4	1,0	0,8	0,8	0,3	0,5	0,4
Summe (ökonomische Bewertung)	-4	-3	-4	1	3	2	-2	-1	-2	1	3	2	3	5	4	1	3	2

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Anlagenkonzepte der Matrixbewertung für Betriebsmodell 3 (BM3): G75 = Güllekleinanlage (75kWel), N = 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kWel), G = Gülle 70 %, 30% NawaRo-Anlage (250 kWel), B = Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kWel); BGAA_N = Biogasaufbereitungsanlage: NawaRo (700mn³/h), BGAA_B = Biogasaufbereitungsanlage: Bioabfall (350 mn³/h). Nutzungskonzepte für Biomethan differenziert nach a) Kraftstoff, b) KWK mit 100% Wärmenutzung, c) reine Wärmenutzung (100% Gastherme).

Ökologische Bewertung inkl. Gesamtbewertung - Betriebsmodell 3 (BM3): Biogasaufbereitung zu Biomethan:

Art der Anlagenkonzepte für Betriebsmodell 3 (BM3)	G75_BM_3a	G75_BM_3b	G75_BM_3c	N_BM_3a	N_BM_3b	N_BM_3c	G_BM_3a	G_BM_3b	G_BM_3c	B_BM_3a	B_BM_3b	B_BM_3c	BGAA_N_BM_3a	BGAA_N_B_M_3b	BGAA_N_B_M_3c	BGAA_B_B_M_3a	BGAA_B_B_M_3b	BGAA_B_B_M_3c
Spezifische THG-Emissionen Strom	x	2,0	x	x	0,0	x	x	2,0	x	x	0,0	x	x	-1,0	x	x	0,0	x
Spezifische THG-Emissionen Gas	2,0	x	x	0,0	x	x	2,0	x	x	0,0	x	x	-2,0	x	x	0,0	x	x
Spezifische THG-Emissionen Wärme bei reiner Wärmenutzung	x	x	2,0	x	x	0,0	x	x	2,0	x	x	0,0	x	x	-2,0	x	x	0,0
Flächenbedarf - Ackerbau auf Hauptfruchtflächen	2,0	2,0	2,0	-2,0	-2,0	-2,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	-2,0	-2,0	-2,0	2,0	2,0	2,0
Flächenbedarf - Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung*	x	x	x	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	x	x	x	0,0	0,0	0,0	x	x	x
Mittelwert (ökologische Bewertung)	2,0	2,0	2,0	-0,3	-0,3	-0,3	1,3	1,3	1,3	1,0	1,0	1,0	-1,3	-1,0	-1,3	1,0	1,0	1,0
Summe (ökologische Bewertung)	4	4	4	-1	-1	-1	4	4	4	2	2	2	-4	-3	-4	2	2	2
GESAMTBEWERTUNG (Mittelwert)	0,0	0,5	0,2	0,5	0,6	0,5	0,5	0,8	0,6	0,9	1,0	0,9	0,5	0,6	0,4	0,8	1,0	1,0

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019. Bedingte Formatierung: „Farbskala“ bei jeder Zeile separat. Anlagenkonzepte der Matrixbewertung für Betriebsmodell 3 (BM3): G75 = Güllekleinanlage (75kWel), N = 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kWel), G = Gülle 70 %, 30% NawaRo-Anlage (250 kWel), B = Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kWel); BGAA_N = Biogasaufbereitungsanlage: NawaRo (700mn³/h), BGAA_B = Biogasaufbereitungsanlage: Bioabfall (350 mn³/h). Nutzungskonzepte für Biomethan differenziert nach a) Kraftstoff, b) KWK mit 100% Wärmenutzung, c) reine Wärmenutzung (100% Gastherme). * Anmerkung: Die Nutzung von Grassilage von extensiv genutztem Grünland wurde als zusätzlicher Sonderfall in der Matrixbewertung betrachtet.

C.6 Ergebnistabelle für die Energiesystemtechnische Bewertung

Ranking	Mittelwert	Betriebsmodell	Anlagenkonzept	Wärmenutzungsgrad / Biomethannutzung
1	1,88	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
2	1,75	3	BGAA: NawaRo (700m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
3	1,75	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Kraftstoff
4	1,75	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
5	1,63	3	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
6	1,63	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
7	1,50	3	NawaRo/ Gülle-Anlagen NawaRo (700m _n ³ /h)	Kraftstoff
8	1,50	3	NawaRo/ Gülle-Anlagen NawaRo (700m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
9	1,50	3	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	Kraftstoff
10	1,50	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
11	1,25	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
12	1,20	3	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
13	1,20	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	Kraftstoff
14	1,13	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	mittel - hoch
15	1,00	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	keine - gering
16	0,88	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	mittel - hoch
17	0,75	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	keine - gering
18	0,75	3	Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Kraftstoff
19	0,75	3	Bioabfall (350 m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
20	0,25	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
21	0,13	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
22	0,00	3	75kW Güllekleinanlage	Biomethan-KWK 100% Wärme
23	-0,13	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
24	-0,13	2	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
25	-0,25	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
26	-0,25	1	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
27	-0,25	2	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
28	-0,38	1	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
29	-0,75	3	75kW Güllekleinanlage	Kraftstoff
30	-0,75	3	75kW Güllekleinanlage	reine Wärmenutzung 100%
31	-1,00	1	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch
32	-1,00	2	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch
33	-1,13	1	75kW Güllekleinanlage	keine - gering
34	-1,13	2	75kW Güllekleinanlage	keine - gering

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

C.7 Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung

Ranking	Mittelwert	Betriebsmodell	Anlagenkonzept	Wärmenutzungsgrad / Biomethannutzung
1	1,00	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Kraftstoff
2	0,83	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
3	0,80	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
4	0,50	3	BGAA: NawaRo - NawaRo/ Gülle-Anlage (700m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
5	0,50	3	BGAA: Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
6	0,50	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo –Anlage (250 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
7	0,40	1	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
8	0,40	1	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
9	0,40	2	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
10	0,40	2	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
11	0,40	3	BGAA NawaRo (NawaRo/ Gülle-Anlage) (700m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
12	0,40	3	BGAA: Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
13	0,40	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo –Anlage (250 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
14	0,33	3	BGAA: NawaRo - NawaRo/ Gülle-Anlagen (700m _n ³ /h)	Kraftstoff
15	0,33	3	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	Kraftstoff
16	0,33	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo – Anlage (250 kW _{el})	Kraftstoff
17	0,20	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	keine - gering
18	0,20	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	mittel - hoch
19	0,20	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	keine - gering
20	0,20	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	mittel - hoch
21	-0,17	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
22	-0,40	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
23	-0,40	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
24	-0,40	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
25	-0,40	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
26	-0,40	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
27	-0,50	3	75kW Güllekleinanlage	Biomethan-KWK 100% Wärme
28	-0,67	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Kraftstoff
29	-0,80	3	75kW Güllekleinanlage	reine Wärmenutzung 100%
30	-1,33	3	75kW Güllekleinanlage	Kraftstoff
31	-1,60	1	75kW Güllekleinanlage	keine - gering
32	-1,60	1	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch
33	-1,60	2	75kW Güllekleinanlage	keine - gering
34	-1,60	2	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

C.8 Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung für Biomethan als Kraftstoff

Ranking	Mittelwert	Betriebsmodell	Anlagenkonzept	Wärmenutzungsgrad / Biomethannutzung
1	1,00	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Kraftstoff
2	0,33	3	BGAA: NawaRo (700m _n ³ /h)	Kraftstoff
3	0,33	3	BGAA: Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	Kraftstoff
4	0,33	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	Kraftstoff
5	-0,67	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Kraftstoff
6	-1,33	3	BGAA: 75kW Güllekleinanlage	Kraftstoff

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

C.9 Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung – Biomethan KWK mit 100% Wärmenutzung

Ranking	Mittelwert	Betriebsmodell	Anlagenkonzept	Wärmenutzungsgrad / Biomethannutzung
1	0,83	3	BGAA 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
2	0,50	3	BGAA: NawaRo (700m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
3	0,50	3	BGAA: Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
4	0,50	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
5	-0,17	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
6	-0,50	3	75kW Güllekleinanlage	Biomethan-KWK 100% Wärme

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

C.10 Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung – Biomethan für reine Wärmenutzung

Ranking	Mittelwert	Betriebsmodell	Anlagenkonzept	Wärmenutzungsgrad / Biomethannutzung
1	0,80	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
2	0,40	3	BGAA: NawaRo (700m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
3	0,40	3	BGAA: Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
4	0,40	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
5	-0,40	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
6	-0,80	3	BGAA: 75kW Güllekleinanlage	reine Wärmenutzung 100%

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

C.11 Ergebnistabelle - Ökonomische Bewertung – Biomethan KWK mit kein -geringer bzw. mittel-hoher Wärmenutzung

Ranking	Mittelwert	Betriebsmodell	Anlagenkonzept	Wärmenutzungsgrad / Biomethannutzung
7	0,40	1	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
8	0,40	1	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
9	0,40	2	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
10	0,40	2	Bioabfallanlagen (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
17	0,20	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	keine - gering
18	0,20	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	mittel - hoch
19	0,20	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	keine - gering
20	0,20	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	mittel - hoch
22	-0,40	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
23	-0,40	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
24	-0,40	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
25	-0,40	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
31	-1,60	1	75kW Güllekleinanlage	keine - gering
32	-1,60	1	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch
33	-1,60	2	75kW Güllekleinanlage	keine - gering
34	-1,60	2	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

C.12 Ergebnistabelle – Ökologische Bewertung

Ranking	Mittelwert	Betriebsmodell	Anlagenkonzept	Wärmenutzungsgrad / Biomethannutzung
1	2,00	1	75kW Güllekleinanlage	keine - gering
2	2,00	1	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch
3	2,00	2	75kW Güllekleinanlage	keine - gering
4	2,00	2	75kW Güllekleinanlage	mittel - hoch
5	2,00	3	75kW Güllekleinanlage	Kraftstoff
6	2,00	3	75kW Güllekleinanlage	Biomethan-KWK 100% Wärme
7	2,00	3	75kW Güllekleinanlage	reine Wärmenutzung 100%
8	1,50	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
9	1,50	1	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
10	1,50	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	keine - gering
11	1,50	2	Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	mittel - hoch
12	1,33	1	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
13	1,33	2	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	mittel - hoch
14	1,33	3	BGAA:Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Kraftstoff
15	1,33	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
16	1,33	3	BGAA: Bioabfall (350 m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
17	1,00	3	BGAA: Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	Kraftstoff
18	1,00	3	BGAA: Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
19	1,00	3	BGAA: Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
20	1,00	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	Kraftstoff
21	1,00	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
22	1,00	3	BGAA: Gülle 70 %, 30% NawaRo (250 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%
23	0,67	1	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
24	0,67	2	Bioabfallanlage (Biotonne) (800 kW _{el})	keine - gering
25	-0,25	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	mittel - hoch
26	-0,25	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	mittel - hoch
27	-0,33	3	BGAA: NawaRo (700m _n ³ /h)	Kraftstoff
28	-0,33	3	BGAA: NawaRo (700m _n ³ /h)	Biomethan-KWK 100% Wärme
29	-0,33	3	BGAA: NawaRo (700m _n ³ /h)	reine Wärmenutzung 100%
30	-0,75	1	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage: (500 kW _{el}) Reduktion Substrate um 50% (energetisch) ausschließlich durch Reduktion NawaRo	keine - gering
31	-0,75	2	70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	keine - gering
32	-1,00	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Biomethan-KWK 100% Wärme
33	-1,33	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	Kraftstoff
34	-1,33	3	BGAA: 70% NawaRo/ 30% Gülle- Anlage (500 kW _{el})	reine Wärmenutzung 100%

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE, 2019

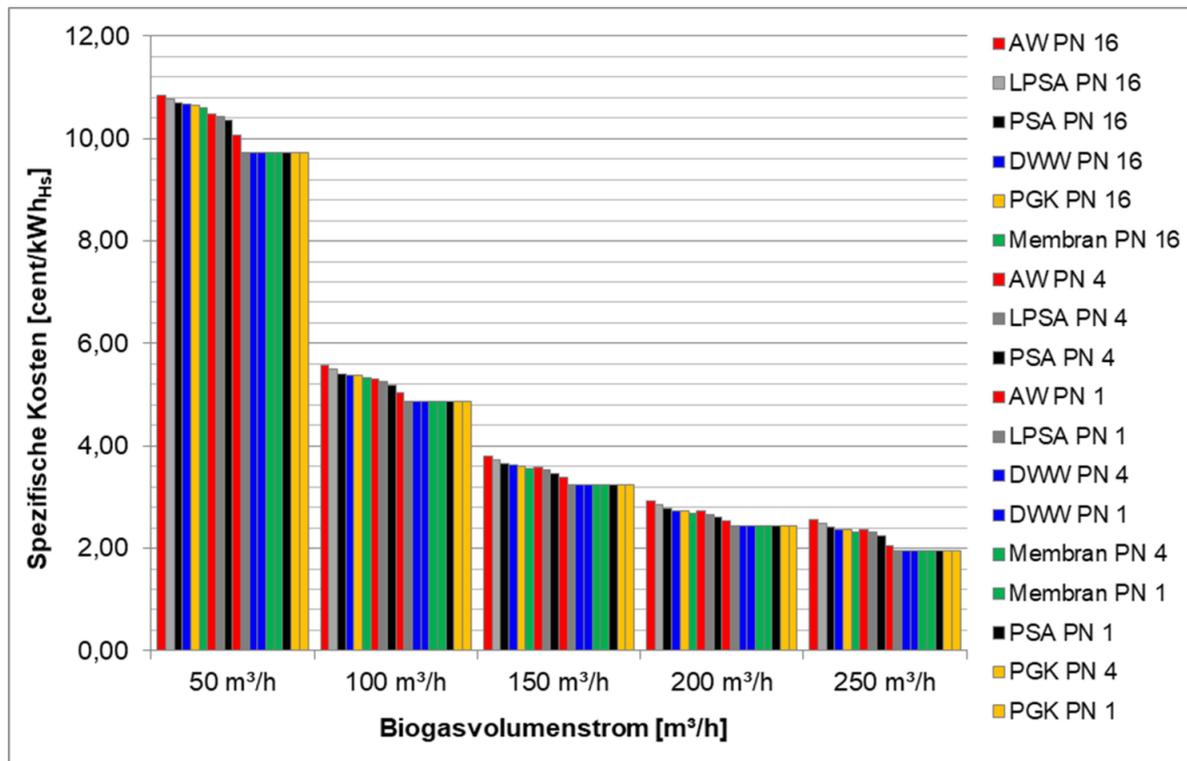
D Kosten – Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und Einspeisung ins Erdgasnetz

D.1 Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung in ct/kWh_{HS} in der Bandbreite von 40 bis 3.000 m³/h in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität und des Aufbereitungsverfahrens

Verfahren	Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung [ct/kWh _{HS}]																				
	Aufbereitungskapazität [m ³ /h Rohbiogas]																				
	40	100	110	125	200	250	300	350	450	500	550	700	800	1000	1100	1400	1500	2000	2600	2800	3000
Amin						2,18			1,73	1,59					1,53		1,45				
DWW						2,16		1,95			1,58				1,25		1,15				
Membran 1	7,63	4,61																			
Membran 2					2,38	2,20			1,61						1,27						
Membran 3				2,33		2,12		1,92	1,77		1,60				1,33		1,19		1,08		
PGK			3,28			2,33	2,13			1,57		1,40		1,26		1,10	1,01	0,94			
PSA						2,30		1,98	1,82		1,45		1,24		1,12						0,93

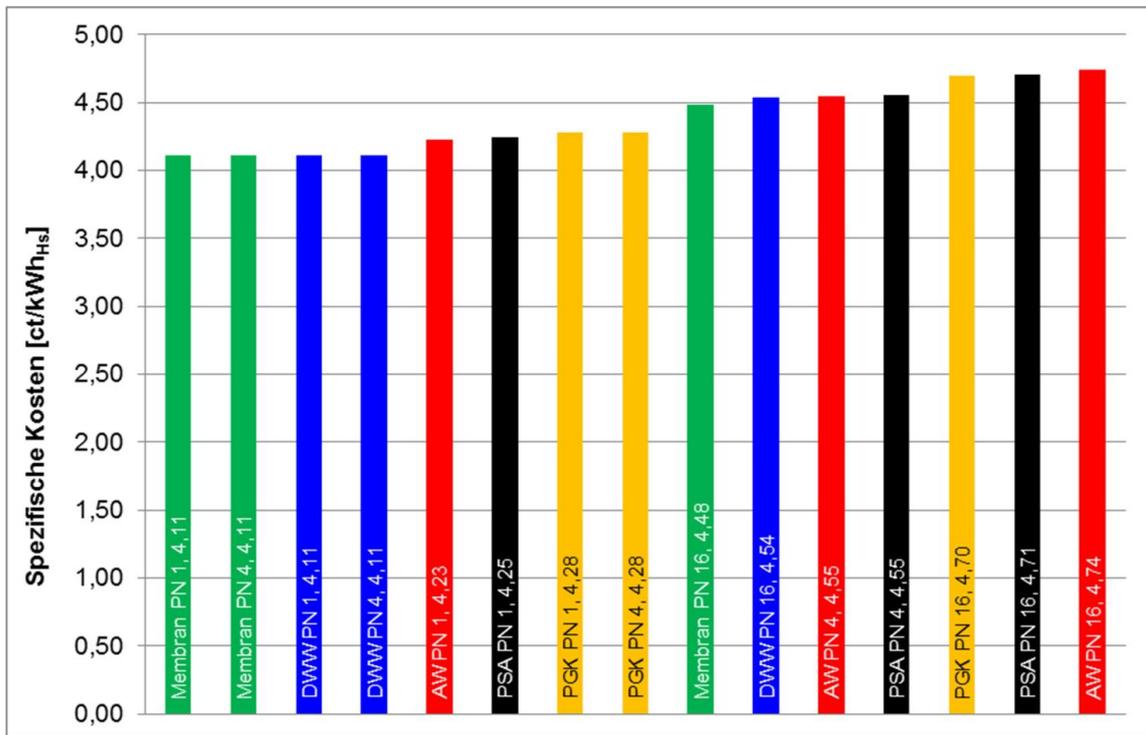
Quelle: DBFZ 2018 in Beil et al. 2019; spezifische Kosten wurden auf der Basis der Herstellerbefragung von Aufbereitungstechnologien 2016/2017 im Rahmen der FNR-Studie „eMikroBGAA“ dargestellt.

D.2 Spezifische Kosten der Biomethaneinspeisung in Erdgasnetze der Druckstufen PN 1, PN 4 und PN 16 für sechs unterschiedliche Biogasaufbereitungsverfahren als Funktion des Biogasvolumenstroms im Bereich 50 - 250 m³/h



Quelle: (Beil et al. 2019) im Rahmen der FNR-Studie „eMikroBGAA“

D.3 Spezifische Kosten der Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan für eine Aufbereitungskapazität von 250 m³ je h-Rohgas im Rahmen der Studie „eMikroBGAA“



Quelle: (Beil et al. 2019) im Rahmen der FNR-Studie „eMikroBGAA“

E Anhang: Ökologische Bewertung

E.1 Herleitung des Substrateinsatzes für die betrachteten Anlagenkonzepte

Die folgenden Tabellen verdeutlichen die Herleitung des Substrateinsatzes für die betrachteten Anlagenkonzepte – mit Fokus auf das BM 1 (Substratreduktion) im Vergleich zum Basiskonzept (BM_0).

Substrateinsatz für die NawaRo-Konzepte in Anlehnung an die Substratverteilung für den Biogasanlagenbestand (Basis DBFZ, Biogas-Betreiberbefragung 2016)

Substratart	Anteilig bei 70% NawaRo	Anteilig bei 30% NawaRo	Verteilung NawaRo (Befragung 2016)	Verteilung in % massebezogen NawaRo-Anteil
Maissilage	54,3%	23,3%	69	78%
Grassilage	11,0%	4,7%	14	16%
GPS	4,7%	2,0%	6	7%
Gülle/Festmist-Mix	30%	70%		
Gesamt	100%	100%	89	100%

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

Der Substrateinsatz bei Umstellung auf BM 1 (Substratreduktion) im Vergleich zum Basiskonzept (BM_0) ist in den folgenden Tabellen dargestellt. Dabei werden folgende Annahmen berücksichtigt:

- Die Güllemengen der Anlagenkonzepte bleiben konstant, lediglich Mais werden entsprechend reduziert.

Bei der 250 kW_{el}-Anlage werden neben Mais in geringem Umfang auch Mengen an Ganzpflanzensilage (GPS) reduziert, da andernfalls keine ausreichende Reduktion der Methanmengen (- 50% energetisch) erzielt werden kann.

Substrateinsatz der 250 kW_{el}-Anlage: Basiskonzept BM_0 und BM_2 (Flex):

Substrat	t FM/ a	Verteilung Massebezogen	Methanmengen m ³ /a	Verteilung energiebezogen
Maissilage	2.492	23%	264.092	48%
Grassilage	542	5%	54.273	10%
GPS	217	2%	22.326	4%
Gülle/Festmist	7.585	70%	208.460	38%
Gesamt	10.836	100%	549.151	100%

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

Substrateinsatz der 250kW-Anlage bei BM 1 (Substratreduktion von Mais und GPS) mit Reduktion um 50 % energetisch im Vergleich zum Basiskonzept (BM_0)

Substrat	t FM/ a	Verteilung Masse-bezogen	Methan-mengen m ³ /a	Verteilung energie-bezogen	Anteil bez. auf BM_0	Reduktion masse-bezogen bez. auf BM_0
Maissilage	0	0%	0	0%	0,0%	100,0%
Grassilage	542	7%	54.273	20%	100,0%	0,0%
GPS	119	1%	12.279	4%	55,0%	45,0%
Gülle/Festmist	7.585	92%	208.460	76%	100,0%	0,0%
Gesamt	8.246	100%	275.012	100%	50,1%	49,9%

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

Substrateinsatz der 500 kWel –Anlage: Basiskonzept BM_0 und BM_2 (Flex)

Substrat	t FM/ a	Verteilung Masse-bezogen	Methanmengen m ³ /a	Verteilung energiebezogen
Maissilage	7.394	55%	783.506	71%
Grassilage	1.344	10%	134.668	12%
GPS	672	5%	69.247	6%
Gülle/Festmist	4.033	30%	110.840	10%
Gesamt	13.444	100%	1.098.261	100%

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

Substrateinsatz der 500 kW-Anlage bei BM 1 (Substratreduktion von Mais) mit Reduktion um 50% energetisch im Vergleich zum Basiskonzept (BM_0)

Substrat	t FM/ a	Verteilung Masse-bezogen	Methan-mengen m ³ /a	Verteilung energie-bezogen	Anteil bez. auf BM_0	Reduktion massebezogen bez. auf BM_0
Maissilage	2.218	27%	235.052	43%	30,0%	70,0%
Grassilage	1.344	16%	134.668	24%	100,0%	0,0%
GPS	672	8%	69.247	13%	100,0%	0,0%
Gülle/Festmist	4.033	49%	110.840	20%	100,0%	0,0%
Gesamt	8.268	100%	549.806	100%	50,1%	49,9%

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

E.2 Annahmen der betrachteten Anlagenkonzepte im Überblick

Anlagenkonzept - Substrateinsatz	Einheit	G_BM_0/2	G_BM_1	N_BM_0/2	N_BM_1	N_BM_1x	N_BM_3	B_BM 2	B_BM 3	G75_BM_0_N	G75_BM_0_RM
Substrateinsatz massebezogene Verteilung	%	70% Gülle/ 30% Nawaro	92% Gülle/ 8% Nawaro	70% Nawaro/ 30%Gülle	51% Nawaro/ 49%Gülle	52% Nawaro/ 48%Gülle	70% Nawaro/ 30%Gülle	100% Bioabfall	100% Bioabfall	80% Gülle/FM, 20% NawaRo	80% Gülle/ 20%Festmist
Anteil Mais	Masse %	23	0	55	27	0	55			10	
Anteil Grassilage	Masse %	5	7	10	16	48	10			10	
Anteil GPS	Masse %	2	1	5	8	4	5				
Anteil Exkrement (70% Rindergülle, 30% Rinder-Festmist)	Masse %	70	92	30	49	48	30			80	100
Anteil Bioabfall	%							100	100		
Hektarbedarf inkl. Silageverluste (pauschal 12%)	ha/a	80,9	24,9	231,8	116,2	171,7	231,8			23,7	
Substratmenge inkl. Silageverluste (NawaRo)	t/a	3.694	751	10.694	4.812	4.965	10.694			925	
Substratmenge NawaRo -Mix gesamt	t/a	3.251	661	9.411	4.235	4.369	9.411			814	
Substratmenge Mais	t/a	2.492	0	7.394	2.218	0	7.394			407	
Substratmenge Grassilage	t/a	542	542	1.344	1.344	4.033	1.344			407	
Substratmenge GPS	t/a	217	119	672	672	336	672			0	
Substratmenge Bioabfall	t/a							23.811	23.811		
Methangehalt Mittelwert	%	54,2	54,8	53,1	53,7	54,0	53,1	60,0	60,0	54,5	55,0
Summe Substratmenge GESAMT	t/a	10.836	8.246	13.444	8.268	8.402	13.444	23.811	23.811	4.072	7.257

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018. Gaserträge nach KTBL 2009 / KTBL 2013.

Kriterien - Anlagenleistung	Einheit	G_BM_0/2	G_BM_1	N_BM_0/2	N_BM_1	N_BM_1x	N_BM_3	B_BM 2	B_BM 3	G75_BM_0_N	G75_BM_0_RM
Installierte Anlagenleistung	kW _{el}	250	250	500	500	500	500	800	800	75	75
Bemessungsleistung	kW _{el}	250	125	500	250	250	500	800	800	75	75
Biogasmenge	m ³ /a	1.031.894	504.543	2.094.429	1.038.545	1.029.000	2.094.429	2.928.786	2.928.786	322.815	315.300
Methanmenge	m ³ /a	549.147	274.918	1.098.295	549.649	548.775	1.098.295	1.757.272	1.757.272	173.415	173.415
Methanmenge	m ³ /h	63	31	125	63	63	125	201	201	20	20
Energiegehalt brutto	kWh/a	5.475.000	2.740.929	10.950.000	5.480.002	5.471.290	10.950.000	17.520.000	17.520.000	1.728.947	1.728.947
Energiegehalt netto	kWh/a	5.475.000	2.740.929	10.950.000	5.480.002	5.471.290	10.950.000	17.520.000	17.520.000	1.728.947	1.728.947
Eigenstrombedarf BGA ohne BHKW	%	6	6	6	6	6	6	20	20	8	8
Eigenwärmebedarf BGA	%	35	35	25	25	25	25	25	25	50	50
Eigenstrombedarf BGA (ohne BHKW)	kWh _{el} /a	131.400	65.782	262.800	131.520	131.311	262.800	1.401.600	1.401.600	52.560	52.560
Eigenstrombedarf BGA (ohne BHKW)	g THG-Äq./kWh _{el}	29	29	29	29	29	29	98	98	39	39
Eigenstrombedarf BGA+BHKW	kWh _{el} /a	175.200	87.710	350.400	175.360	175.081	262.800	1.541.760	1.541.760	65.700	65.700
Eigenwärmebedarf Biogasanlage	kWh _{th} /a	804.825	402.917	1.149.750	575.400	574.485	1.149.750	1.839.600	1.839.600	363.079	363.079
Eigenstrombedarf Biogasanlage ohne BHKW je m ³ Rohgas	kWh _{el} /m ³	0,127	0,130	0,125	0,127	0,128	0,125	0,479	0,479	0,163	0,167
Eigenwärmebedarf Biogasanlage je m ³ Rohgas	kWh _{th} /m ³	0,780	0,799	0,549	0,554	0,558	0,549	0,628	0,628	1,125	1,152
Emissionen Biogasanlage (pauschal 1%)	g THG-Äq./kWh _{el}	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	53,1	53,1

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018. Gaserträge nach KTBL 2009 / KTBL 2013.

E.3 Annahmen - Konzepte Biogas - KWK

Kriterien – Konzepte Biogas KWK	Einheit	G_BM_0/2	G_BM_1	N_BM_0/2	N_BM_1	N_BM_1x	N_BM_3	B_BM 2	B_BM 3	G75_BM_0_N	G75_BM_0_RM
Wirkungsgrad el	%	40	40	40	40	40	40	40	40	38	38
Wirkungsgrad th	%	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Stromproduktion	kWh _{el} /a	2.190.000	1.096.372	4.380.000	2.192.001	2.188.516	4.380.000	7.008.000	7.008.000	657.000	657.000
Wärmeproduktion	kWh _{th} /a	2.299.500	1.151.190	4.599.000	2.301.601	2.297.942	4.599.000	7.358.400	7.358.400	726.158	726.158
Eigenstrombedarf BHKW	%	2	2	2	2	2		2		2	2
Eigenstrombedarf BHKW	kWh _{el} /a	43.800	21.927	87.600	43.840	43.770		140.160		13.140	13.140
Eigenstrombedarf BHKW (VOV)	g THG-Äq. /kWh _{el}	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8		9,8		9,8	9,8
verfügbare Wärmemenge nach Abzug Eigenbedarf	kWh _{th} /a	1.494.675	748.274	3.449.250	1.726.201	1.723.456		5.518.800		363.079	363.079
externe Wärmenutzung nach Abzug Eigenbedarf	%	25,0	50,0	50,0	100,0	100,0		20,0		25,0	50,0
externe Wärmenutzung nach Abzug Eigenbedarf	kWh _{th} /a	373.669	374.137	1.724.625	1.726.201	1.723.456		1.103.760		90.770	181.539
% ext. Wärmenutzung bez. auf prod. Wärmemenge	%	0,16	0,33	0,38	0,75	0,75		0,15		0,13	0,25
externe Wärmenutzung	MJ _{th} /a	1.345.208	1.346.893	6.208.650	6.214.322	6.204.442		3.973.536		326.771	653.542
Externe Wärmenutzung BGA (Gutschrift)	g THG-Äq. /kWh _{el}	50,61	101,23	116,80	233,60	233,60		46,72		40,98	81,97
Methanemissionen BHKW	%	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000		1,5000		1,5000	1,5000
Methanemissionen BHKW	m ³ /kWh _{el}	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004		0,004		0,004	0,004
Methanemissionen BHKW	g CH ₄ / kWh _{el}	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70		2,70		2,84	2,84
Methanemissionen BHKW	g THG-Äq. /kWh _{el}	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6		75,6		79,6	79,6

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

E.4 Annahmen für die Biomethan-KWK-Konzepte

Kriterien - Konzepte Biomethan KWK	Einheit	N_BM_3	B_BM 3
Biomethanmenge nach Aufbereitung	m ³ /a	1.061.318	1.678.546
Wirkungsgrad el	%	40	40
Wirkungsgrad th	%	42	42
Energiegehalt	kWh/a	10.581.337	16.735.104
Stromproduktion	kWh _{el} /a	4.232.535	6.694.042
Wärmeproduktion	kWh _{th} /a	4.444.162	7.028.744
Eigenstrombedarf BHKW	%	2	2
Eigenstrombedarf BHWK	kWh _{el} /a	84.651	133.881
Eigenstrombedarf Biomethan-BHKW	g THG-Äq./ kWh _{el}	9,8	9,8
externe Wärmenutzung (100%)	kWh _{th} /a	4.444.162	7.028.744
externe Wärmenutzung in MJth/a	MJ _{th} /a	15.998.982	25.303.477
Externe Wärmenutzung BGAA	g THG-Äq. /kWh _{el}	311,5	311,5
Stromproduktion mit Abzug BHKW-Bedarf	kWh _{el} /a	4.147.884	6.560.161
Methanemissionen BHKW	%	1,5	1,5
Methanemissionen BHKW	m ³ /kWh _{el}	0,0038	0,0038
Methanemissionen BHKW	g CH ₄ / kWh _{el}	2,71	2,71
Methanemissionen BHKW (nach Einspeisung)	g THG-Äq. /kWh _{el}	75,8	75,8

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

E.5 Annahmen – Anlagenkonzepte Biomethanbereitstellung

Bezeichnung	Einheit	N_BM_3	B_BM 3
Biogasmenge, kein Eigenbedarf BGA für Wärme subtrahiert	m ³ /h	239	334
Verfügbarkeit	%	96	96
Volllaststunden	h/a	8.410	8.410
Stromverbrauch Aufbereitung	kWh _{el} /m ³ Rohgas	0,2	0,2
Stromverbrauch Aufbereitung	kWh _{el} /a	402.130	562.327
Stromverbrauch je m ³ Biomethan	kWh _{el} /m ³	0,3789	0,3350
Stromverbrauch Aufbereitung	% bez. auf die Stromproduktion	9,5%	8,4%
Stromverbrauch Aufbereitung	g THG-Äq./kWh _{el}	47,4	41,9
Methanverlust	%	0,500	0,500
Methanemissionen mit Nachverbrennung	%	0,2	0,2
Methanemissionen mit Nachverbrennung	m ³ /a	2.133	3.374
Methanemissionen	m ³ /a	5.333	8.435
Methanemissionen mit Nachverbrennung	m ³ /m ³ Biomethan	0,0020	0,0020
Methanemissionen mit Nachverbrennung	kg/m ³ Biomethan	0,0014	0,0014
Methanemissionen	m ³ /m ³ Biomethan	0,0020	0,0020
Methanemissionen Aufbereitung	g CH ₄ /m ³ Biomethan	1,45	1,45
Methanemissionen Aufbereitung	g CH ₄ /kWh _{el}	0,93	0,93
Methanemissionen Aufbereitung	g THG-Äq./kWh _{el}	25,92	25,92
Output Biomethan inkl. Methanverlust	m ³ /a	1.061.318	1.678.546
Output Biomethan inkl. Methanverlust	m ³ /h	126	200

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2018

E.6 Annahmen zur Technologie-Entwicklung 2017 vs. 2030 im Rahmen der Detailbewertung der THG-Bilanz

Kriterium	Einheit	2017	2030	Bemerkung/ Quelle
BHKW Wirkungsgrad el/th	%	40 / 42	42 / 44	
Methanemissionen BHKW	% bez. auf Gesamtgasproduktion	1,5	1	BMU-Projekt Liebetrau et al. 2012: gewitra Messungen an BHKW; Aschmann & Effenberger (2012): 1-2 % gegenwärtig; bei Technologieentwicklung BHKW in 2030 geringere Emissionen denkbar
Strombedarf BHKW	% bez. auf gesamte Stromproduktion	2	1,5	Abschätzung DBFZ
Methanemissionen der Biogasaufbereitung (mit Nachverbrennung)	% bez. auf die Gesamtgasproduktion	0,2 %	0,1	Nachverbrennung meist heute schon benötigt, um 0,2 % Methanemissionen zu unterschreiten (Anforderungen TA Luft); in 2030 durch strengere Anforderungen TA Luft, TRAS 120, etc. geringere Emissionen möglich
Methanverlust pauschal für Biogasanlage	% bez. auf die Gesamtgasproduktion	1	0,5	Pauschal derzeit 1 % angenommen (Daniel-Gromke et al. 2015); aktuelle Emissionsmessungen an Biogasanlagen in der Praxis zeigen große Bandbreite und besonderen Einfluss der Betriebsweise der Anlage; Emissionen < 1% möglich
Strombedarf Biogasanlage (ohne BHKW)	% bez. auf die gesamte Stromproduktion	6	4	DBFZ Betreiberbefragungen Biogas; BMP III-Projekt (FNR); für 2030 geringeren Strombedarf aufgrund weiterer Technologieentwicklungen abgeschätzt
Stromverbrauch für Aufbereitungsverfahren von Biogas zu Biomethan	kWh _{el} /m ³ Rohgas	0,2*	0,15	eMikroBGAA (vgl. Beil et al. 2019)

*Anmerkung: Strombedarf der Aminwäsche schon heute deutlich < 0,2 kWh_{el}/m³ Rohgas

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019

E.7 Annahmen zur Ermittlung der THG-Vermeidungskosten

Konzepte/ Betriebsmodelle	Kosten Biogaskonzepte in ct/kWh _{el} bzw. bei Kraftstoff* in ct/kWh _{HS}	Erzeugerkosten fossile Referenz in ct/kWh _{el} bzw. bei Kraftstoff* in ct/kWh	Differenz- kosten in ct/kWh _{el} (*bei Kraftstoff in ct/kWh)	THG-Vermei- dung in g CO ₂ - Äq/kWh _{el} bzw. bei Kraftstoff* in g CO ₂ - Äq/kWh	THG- Vermei- dungs- kosten in €/t CO ₂ -Äq
G75_0_N	26,0	9,8	16,2	552,5	294,0
G75_0_RM	23,0	9,8	13,2	900,5	147,1
G_0_2	17,3	9,8	7,5	474,5	158,9
G_1	17,3	9,8	7,5	680,5	110,8
G_3b	35,0	9,8	25,3	429,2	588,8
N_0/2	16,8	9,8	7,1	326,0	217,0
N_1	17,6	9,8	7,9	389,5	202,1
N_1x	17,6	9,8	7,9	394,5	199,6
N_3a	10,7	7,0	3,7	67,0	554,6
N_3b_aK*	18,3	9,8	8,5	306,0	278,9
N_3b_VK*	26,9	9,8	17,2	306,0	561,8
B_2	12,8	9,8	3,0	273,0	109,7
B_3a	9,2	7,0	2,2	65,5	338,3
B_3b_aK*	16,3	9,8	6,5	288,0	225,5
B_3b_VK*	21,3	9,8	11,5	288,0	399,1

* bei Kraftstoff-Konzepte aus Biomethan Kosten in ct/kWh bzw. THG-Emissionen in g CO₂-Äq/kWh.

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 2019 auf der Basis ermittelten Kosten nach Fraunhofer IEE, den gemittelten THG-Emissionen für den Zeitraum 2020-2030, der Anlagenkonzepte und Erzeugerkosten der fossilen Referenz nach IINAS/ÖKO 2012 (Thrän & Pfeiffer 2013) gemittelte 2020/2030-Werte.

F Anhang: Genehmigungsrechtliche Aspekte

F.1 Auszug aus einer Übersicht des Bayerischen Landesamts für Umwelt zu möglichen Antragsunterlagen in baurechtlichen Genehmigungsverfahren

	Antragsunterlagen	Rechtsgrundlage	vereinfachtes Baugenehmigungsverfahren (Art. 59 BayBO)	Baugenehmigungsverfahren (Art. 60 BayBO)
1	Bauantragsformular (amtlicher Vordruck)	§ 1 Abs. 3 BauVorV	Pflicht	Pflicht
2	Auszug aus dem Katasterwerk (=Ausschnitt aus Flurkarte = vermessungsamtlicher Lageplan) (mit Darstellung des Baugrundstücks und der benachbarten Grundstücke im Umgriff von mind. 50 m um das Baugrundstück)	§ 3 Nr. 1, § 7 Abs. 1 Satz 1 BauVorV	Pflicht	Pflicht
3	Lageplan (Maßstab nicht kleiner als 1:1000, falls erforderlich größer; mit Darstellung der vorhandenen Anlagen, der geplanten Anlage einschließlich Gasleitungen, Gülleleitungen, Wärmetransportleitungen (farbig), des Schutzbereiches, der Erschließung, Abstand zu oberirdischen Gewässern, usw.)	§ 3 Nr. 1, § 7 Abs. 2, 3 BauVorV	Pflicht	Pflicht
4	Eigentümerverzeichnis zum Lageplan (Angaben über Eigentümer der Nachbar-Grundstücke)	§ 3 Nr. 1, § 7 Abs. 3 Nr. 3 BauVorV	Pflicht	Pflicht
5	Bauzeichnungen M 1:100 (mit Darstellung des Geländes, aller Anlagenteile, Grundriss, Schnitte, Ansichten, Befüll- und Entleerungsanschlüssen, Gasanschlüssen, Diesel-/Heizöllagerstätten)	§ 3 Nr. 2, § 8 Abs. 1 bis 4 BauVorV	Pflicht	Pflicht
6	Angaben über Versorgung mit Wasser und Energie sowie Entsorgung von Abwasser und verkehrsmäßige Erschließung (soweit nicht durch öffentlichen Anlagen und Einrichtungen ausreichend erschlossen)	§ 3 Nr. 6 BauVorV	Pflicht	Pflicht
7	Baubeschreibung (amtl. Vordruck) (Erläuterung des Vorhabens, Gebäudeklasse, Baugrund, Feuerstätten, Grundwasserverhältnisse, Überschwemmungsgebiete etc.)	§ 3 Nr. 3, § 9 BauVorV	Pflicht	Pflicht
8	Erläuterung des Vorhabens hinsichtlich Konstruktion und Nutzung , insbesondere mit Angaben über Fassungsvermögen der Behälter, Druckverhältnisse der Anlage, sowie Menge und Art der verwendeten Einsatzstoffe, Lagerflächen, maximale Produktionskapazität/ Verarbeitungskapazität an Biogas (Rohgas) in Nm ³ je Jahr, Verweilzeit der Substrate im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenem System (Verweilzeitberechnung), Gasmengenberechnung für die Gesamtanlage in m ³ /h und in m ³ /a	Baubeschreibung (siehe Ziff. 7)	Pflicht	Pflicht

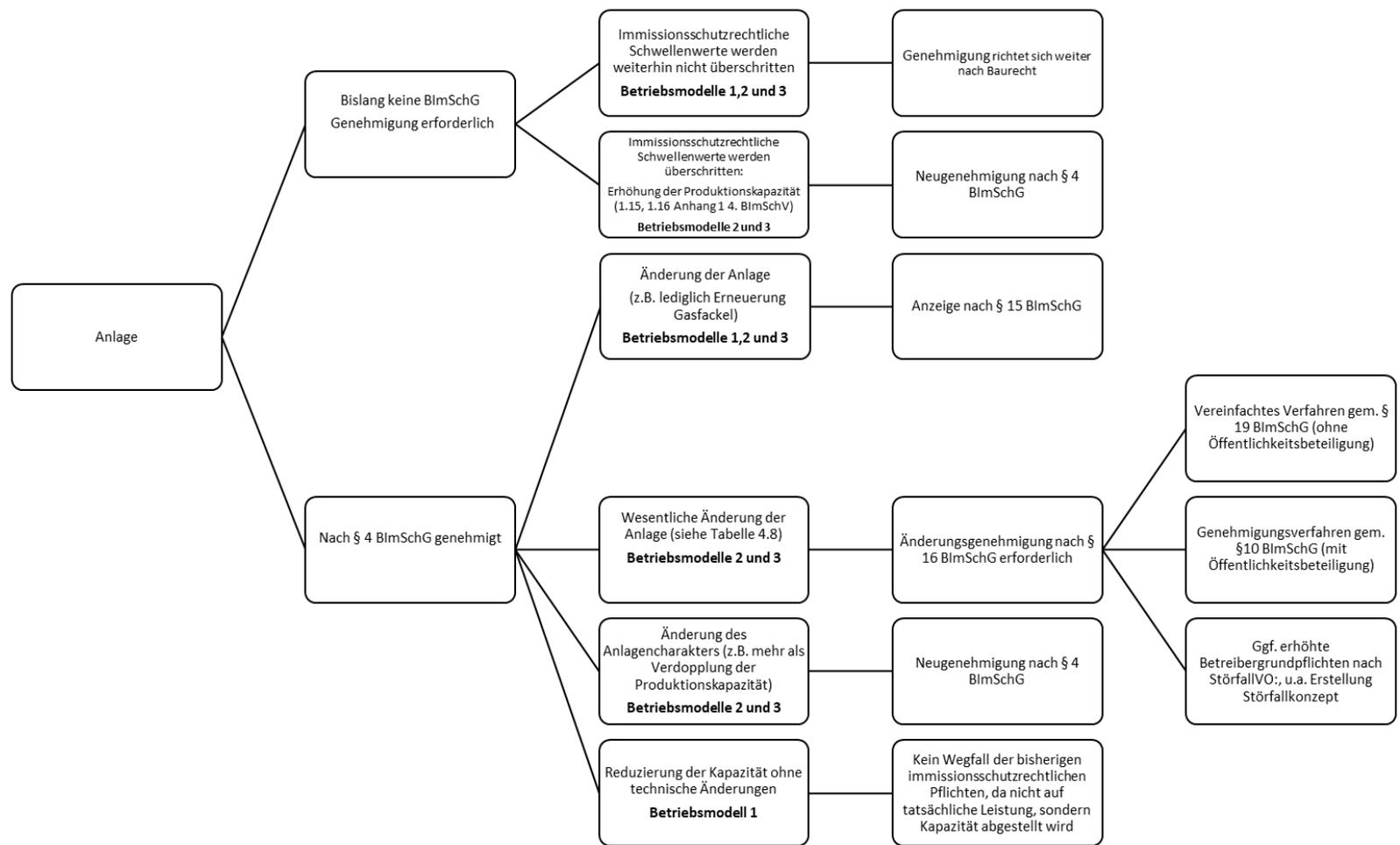
Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Kapitel 2.1, Stand: Juni 2016, S. 24 ff.

F.2 Auszug aus einer Übersicht des Bayerischen Landesamts für Umwelt zu möglichen Antragsunterlagen in immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren

1.	Allgemeine Angaben (Diese können in einem bei der Genehmigungsbehörde evtl. vorhandenen Vordruck enthalten sein, vgl. § 5 der 9. BImSchV. Dieser Vordruck kann um die für Biogasanlagen erweiterten Angaben ergänzt werden.)
1.1	Name und Anschrift des Betreibers der Anlage, falls abweichend auch des Antragstellers
1.2	Ansprechpartner für Rückfragen mit Angabe von Telefon- und Fax-Nummer, E-Mail-Adresse, ggf. Vollmacht
1.3	Anlagenbezeichnung
1.4	Zuordnung zur 4. BImSchV mit Anlagenleistung/-größe, ggf. Aussage, ob die Biogasanlage eine Nebeneinrichtung zu einer anderen Anlage (z. B. Tierhaltung) ist
1.5	Standort/ Anschrift der Anlage
1.6	Antrag bzw. Angabe (sofern jeweils zutreffend) nach BImSchG auf:
1.6.1	▶ Erstgenehmigung (§ 4 BImSchG)
1.6.2	▶ Änderungsgenehmigung (§ 16 BImSchG)
1.6.3	▶ Auslegungsverzicht (§ 16 Abs. 2 BImSchG) mit Begründung
1.6.4	▶ Teilgenehmigung (§ 8 BImSchG) mit zusätzlich ausreichenden Angaben über die Genehmigungsvoraussetzungen der gesamten Anlage (§ 22 9. BImSchV)
1.6.5	▶ Zulassung des vorzeitigen Beginns (§ 8a BImSchG i. V. m. § 24a 9. BImSchV) mit
1.6.5.1	▪ Beschreibung des genauen Umfangs, für den die Zulassung des vorzeitigen Beginns beantragt werden soll und
1.6.5.2	▪ Darlegung des öffentlichen Interesses oder des berechtigten Interesses des Antragstellers an dem vorzeitigen Beginn und
1.6.5.3	▪ Verpflichtung des Vorhabensträgers, alle bis zur Erteilung der Genehmigung durch die Errichtung, den Probetrieb und den Betrieb der Anlage verursachten Schäden zu ersetzen und, falls das Vorhaben nicht genehmigt wird, den früheren Zustand wiederherzustellen.
1.6.6	▶ Vorbescheid (§ 9 BImSchG i. V. m. § 23 9. BImSchV) mit Angaben über
1.6.6.1	▪ die beantragten Genehmigungsvoraussetzungen und/oder
1.6.6.2	▪ den Standort und
1.6.6.3	▪ Begründung eines berechtigten Interesses an der Erteilung des Vorbescheids.

Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Kapitel 2.1, Stand: Juni 2016, S. 28 ff.

F.3 Mögliche „Entscheidungspfade“ für Genehmigungsverfahren



Quelle: Eigene Darstellung, BBH 2019

F.4 Übersicht des Bayerischen Landesamts für Umwelt zu immissionsschutzrechtlichen Genehmigungserfordernissen

G = Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung

V = Vereinfachtes immissionsschutzrechtliches Verfahren

X = Anlage ist UVP-pflichtig

A = Allgemeine Vorprüfung, ob Anlage UVP-pflichtig ist

S = Standortbezogene Vorprüfung, ob Anlage UVP-pflichtig ist

IE-Richtlinie = Industrieemissions-Richtlinie

Nr.	Anlagentyp und Zuordnungsnummer des Anhangs zur 4. BImSchV (Verbrennungseinrichtung und Biogasaufbereitung "A", Fermenter "B", Lager "C")	FWL oder Mengenschwelle	Genehmigung für Einzelanlage			UVP-Pflicht	IE-Richtlinie	Bemerkungen
			Art des immissionsschutzrechtlichen Verfahrens bzw. Baurecht					
			G	V	baurechtlich			
A 1	Anlage zur Erzeugung von Strom oder Wärme in einer Verbrennungseinrichtung							
⁸	Nr. 1.2.2.1	10 - < 50 MW		ja		S		
	Nr. 1.2.2.2 (soweit Verbrennungsmotoranlage oder Gasturbinenanlage)	1 - < 10 MW		ja		S		
	1. BImSchV (soweit Feuerungsanlage)	< 10 MW			nein ⁹			Nur Biogas aus der Landwirtschaft, 1. BImSchV
	Verbrennungsmotoranlage	< 1 MW	nein	nein	nein ⁹	nein	nein	Baugenehmigungsfrei (siehe Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 c BayBO): Blockheizkraftwerke sind verfahrensfreie Bauvorhaben

Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Kapitel 2.1, Stand: Juni 2016, S. 7 ff.

A 2	Verbrennungsmotoranlagen oder Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen						
	Nr. 1.4.1.1	≥ 50 MW	ja			A	ja
	Nr. 1.4.1.2 Spalte 2 a der 4. BImSchV	1 - < 50 MW		ja		S	
		< 1 MW			nein		1. BImSchV nicht einschlägig, baugenehmigungsfrei
A 3	Anlagen zur Aufbereitung von Biogas						
	Nr. 1.16 ¹⁰	Verarbeitungskapazität ≥ 1,2 Mio. - 2 Mio. Nm ³ /a ¹¹		ja		S	
		Verarbeitungskapazität ≥ 2 Mio. Nm ³		ja		A	
	Nr. 8.1.3 (Gasfackel)			ja		S	Keine ausschließliche Not- und Sicherheitsfackel (Anm.: da dies nicht dem Stand der Technik entspricht, ist ein solcher Einsatz i. d. R. nicht genehmigungsfähig). Fackeln an Biogasanlagen sind grundsätzlich Notfackeln, da sie nicht zum bestimmungsgemäßen Betrieb gehören.

Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Kapitel 2.1, Stand: Juni 2016, S. 7 ff.

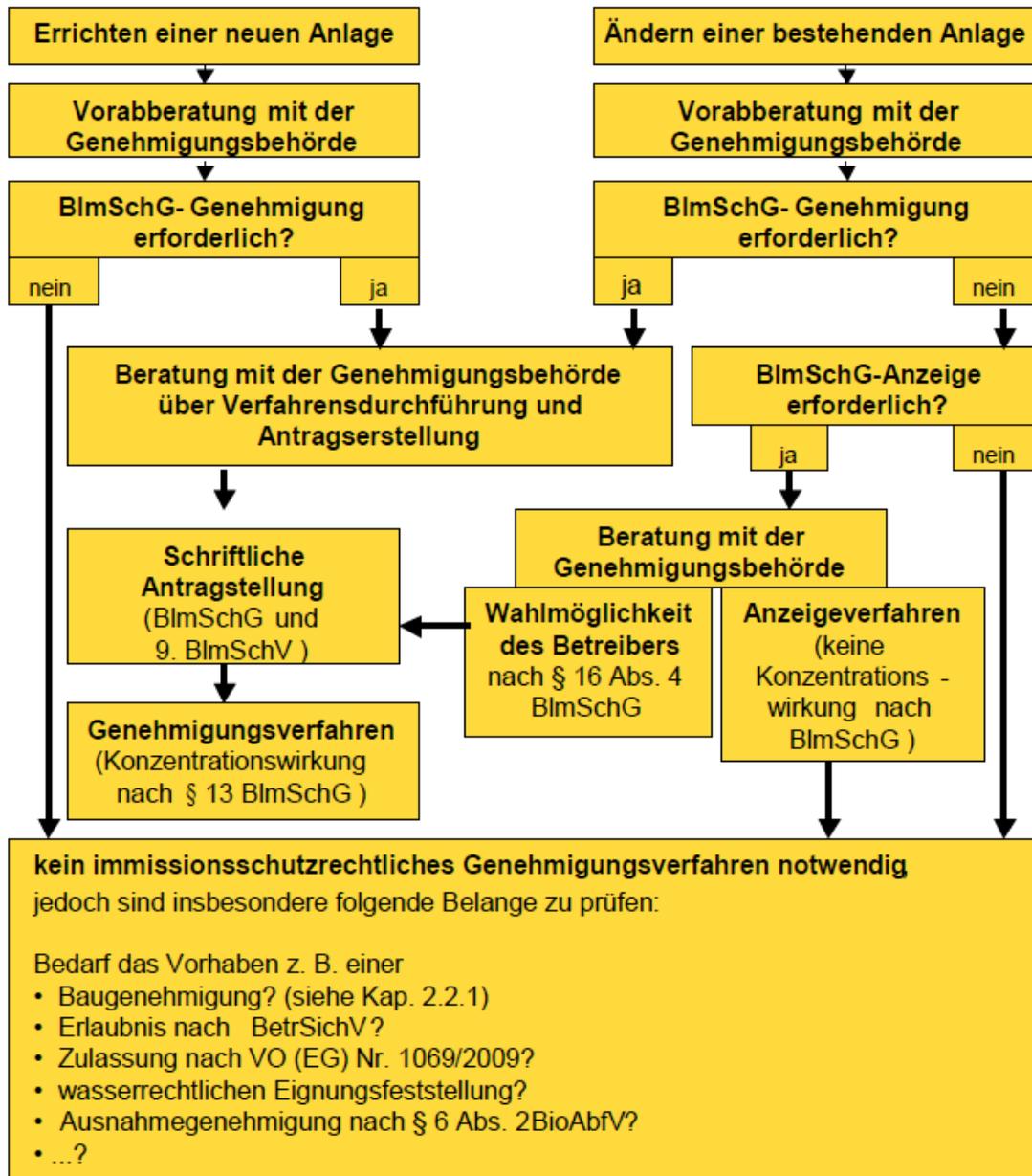
B 1	Anlagen zur Biogaserzeugung (Fermenter)						
¹²	Nr. 1.15 (Nawaro)	≥ 1,2 Mio. Nm ³ /a		ja		S	
	Nr. 1.15 (Nawaro)	≥ 2 Mio Nm ³ /a		ja		A	
¹³	Nr. 8.6.3.1 (Gülle)	Durchsatzkapazität des Gesamtgemisches ≥ 100 t/d	ja				ja
	Nr. 8.6.3.2 (Gülle)	≥ 1,2 Mio. Nm ³ /a und Durchsatzkapazität des Gesamtgemisches < 100 t/d		ja		A (≥ 50 t/d) S (< 50 t/d und ≥ 1,2 Mio. Nm ³ /a)	
	Nr.8.6.1.1	≥ 10 t/d gefährlicher ¹⁴ Abfälle		ja		X	ja
	Nr.8.6.1.2	≥ 1 - 10 t/d gefährlicher Abfälle	ja			S	
	Nr. 8.6.2.2	10 - < 50 t/d t/d (nicht gefährliche Abfälle)		ja		S	
	Nr. 8.6.2.1	≥ 50 t/d (nicht gefährliche Abfälle)	ja			A	ja
	Nr. 7.12.1.1 ¹⁵	Tierische Abfälle (allein) ≥ 10 t/d	ja	ja			ja
	Nr. 7.12.1.2	Tierische Abfälle (allein) ≥ 50 kg/Std. - 10 t/d	ja				
	Nr. 7.12.1.3	Tierische Abfälle (allein) < 50 kg/h					
	Nr. 8.11.2.2 (sonstige Behandlung von nicht gefährlichen Abfällen)	≥ 10 t/d		ja			z. B. Hygienisierungs- oder Zerkleinerungseinrichtungen

Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Kapitel 2.1, Stand: Juni 2016, S. 7 ff.

C 1 Anlagen zur zeitweiligen Lagerung							
	Nr. 7.12.2	Ausgenommen Anlagen mit einem gekühlten Lagervolumen von weniger als 2 m ³ (vgl. hierzu auch Fußnote 15)	ja				
	Nr. 8.12.1.1	≥ 50 t Gesamtlagerkapazität (gefährliche Abfälle)	ja			ja	
	Nr. 8.12.1.2	30 - < 50 t Gesamtlagerkapazität (gefährliche Abfälle)		ja			
	Nr. 8.12.2 Spalte 2 b der 4. BImSchV	≥ 100 t (nicht gefährliche Abfälle)		ja			
C 2 Zeitweiliges Lagern von Biogas, Gülle oder Gärrest							
	Nr. 8.13	Fassungsvermögen ≥ 6.500 m ³		ja			
	Nr. 9.1.1.1 (Biogas)*	≥ 30 t	ja		A		Lager unterliegt auch der Störfallverordnung
	Nr. 9.1.1.2 (Biogas)*	≥ 3 t		ja	S		Lager unterliegt ab 10 t der Störfallverordnung
	Nr. 9.36	Fassungsvermögen ≥ 6.500 m ³		ja			

Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Kapitel 2.1, Stand: Juni 2016, S. 7 ff.

F.5 Neuerrichtung einer Anlage oder Änderung einer bestehenden Anlage



Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Biogashandbuch Bayern, Materialband, Kapitel 2.1, Stand: Juni 2016, S. 4.

G Ergebnis-Protokoll zum Experten-Workshop „Biogas2030“ 11/2017 beim UBA /Dessau

Datum: 07. November 2017 (10.30 – 16.30 Uhr)

Ort: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau, Raum 0.172

Das Ergebnis-Protokoll enthält die wesentlichen Anmerkungen der Workshop-Teilnehmer und die im Nachgang vom Projektteam daraus abgeleiteten Adaptionen an der Bewertungsmethodik.

Allgemeine Anmerkungen

Bezüglich der ausgewerteten Studien zum zukünftigen Energiesystem wurde von den Teilnehmern angemerkt, dass weitere Studien, zum einen aus der Industrie und von Verbänden, zum anderen internationale Studien mit einbezogen werden sollten. Hierzu findet noch eine Abstimmung mit dem Auftraggeber statt.

Im Workshop wurde der fehlende dynamische Verlauf in der Bewertungsmethodik angemerkt. Da in der Projektplanung keine Simulation vorgesehen war, kann dies aus budgetären Gründen nicht abgebildet werden. Die Matrix soll daher primär als Vorfilter für aussichtsreiche Anlagenkonzepte dienen. Es werden aber ergänzend zur Matrix wenn-dann-Thesen formuliert, die Bezug nehmen auf Änderungen im Energiesystem. Erläuterungen zur Systematik und Begründungen zur Bewertung finden im schriftlichen Bericht statt.

Änderungen in der Matrix

Die einzelnen Konzepte werden nur noch innerhalb der jeweiligen Kriteriengruppe verglichen.

Die Anregung aus dem Workshop, zu Beginn mehr Aspekte in der Matrix aufzunehmen (z.B. den Punkt reine Wärmenutzung bei den Biogasaufbereitungskonzepten) und erst im Verlauf der Bewertung zu kürzen wird übernommen. Auf Basis der Diskussionen in den Arbeitsgruppen werden mehrere Kriterien in der Matrix ergänzt und Anpassungen der Methodik und der Betriebsmodelle vorgenommen.

Das Betriebsmodell PtX wird im Projekt qualitativ betrachtet, hier sollen Synergien aus dem parallel laufenden UBA-Projekt mit IFEU „Systemvergleich speicherbare EE (Syseet)“ genutzt werden.

Betriebsmodell 1: Änderung Wording von „Substratreduktion“ in „Reduzierung des energetischen Substratinputs“ (Substratreduktion und/oder Substratwechsel)

Wichtungsfaktor: Der Wichtungsfaktor wird gestrichen, da dieser nur subjektiv und nicht ausreichend verifizierbar vergeben werden kann.

Bewertungskriterien: Die Bewertungsskala der Bewertungskriterien wird von 1 bis 5 in -2 bis +2 geändert. Der Wert 3 galt bisher als „neutral“ oder „trifft nicht zu“. Es ist noch keine abschließende Entscheidung getroffen worden, ob zukünftig der Wert 0 wieder für beide Varianten gilt, oder nur für „neutral“ und das Feld entsprechend markiert wird, wenn keine Wertung möglich ist.

Spezifische THG-Minderungskosten: Wird als zusätzliches Bewertungskriterium mit aufgenommen.

Flexibilisierung: Eine detaillierte Betrachtung mit mehrfacher Überbauung findet erst später mit den vorteilhaftesten Konzepten statt.

Fall Biogasaufbereitung: Bei allen Konzepten mit Biogasaufbereitung findet die Betrachtung von drei Nutzungsarten statt: KWK mit 100 %iger Wärmenutzung, Kraftstoff und reine 100 %ige Wärmenutzung.

Die Option 100 %ige Stromnutzung wird nicht betrachtet.

Kriteriengruppe Energiesystemtechnik

- ▶ Mengenziel Strom: bei den verschiedenen Betriebskonzepten wird für jedes Biogaskonzept dargestellt, wie viel Strom heute von diesen Anlagen produziert wird; prozentual im Vergleich zur Gesamtstromproduktion aus Biogas.
- ▶ Das Kriterium zur flexiblen Strombereitstellung wird in zwei Kriterien unterteilt:
- ▶ Fähigkeit zur saisonalen langfristigen Flexibilität (Sommer – Winter)
- ▶ Fähigkeit zur täglichen flexiblen Gasbereitstellung (stündlich – wöchentlich)

Kriteriengruppe Ökonomie

- ▶ Das Kriterium „Wert Gärrest“ wird ergänzt.
- ▶ Nachfrage im WS was in den Bereitstellungskosten Biomethan alles enthalten ist? MB: Vollkosten am Einspeisepunkt (Kosten Aufbereitung und Kosten Einspeisung ohne Netztransport)
- ▶ Stromgestehungskosten Biomethan: hier soll eine BHKW-Größe festgelegt werden. Es wird sich auf die am häufigsten verbaute Anlage geeinigt.
- ▶ Die „Bereitstellungskosten Strom flexibel“ werden umbenannt in „spez. Kosten der Flexibilisierung“ (was kostet die Flexibilisierung, welchen Wert hat sie?) Unterteilung in ½ Cent-Schritten.
- ▶ Ergänzend zu den Wärmeerlösen wird das Kriterium „Bereitstellungskosten Wärme“ hinzugefügt.
- ▶ Rückmeldung der WS-Teilnehmer: das Kriterium „Diversifizierung der Einkommensstruktur“ sollte zu den gesellschaftlichen Aspekten verschoben werden.

Kriteriengruppe Ökologie

- ▶ Der Bewertungsschlüssel muss in Hinblick auf die THG-Emissionen geprüft und angepasst werden.
- ▶ Die Ergänzung des Kriteriums „Nährstoffbilanz“ wurde diskutiert. Es ist noch zu prüfen, inwieweit es aufgenommen werden kann (Bodenbewertung, Rückführung Gärrest).
- ▶ Differenzierung „Flächenbedarf“ in: „Ackerbau auf Hauptfruchtflächen“ und „Grünland, extensive Flächenbewirtschaftung“
- ▶ Differenzierung in NawaRo und Nicht-NawaRo.

Abschluss des Workshops

Die Teilnehmer erhalten ein Kurzprotokoll und die Präsentationen.

Weitere Abstimmungen werden projektintern und mit UBA erfolgen.

Anmerkungen der Teilnehmer an das Projektteam sind auch im Nachgang möglich.

H Datenbasis: Anlagenzahl, installierte Anlagenleistung und Bemessungsleistung für Biogas in 2017 und 2030 zur Ableitung der möglichen Anlagenentwicklung

Art der Vergütung	installierte Leistung in kWel - GESAMT -	Bemessungsleistung in kWel - GESAMT	Anlagenzahl - GESAMT	installierte Leistung in kWel - Anlagen < 400 kWel	Bemessungsleistung in kWel - Anlagen < 400 kWel	Anlagenzahl - Anlagen < 400 kWel	installierte Leistung in kWel - Anlagen > 400 kWel	Bemessungsleistung in kWel - Anlagen > 400 kWel	Anlagenzahl - Anlagen > 400 kWel
EEG-Festvergütung (2017)	1.686.740	986.186	3.432	746.870	444.925	2.460	939.870	541.261	972
Direktvermarktung (ohne Flexprämie) (2017)	2.433.726	1.864.181	4.606	930.932	697.258	2.839	1.502.794	1.166.923	1.767
DV mit Flexibilitätsprämie (2017)	1.720.020	910.195	2.530	662.379	337.759	1.513	1.057.642	572.436	1.017
Gesamt (2017)	5.840.486	3.760.562	10.568	2.340.181	1.479.943	6.812	3.500.306	2.280.619	3.756
EEG-Festvergütung (2030)	390.729	300.569	1.366	272.349	211.480	1.197	118.380	89.089	169
Direktvermarktung (ohne Flexprämie) (2030)	967.844	774.928	2.263	511.576	403.017	1.610	456.268	371.911	653
DV Flexibilitätsprämie (2030)	643.046	352.662	1.094	315.562	167.420	753	327.484	185.242	341
Gesamt (2030)	2.001.619	1.428.159	4.723	1.099.487	781.917	3.560	902.132	646.242	1.163
EEG-Festvergütung (Differenz)	1.296.011	685.617	2.066	474.520	233.445	1.263	821.490	452.171	803
Direktvermarktung (ohne Flexprämie) (Differenz)	1.465.882	1.089.253	2.343	419.357	294.241	1.229	1.046.526	795.012	1.114
Flexibilitätsprämie (Differenz)	1.076.974	557.533	1.436	346.816	170.339	760	730.158	387.194	676
Gesamt (Differenz)	3.838.867	2.332.403	5.845	1.240.693	698.026	3.252	2.598.174	1.634.377	2.593

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2019 anhand der Datenbasis der BNetzA 2017 (Verschnitt Stamm- und Bewegungsdaten) und ÜNB-Jahresabrechnungsdaten 2017 (Netztransparenz 2018a), (Netztransparenz 2018b). Die Verteilung nach Anlagen kleiner 400 kWel und > 400 kWel bezieht sich auf die Bemessungsleistung.