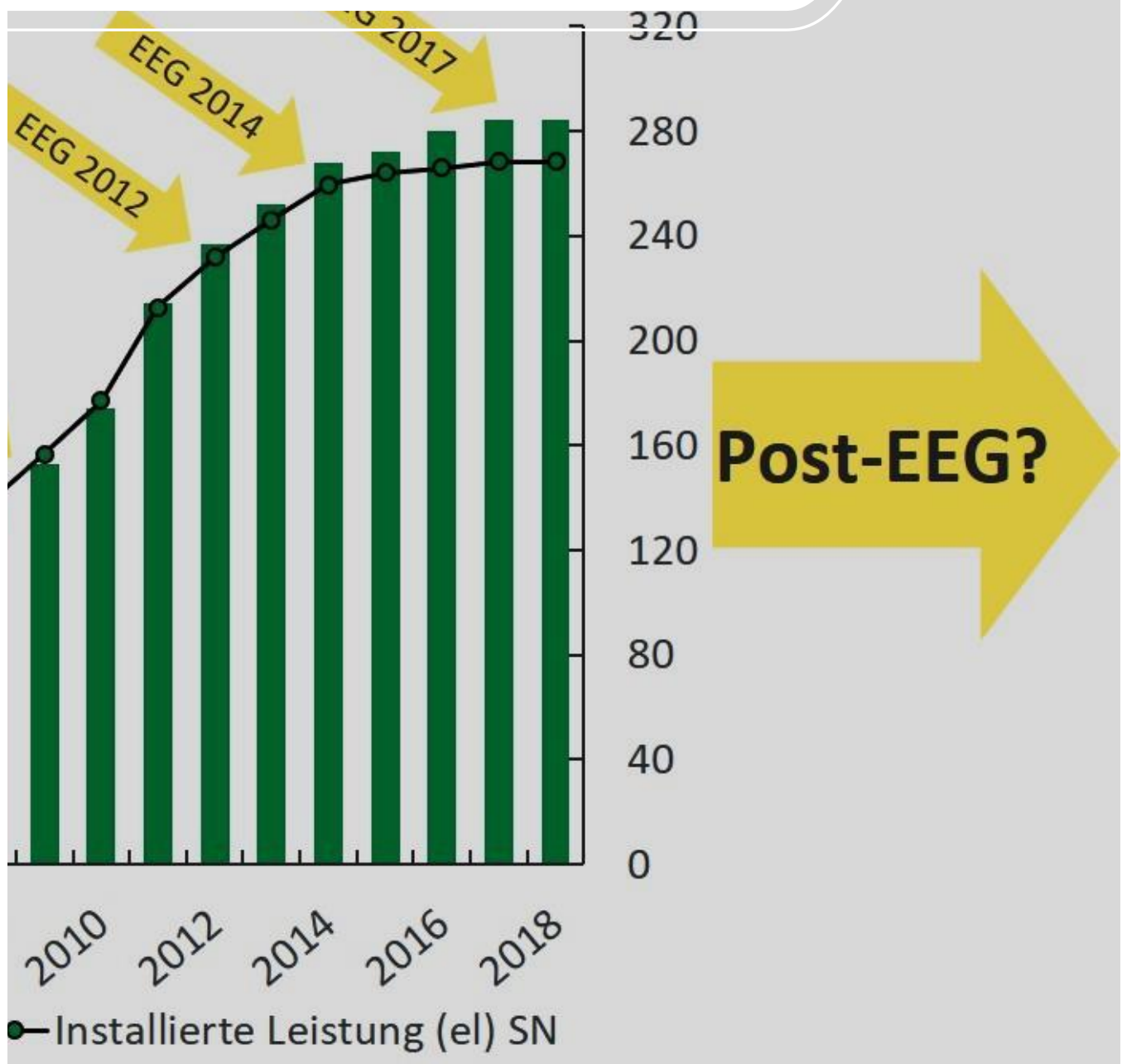


AuRaSa – BIOGAS

Schriftenreihe, Heft 14/2020



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

Joshua Güsewell, Christoph Bahret, Ludger Eltrop
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	8
1.1	Hintergrund	8
1.2	Projektzielstellung	9
2	Vorgehensweise	9
2.1	Literaturanalyse	10
2.1.1	Rahmenbedingungen	10
2.1.2	Sächsische Landwirtschaft	15
2.2	Die AuRaSa-Betreiberumfrage	17
2.2.1	Durchführung und Ablauf der Umfrage	17
2.2.2	Auswertung der Umfrage	17
2.2.3	Herleitung der Referenz-BGA	21
2.2.4	Rückmeldung an Betreiber	22
2.3	Bestandsmodellierung	23
2.4	Szenariorahmen	28
2.5	Betriebskonzepte, Geschäftsmodelle und Technologieoptionen (Folgekonzepte)	30
2.5.1	Folgekonzepte in der Gruppe 'Anschlussbetrieb im EEG'	30
2.5.2	Folgekonzepte in der Gruppe 'Weiterbetrieb außerhalb des EEG'	31
3	Ergebnisse	34
3.1	Auswertung und Aufbereitung der EEG-Daten	34
3.2	Ergebnisse aus der AuRaSa-Betreiberumfrage	35
3.2.1	Der BGA-Bestand in Sachsen (- Auswertung der AuRaSa-Betreiberumfrage)	35
3.2.2	Referenz-BGA (Modellintegration aus den AuRaSa-Umfragedaten)	38
3.3	Vergleich der Folgekonzepte anhand der Referenz-BGA	41
3.4	Sensitivitätsanalyse der Folgekonzepte	46
3.5	Auswirkungen auf Bestandsentwicklung (Szenarioanalyse)	49
3.5.1	Entwicklung des Biogas-Anlagenparks in Sachsen bei Umsetzung verschiedener Folgekonzepte	49
3.5.2	Leistungskennzahlen des Biogas-Anlagenparks in Sachsen bei Umsetzung der Folgekonzepte	51
3.5.3	Entwicklungsperspektiven des Biogas-Anlagenparks in Sachsen - Zusammenfassende Auswertung	52
3.6	Umsetzungshürden, weiche Faktoren und Modellierungsunsicherheiten – ein kurzes Fazit	55
4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	57
	Literaturverzeichnis	60
	Glossar	63
A 1	Betreiberumfrage	65
A 1.1	Umfragebogen	65
A 1.2	Zusätzliche Auswertungen aus der AuRaSa-Betreiberumfrage	73
A 1.3	Detaillierte Auswertung des AuRaSa-Umfragebogens	74
A 1.4	Rückmeldebogen für die Teilnehmenden an der AuRaSa-Betreiberumfrage	77
A 2	Zusätzliche Daten der Modellierung	79
A 2.1	Verwendete Substrateigenschaften in der Modellierung	79
A 2.2	Verwendete Kenndaten der Szenarien für die Modellierung	81
A 3	Ergebnisse der Modellierung	82
A 3.1	Vergleich (Leistungskennzahlen und ökonomische Daten) der Anlagen und Folgekonzepte	82
A 3.2	Kostenkurven für die Bestands-BGA in Sachsen im Szenario "REF"	86
A 3.3	Strom- und Gaserzeugung und Substrateinsatz für die Bestands-BGA in Sachsen im Szenariovergleich bis 2035	88

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Sachsen im Jahr 2016	8
Abbildung 2: Biomasse Anlagen in Sachsen, die ab 2021 aus der 20 jährigen EEG Förderung fallen	9
Abbildung 3: Übersicht über Ziele und Vorgehensweise in den Arbeitspaketen	10
Abbildung 4: Notwendige CO ₂ -Preise für die Parität von Erdgas- und Biogas/-methanpreis	13
Abbildung 5: Das IER Analyse-Modell für Biogas-Bestandsanlagenentwicklung	23
Abbildung 6: Das IER Analyse-Modell für Biogas-Bestandsanlagenentwicklung: Prozessschritte und Anlagekomponenten	24
Abbildung 7: Modellierter Einsatzoptimierung einer Beispiel-BGA aus Sachsen	26
Abbildung 8: Kostenübersicht der Referenzbiogasanlage 'REF BGA1'	27
Abbildung 9: Verteilung der Bemessungsleistung und Volllaststunden der BGA in Sachsen	34
Abbildung 10: Bestandsverteilung Bemessungsleistung und Gülleanteil im Substratmix in den BGA	35
Abbildung 11: Bestandsverteilung der Verweilzeit im gasdichten System aktuell und bei Abdeckung von offenen Gärrestlagern	36
Abbildung 12: Bestandsverteilung Gasspeicherdauer aktuell und bei Abdeckung von offenen GRL	36
Abbildung 13: Bestandsverteilung Gärrestlagerkapazität und der theoretische Werte der Güllevergärung bei einem CO ₂ -Preis von 180 €/tCO ₂ in den BGA der AuRaSa-Betreiberumfrage	36
Abbildung 14: Bestandsverteilung der Wärmenutzung und dem erzielten spezifischen Wärmepreis, gewichtet nach Wärmenutzungsanteilen Betriebsintern und -extern in den BGA	37
Abbildung 15: Bestandsverteilung der Restlaufzeit im EEG und der mittleren Restlaufzeit der BHKW	38
Abbildung 16: Substratverteilung in den Biogasanlagen der Umfrage 2016/17 in Sachsen	38
Abbildung 17: Vergleich der Leistungskennzahlen der Folgekonzepte für die Referenz-BGA	44
Abbildung 18: Vergleich der Investitionshöhen und Kapitalwerte der Folgekonzepte für die Referenz-BGA	45
Abbildung 19: Auswirkungen der Parameter Flexerlöse, Überbauungsgrad und Wärmeerlöse, Gestehungskosten, Marktwertfaktor und Differenzbetrag	46
Abbildung 20: Auswirkungen der Parameter Strompreis, EEG-Umlage Anteil und Wärmepreis auf Summe, Erlöse und Differenzbetrag	47
Abbildung 21: Auswirkungen der Variation der Parameter Substratpreise, Wärmepreis und Bafa-Invest- Zuschuss auf Gestehungskosten, Differenzbetrag und Erlössummen	48
Abbildung 22: Auswirkungen der Parameter THG-Quotenerlöse, Gaspreiserlöse und Substratkosten auf Leistungskennzahlen der REF BGA1 für die Konzepte Biomethan-Netz und Bio-CNG	49
Abbildung 23: Anlegbarer Wert der BGA in Sachsen (n=284) bei Umsetzung des Folgekonzepts 'Flex- Regulär'	50
Abbildung 24: Biomethangestehungskosten der BGA in Sachsen (n=284) bei Umsetzung des Folgekonzepts 'Biomethan-Netz' im Szenario "REF"	51
Abbildung 25: Gestehungskosten, Differenzbetrag, Brennstoffausnutzungsgrad und spezifischen THG- Emissionen der BGA in Sachsen (n=284)	52
Abbildung 26: Entwicklung des BGA-Bestandes in Sachsen im Szenariovergleich bis 2035	53
Abbildung 27: Brutto-THG-Emissionen, sektorale und Netto-THG-Minderung des BGA-Bestands in Sachsen im Szenariovergleich bis 2035	54
Abbildung 28: Bestandsverteilung für die installierte Leistung (des BGA-Gesamtbestandes in Sachsen	73
Abbildung 29: Substratmix des BGA-Gesamtbestandes in Sachsen	73
Abbildung 30: Beispiel für den Rückmeldebogen an die BGA-Betreiber und Teilnehmenden an der AuRaSa-Betreiberumfrage	78
Abbildung 31: Vergleich der Leistungskennzahlen der Folgekonzepte im Szenario "Gülle+"	82
Abbildung 32: Vergleich der Leistungskennzahlen der Folgekonzepte im Szenario "Flex++"	83
Abbildung 33: Vergleich der Investitionshöhen und Kapitalwerte der Folgekonzepte im Szenario "Gülle+"	84
Abbildung 34: Vergleich der Investitionshöhen und Kapitalwerte der Folgekonzepte im Szenario "Flex++"	85

Abbildung 35: Anlegbarer Wert der BGA in Sachsen bei theoretischer Umsetzung des Folgekonzepts 'Gülle-Min'	86
Abbildung 36: Anlegbarer Wert der BGA in Sachsen bei theoretischer Umsetzung des Folgekonzepts 'Gülle-Opt'	86
Abbildung 37: Stromgestehungskosten der BGA in Sachsen bei theoretischer Umsetzung des Folgekonzepts 'KWK-Eigen'	87
Abbildung 38: Biomethan-Gestehungskosten der BGA in Sachsen bei Umsetzung des Folgekonzepts 'Bio-CNG'	87
Abbildung 39: Entwicklung der Strom- und (Roh-)Gaserzeugung des BGA-Bestandes in Sachsen im Vergleich der Szenarien "REF", "Gülle+" und "Flex+" von 2020 bis 2035.....	88
Abbildung 40: Entwicklung des Substrateinsatzes im BGA-Bestand in Sachsen im Vergleich der Szenarien "REF", "Gülle+" und "Flex+" von 2020 bis 2035	88

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht zum KWK-Zuschlag für unterschiedliche Leistungsklassen.	11
Tabelle 2: Neuerung im KWK-Gesetz 2019 zu Zuschüssen und unterschiedlichen Laufzeiten für eingespeisten Strom	12
Tabelle 3: Post-EEG-Projekte und die dort behandelten Geschäftsfelder bzw. Folgekonzepte	15
Tabelle 4: Spezifisches Wirtschaftsdüngerpotential in Sachsen nach Landkreisen basierend auf der Landwirtschaftszählung 2010.....	16
Tabelle 5: Hergeleitete Parameter und Annahmen der Umfragedaten	19
Tabelle 6: Parameterklassen für die Einteilung und Charakterisierung von Referenzanlagen	22
Tabelle 7: Kombination der Parameterklassen aus Tabelle 6 mit direkt zugeordneten BGA.....	22
Tabelle 8: Das IER Analyse-Modell für Biogas-Bestandsanlagenentwicklung	24
Tabelle 9: Charakterisierung der Submodule des integrativen Analysemoduls 3 im BGA-Modell	25
Tabelle 10: Parametermatrix für die Szenarioanalyse	30
Tabelle 11: Vergleich der EEG-Folgekonzepte anhand BGA-Auslegungsparameter und Kennzahlen	33
Tabelle 12: Anlagenkennzahlen der Referenzanlagen aus der Betreiberumfrage 2016/17	39
Tabelle 13: Technische Bestandsdaten zu Fermentern und Feststoffeinbringung	40
Tabelle 14: Verteilung der Rührwerkstypen und Verbräuchen im sächsischen BGA-Bestand	40
Tabelle 15: Kennzahlen der ausgewählte Beispielanlagen	41
Tabelle 16: Standardwerte der Substrateigenschaften	79
Tabelle 17: RED II THG-Standardwerte für Biogassubstrate	79
Tabelle 18: Substratverteilung der Referenz-BGA.....	80
Tabelle 19: Zeitreihen der Szenarioparameter	81

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
BBE	Bundesverband BioEnergie e.V.
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BL	Bemessungsleistung
CNG	Compressed Natural Gas = englisch für komprimiertes Erdgas
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ETS	Emission Trading System
F	Fermenter
GPS	Ganzpflanzensilage
GRL	Gärrestlager
HBB	Hauptstadtbüro Bioenergie
Ho/Hs	Brennwert
HRT	Hydraulic Retention Time, englisch für Verweilzeit
Hu/Hi	Heizwert
LAK	Länderarbeitskreis Energiebilanzen
LWB	Landwirtschaftlicher Betrieb
MATLAB	Software und Programmiersprache für die Lösung mathematischer Probleme
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NG	Nachgärer
RED II	Renewable Energy Directive II (EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie II)
REF	Referenz
THG	Treibhausgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS	Volllaststunden
WD	Wirtschaftsdünger
ZR	Zuckerrübe

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die Erzeugungsstruktur im Stromsystem Sachsens ist historisch stark durch den Braunkohleabbau und dessen Verstromung geprägt. Aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs bis spätestens 2038 (BMWi 2019b) ist deshalb der Ausbau und der Erhalt der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) in Sachsen von besonderem Interesse. Derzeit werden in Sachsen 5.360 MWhel Strom aus EE erzeugt, was einem Anteil von 13 % an der Bruttostromerzeugung entspricht (Abbildung 1). Ziel ist es, diesen Anteil auf 28 % zu erhöhen (SMWA und SMUL 2013). Ein wichtiger Anteil der EE-Stromerzeugung wird wiederum durch Biomasse, meist in Form von Biogasanlagen (BGA), bereitgestellt.

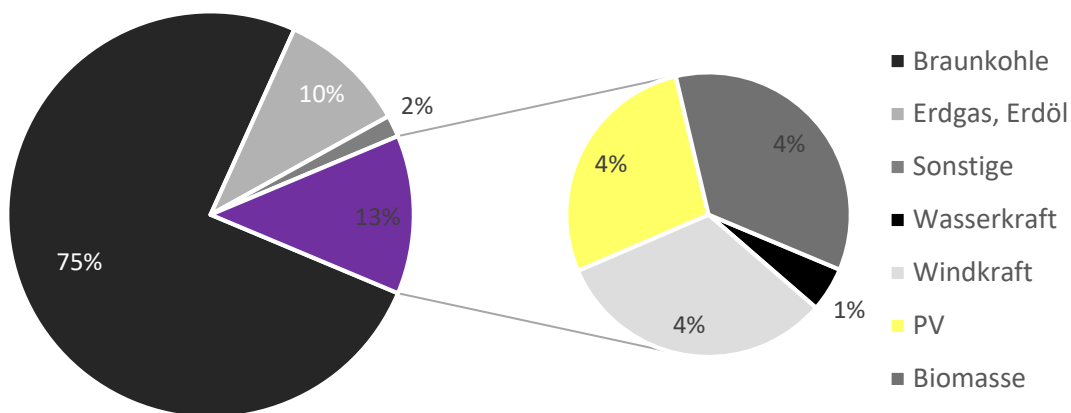


Abbildung 1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Sachsen im Jahr 2016 mit insgesamt 41.798 GWhel (LAK 2019)

Der sächsische BGA-Bestand (ca. 300 Anlagen) ist dabei von einem hohen Anteil von Gülle im Substrateinsatz (im Durchschnitt 70 Masseprozent) geprägt und überwiegend an die Tierhaltung der Landwirtschaftsbetriebe angeschlossen. Er trägt durch die anaerobe Vergärung und gasdichte Lagerung der Gülle somit auch zur Verminderung der Treibhausgasemissionen im Landwirtschaftssektor maßgeblich bei. Da nach 20 Jahren die garantierte Vergütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) endet, ist für viele Betreiber die langfristige Perspektive unter den aktuellen Rahmenbedingungen unklar. Zwar wird mit dem EEG 2017 eine Anschlussförderung über weitere 10 Jahre durch die Teilnahme in einem Ausschreibungsprozess ermöglicht, jedoch verschärfen neue Anforderungen seitens des Energie- (Flexibilisierung) und des Agrarsystems (Düngeverordnung-DüV) sowie seitens der Genehmigung, des Wasserrechts und der Sicherheit die wirtschaftliche Lage vieler Anlagen stetig. Hinzu kommen ein zunehmender Verschleiß wichtiger Anlagenkomponenten und steigende Substratkosten. Beginnend mit den Jahren 2023 bis 2028 ist mehr als die Hälfte des Biogasanlagenbestandes der sächsischen Landwirtschaft von dem Ende der ersten Förderperiode des EEG betroffen und legen den Betrieb möglicherweise still (siehe Abbildung 2). Dies würde einerseits der Stärkung der regionalen Wertschöpfung und den Klimaschutzbemühungen in der Landwirtschaft entgegenstehen und andererseits die Erreichung der oben genannten Ziele der Energiewende deutlich erschweren.

	2021	2022	2023	2024	2025
Anlagenanzahl	16	12	8	15	11
Installierte Leistung in MW	15,9	3,8	8,3	14,5	23,7
Jahresarbeit 2017 in GWh	70,9	26,2	17,2	91,9	165,7
	2026	2027	2028	2029	2030
Anlagenanzahl	23	63	61	13	29
Installierte Leistung in MW	7,1	24,1	28,1	5,1	24,7
Jahresarbeit 2017 in GWh	42,5	150,9	179,7	36,1	148,3

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 2: Biomasse-Anlagen in Sachsen, die ab 2021 aus der 20-jährigen EEG-Förderung fallen (Deutscher Bundestag 2019)

1.2 Projektzielstellung

Vor dem skizzierten Hintergrund ist es deshalb das Ziel des Projektes „Auswirkungen von veränderten energie- und umweltrelevanten Rahmenbedingungen und Technologiefortschritt auf die Entwicklung sächsischer Biogasanlagen - AuRaSa“, die Entwicklung möglicher Strategien und die Ableitung von Entscheidungshilfen für landwirtschaftliche Biogasanlagen (BGA) in Sachsen zu erarbeiten. Das Zielpublikum besteht dabei aus BGA-Betreibern sowie Praktikern und Experten aus der Landwirtschaft, Energiewirtschaft, Forschung und Politik. Im Detail soll das Projekt:

- Strategien innerhalb und außerhalb des EEG für einen Fortbestand bzw. für geeignete Folgekonzepte für BGA in Sachsen nach dem Auslaufen der derzeitigen ersten EEG-Förderungsphase behandeln,
- Entscheidungshilfen für die Politik und den BGA-Berufsstand und -sektor entwickeln,
- Optionen unterschiedlicher Betriebsweisen für die Rahmenbedingungen in Sachsen technisch und ökonomisch aufzeigen und
- den Stand und die Entwicklungsoptionen für die sächsischen Biogasanlagen vor dem Hintergrund der Energiewende und der aktuellen relevanten Gesetzgebung aufzeigen, bzw.
- Hinweise auf (ggf. neue) Geschäftsmodelle (zusammenfassend als Folgekonzepte bezeichnet) geben.

Zur Erreichung der Ziele wurde zunächst der Ist-Zustand der sächsischen Biogasanlagen erfasst und die Anlagen einer Klassifizierung unterzogen. Hieraus wurden Referenzanlagen bestimmt. Darauf aufbauend erfolgt eine technisch-ökonomische Analyse geeigneter Betriebskonzepte und Geschäftsmodelle für den Weiterbetrieb mit Hilfe eines integrierten Biogas-Anlagenmodells. Über eine Szenarioanalyse (Veränderung der wesentlichen Rahmenbedingungen) werden weiterhin mögliche Entwicklungen des Bestandes aufgezeigt und Empfehlungen für Betreiber und Politik abgeleitet.

2 Vorgehensweise

Das Projekt gliedert sich in die fünf Arbeitspakete Literaturanalyse (AP1), Erfassung des BGA Ist-Standes (AP2), Technologie- und Szenariorahmen (AP3), Modellanalyse (AP4) und der Ableitung von Empfehlungen (AP5) auf. In Abbildung 3 sind alle Arbeitspakete mit deren Zielsetzung und Methodik kurz erläutert. Im Weiteren wird auf die Durchführung der Betreiberumfrage eingegangen sowie das am IER entwickelte Modell zur anlagenspezifischen Analyse von Bestands-BGA vorgestellt und dessen Bestandteile erläutert, da es das zentrale Analysetool des

Projekts darstellt. Weitere Aspekte z.B. zur Betreiberumfrage oder der Auswertung der EEG-Daten werden direkt mit den Ergebnissen erläutert.

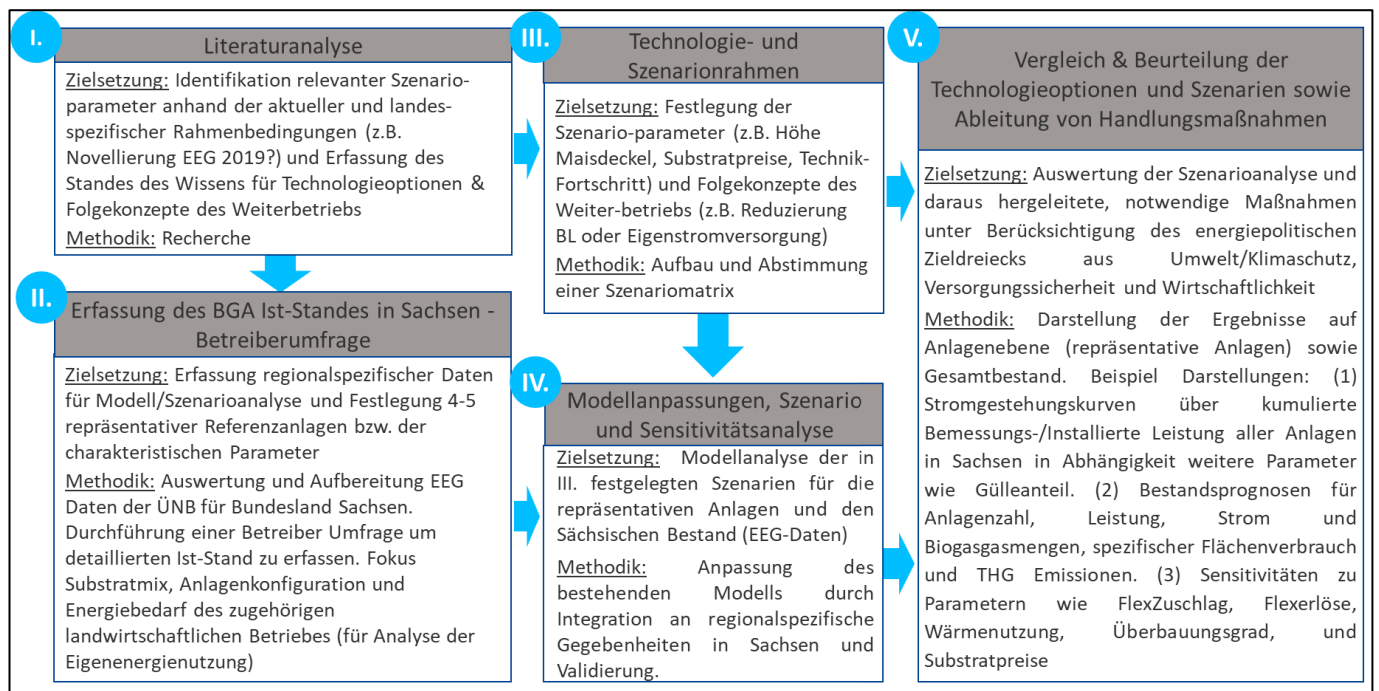


Abbildung 3: Übersicht über Ziele und Vorgehensweise in den Arbeitspaketen

2.1 Literaturanalyse

Die Literaturanalyse im AP1 ist im Hinblick auf die Gestaltung des Szenariorahmens aufgeteilt in die Themenfelder i) Veränderungen des rechtlichen Rahmens, ii) die aktuelle CO₂-Preis-Debatte, iii) sächsische Landwirtschaft und iv) Studien zum Weiter- und Post-EEG-Betrieb von BGA.

2.1.1 Rahmenbedingungen

Erneuerbare-Energien-Gesetz, Novellierung 2020 (EEG)

Für 2020 hat die Bundesregierung eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes angekündigt. Eckpunkte hierfür haben die Umwelt- und Energieverbände in öffentlichen Stellungnahmen bereits gefordert. Auch die Landesregierung Thüringen hat beispielsweise über den Bundesrat eine EntschlieÙung zur weiteren Stabilisierung der Bioenergie für den Stromsektor eingebracht. Konkrete Vorstellungen der Bundesregierung zur EEG-Novelle und der Bioenergie sind aber noch nicht verfügbar.

Energiesammelgesetz (EnsaG)

Ende 2018 wurde das Energiesammelgesetz (Bundestag 2018) verabschiedet, das Änderungen u.a. für das EEG und das KWKG hervorruft. So wird der Ausschreibungsprozess für Biomasseanlagen folgendermaßen angepasst:

- Zwei jährliche Ausschreibungsrunden (April, November)
- Bezugsgröße für Kleingülleanlagen ist nun die Bemessungsleistung (75 kW_{el}) anstatt der installierten Leistung 150 kW_{el})
- Absenkung des Flexdeckels von 1350 MW auf 1000 MW

Die Auswirkungen auf den Bestand und die Anschlussförderung bleiben jedoch gering. So wurden z.B. keine weiteren Ausschreibungsmengen über 2023 hinaus festgelegt. Innerhalb der 1. EEG Periode ist eine

Flexibilisierung unter Nutzung der Flexprämie auch nur noch eingeschränkt möglich, zwar wurde die Frist für den Anspruch auf die Flexprämie bei Überschreitung des Flexdeckels auf 16 Monate erhöht, jedoch ist der Flexdeckel bereits vollständig ausgeschöpft (BNetzA 2019b). Das bedeutet mögliche Flexibilisierung mit Anspruch auf die Flexprämie müssen bis September 2020 abgeschlossen sein. Zudem zeigen auch die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungen mit einer deutlichen Unterzeichnung der ausgeschriebenen Gebotsmenge (BNetzA 2019a), dass derzeit die Förderbedingungen für den Anschlussbetrieb von vielen Altanlagen nicht angenommen werden.

KWKG

Auch für das Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz (KWKG) wurden mit der KWKG-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV) im Jahr 2017 ein Ausschreibungssystem eingeführt. Diese beinhaltet eine Förderung für innovative KWKG-Systeme. Solche Systeme kombinieren flexible KWKG-Anlagen mit erneuerbarer Wärme, beispielsweise aus Solarthermieranlagen. Das Ausschreibungsvolumen wurde im Zuge des EnSaG zudem auf bis 500 MW im Jahr 2021 deutlich erhöht. Der Höchstgebotswert beträgt 12,00 Ct/kWh. Der mengengewichtete mittlere Zuschlagswert lag 2018 bei 10,27Ct/kWh. Dies liegt deutlich unterhalb der Biomasseausschreibungen und stellt somit aktuell keine Alternative zur EEG Ausschreibung dar, speziell da durch Kostendifferenz von Biogas/Biomethan zu Erdgas keine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegeben ist.

Gemäß KWKG wird eine Vergütung auf KWKG-Strom ausbezahlt - dies betrifft sowohl Strom aus KWKG-Anlagen, der eingespeist wird als auch Strom, der dem Eigenverbrauch dient. Es gelten jedoch unterschiedliche Fördersätze. Die Höhe der Vergütung richtet sich außerdem nach der elektrischen Leistung der KWKG-Anlagen. Eine Übersicht zum KWKG-Zuschlag ist in Tabelle 1 dargestellt. Bei der Einspeisung ins Netz erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zum KWKG-Zuschlag den "üblichen Strompreis" und die vermiedenen Netzkosten.

Tabelle 1: Übersicht zum KWKG-Zuschlag für unterschiedliche Leistungsklassen.

Elektrische Leistung der KWKG-Anlagen	Zuschlag für eingespeisten Strom	Verbrauch in eigenem Netz bei voller EEG-Umlage	KWKG-Vergütung bei Eigenverbrauch
[kW]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]
bis 50	8	4	4
50 bis 100	6	3	3
100 bis 250	5	2	0
250 bis 1000	4,4	1,5	0

Für Anlagen mit elektrischen Leistungen > 100 kW gibt es bei Eigenverbrauch keinen KWKG-Zuschlag. Im Falle einer Einspeisung gelten außerdem bei elektrischen Leistungen im Megawatt (MW)-Bereich spezielle Sätze, die mit dem KWKG 2019 neu angepasst wurden. Die Änderungen aus dieser Anpassung sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Neuerung im KWK-Gesetz 2019 zu Zuschüssen und unterschiedlichen Laufzeiten für eingespeisten Strom ab 01.01.2016 (Daniel Liebig 2019)

Höhe der Vergütung (ab 31.12.2018)	Leistungsklasse [MW _e]	KWK-Zuschlag [ct/kWh]
	Neue und bestehende Anlagen	
	2 - 50	1,5
	50 - 100	1,3
	100 - 200	0,5
	200 - 300	0,3
Dauer der Vergütung	Bedingung	Dauer [Volllaststunden]
	Neue Anlagen	
	< 50 kW _{el}	60.000
	> 50 kW _{el}	30.000
	Modernisierte Anlagen	
	Modernisierungskosten betragen min. 10% von vergleichbaren Neukosten; Bisherige Betriebsdauer >2a	6.000
	Modernisierungskosten betragen min. 25% von vergleichbaren Neukosten; Bisherige Betriebsdauer >5a	15.000
	Modernisierungskosten betragen min. 50% von vergleichbaren Neukosten; Bisherige Betriebsdauer >10a	30.000
	Bestehende Anlagen	
	Für jedes Betriebsjahr ab 2017: minus 4.000 VLS (bzw. minus tatsächliche VLS, wenn höher als 4.000 VLS)	16.000
Bedingungen für Vergütung	- Anlagen dienen nahezu ausschließlich der Lieferung von Wärme und Strom an Dritte (bei Strom: über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder über ein geschlossenes Verteilnetz). Dies gilt nicht für Kraftwerkseigenverbrauch. - Dimensionierung der Anlagen muss grundsätzlich für jeden Letztverbraucher (und nicht nur für einzelne bestimmte) ausgelegt sein. - Eine Kumulierung mit Investitionszuschüssen ist nicht möglich. - Die Anlagen sind hocheffizient. - Die Anlagen erzeugen Strom auf Basis von gasförmigen Brennstoffen. - Die Anlagen werden nicht durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz und ansonsten nicht mehr durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gefördert - Es wurde eine Zulassung erteilt.	

EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)

Die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II der EU ist Ende 2018 in Kraft getreten und ist bis 2021 in nationales Recht umzusetzen. Sie enthält neue Ziele zum EU weiten Anteil erneuerbare Energien, der auf 32 % bis 2030 ausgebaut werden soll. Speziell die Änderungen im Kraftstoffbereich könnten starken Einfluss auf den Bioenergiesektor nehmen. So ist u.a. eine Quotenneuregelung bei erneuerbaren Kraftstoffen vorgesehen. Der Anteil an Kraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermitteln (1. Generation, z.B. Biodiesel und Bioethanol) wird gesenkt, dafür sollen verstärkt treibhausgasarme Kraftstoffe (primär Strom) und fortschrittliche Biokraftstoffe (aus Gülle, Stroh, Abfall) eingesetzt werden. Der Anteil letzterer soll auf 3,6 % steigen.

Für alle Biomassebrennstoffe (Strom, Wärme & Kälte) werden Nachhaltigkeitskriterien eingeführt, d.h. es muss eine Mindest-THG Einsparung ggü. Referenzwerten nachgewiesen werden.

Es werden Standardwerte für die THG-Emissionen aus Biogas und Biomethan (= Biomassebrennstoffe) aus Gülle, Abfall und Mais, sowie Mischwerte für die THG-Emissionen aus Gülle/Mais sowie Gutschriften für vermiedene Methanemissionen und für die Düngewirkung des Gärproduktes eingeführt. Für Biogas aus Gülle beträgt der Standardwert -360 g/kWh_{Hi} bei gasdichten Gärrestlagern (GRL) und 3,6 g/kWh_{Hi} bei offenen GRL.

Auch die nationale Umsetzung der bisherigen Erneuerbare-Energien-Richtlinie in der 38. Bundesimmissionschutzverordnung (BimschV) und dem darin enthaltenen Anstieg der THG-Minderungsquote ab 2020 auf 6 % sowie der Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe ab 2020 bis 0,05 % (bis 0,5 % ab 2025) könnte weitere

Auswirkungen speziell im Bereich der Biomethannachfrage hervorrufen. Derzeit werden bereits THG-Quotenpreise zwischen 150 und 200 €/t-CO₂ gezahlt, was umgerechnet 4,4 Ct/kWh_{HS} bis 5,8 Ct/kWh_{HS} entspricht (Rauh 2019) und eine Konkurrenz zu Erdgas im Kraftstoffsektor ermöglicht. Hierzu verdeutlicht Abbildung 4 die prinzipiellen Abhängigkeiten zwischen Erdgas (X-Achse) und Biogas bzw. Biomethanpreis (Y-Achse) und dem für Preisparität notwendigen CO₂-Preis (Bunte Ebene). So wäre mit dem aktuellen CO₂-Preisniveau des ETS nur unter sehr extremen Bedingungen (praktisch nahe einer Preisgleichheit Erdgas und Biogas) eine Parität gegeben. Mit steigendem CO₂-Preis, etwa dem UBA-Schadenswert von 2016 mit 180 €/t CO₂, was auch dem Niveau im Kraftstoff Quotenmarkt 2019 entspricht, kann die Preisdifferenz zwischen Erdgas und Biogas deutlich ansteigen.

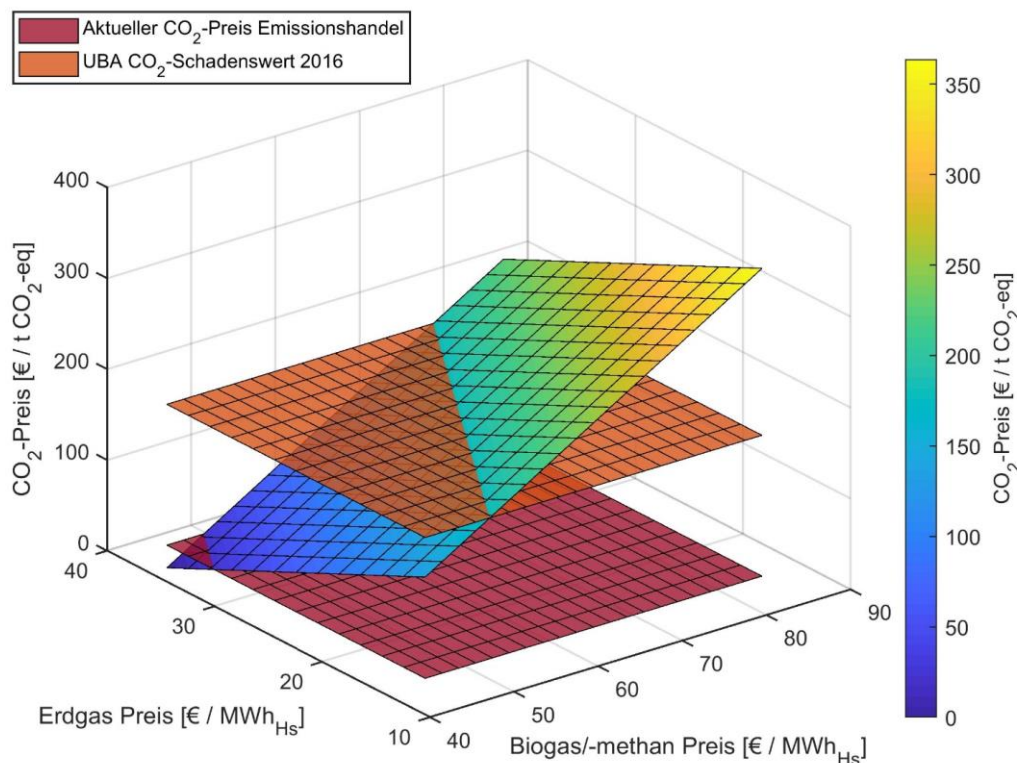


Abbildung 4: Notwendige CO₂-Preise für die Parität von Erdgas- und Biogas/-methanpreis, angenommene THG-Emissionen für Erdgas 250 kg/MWh_{HS} und für Biogas 30 kg/MWh_{HS}

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Auch das sich derzeit im Entwurf befindende Gebäudeenergiegesetz könnte positive Wirkung auf die Nachfrage und den Preis von Biomethan bzw. allgemein Wärme aus Biogas haben. Dazu bestehen jedoch seitens der Bioenergieverbände noch erheblicher Nachbesserungsbedarf (HBB 2019). Das Gesetz soll das Energieeinspargesetz, die Energieeinsparverordnung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vereinheitlichen und macht Vorgaben bezüglich der Nutzung Erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz und den Wärmeschutz speziell für Neubauten.

Weitere Regelwerke

Neben den angesprochenen Gesetzen und Regelwerken, die vorrangig die Nachfrage-, Erlös- und Vergütungsseite der Energieprodukte ansprechen, sind für Biogasanlagen eine Fülle an weiteren Regelwerke zu beachten, die vor allem neue technische Anforderungen an Technik, Sicherheit und Umwelt mit sich bringen (Friedl 2019). In der Regel sind mit der Erfüllung dieser keine neuen Erlöse verbunden, sondern häufig zusätzlicher Aufwand und Kosten. Es wird im Folgenden beispielhaft auf einige dieser Regelwerke kurz eingegangen.

- Durch die Düngeverordnung (DüV) ergeben sich vor allem Auswirkungen auf die Substratproduktion und das Gärrestmanagement durch neue Obergrenzen für den auszubringenden Gesamtstickstoff, neue Sperrfristen und Anforderungen an die Lagerkapazität für Wirtschaftsdünger und Gärreste.
- Mit der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) müssen Anlagen je nach Standort und Behälterkonstellation mit Umwallungen und Leckageerkennungssystemen nachgerüstet werden. Zudem sind Erdbecken für Lagerung von Gärresten nicht mehr zulässig.
- Neue Anforderungen an die Emissionswerte der BHKW finden sich in der 44. BImSchV und aktuell in der Überarbeitung befindenden TA-Luft. Die 44. BImSchV betrifft alle BHKWs mit einer Feuerungsleistung größer 1 MW_{th} und legt neue Grenzwerte für Kohlenmonoxid, Gesamtkohlenstoff, Formaldehyd sowie Stickoxid und Schwefeloxide fest. Mit einer Übergangszeit sind davon auch Bestandsanlagen betroffen und machen Investitionen in Abgasreinigungsmaßnahmen notwendig.
- Ebenso wurde 2019 die Technische Regel für Anlagensicherheit (TRAS 120) veröffentlicht. Diese gibt vor allem den Stand der Technik bzw. Sicherheitstechnik wieder und könnte vor allem für Anlagen, die dem Immissionsschutzrecht (BImSchG) unterliegen, relevant werden sofern die jeweiligen Genehmigungsbehörden dies umsetzen und anwenden. Sie unterscheidet nicht zwischen Neu- oder Bestandsanlagen. (Friedl 2019).

Es lässt sich zusammenfassen, dass insgesamt der Aufwand, der mit Mitteilungspflichten und Dokumentationen sowie Sicherheitsanforderungen an den Anlagenbetrieb verbunden ist, steigt. Dies ist mit weiterem zeitlichem Aufwand, wie etwa Erwerb neuer oder kontinuierliche Auffrischung von Fachkundenachweise, verbunden und führt letzten Endes zu zusätzlichen Kosten, die durch die Produktion und Nutzung von Biogas entstehen.

CO₂-Preis-Debatte - Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Am 20.12.2019 trat das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) in Kraft (Öko-Institut e.V. 2020). Dieses legt die Grundlage für den Start eines nationalen Emissionshandels (nEHS). Die weitere Ausgestaltung wird über Rechtsverordnungen erfolgen, wobei das erste Verordnungspaket noch vor der Sommerpause 2020 ins Bundeskabinett gelangen soll. Die notwendige Infrastruktur (Register, Verkaufsplattform, IT-Systeme, ...) wird derzeit ausgearbeitet.

Das BEHG legt fest, dass ab 2021 auf die fossilen Hauptbrennstoffe der Sektoren Verkehr und Wärme (Benzin, Diesel, Erdöl, Erdgas, Flüssiggas) durch den Erwerb von Zertifikaten ein CO₂-Preis zu entrichten ist. Ab 2023 soll das Vorgehen auf alle Brennstoffe ausgeweitet werden. Verpflichtet zum Zertifikatserwerb ist, wer den Brennstoff in Umlauf bringt. Die Brennstoffnutzung wird also nicht direkt belastet. Das BEHG schreibt eine dreistufige Einführung des Zertifikatehandels vor. Die erste Phase (2021-2025) ist eine Festpreisphase, in welcher der Zertifikatspreis festgelegt ist und allmählich ansteigt (von 25 € im Jahre 2021 auf 55 € im Jahre 2025). In der zweiten Phase (2026) werden die Zertifikate versteigert, allerdings mit einem definierten Preiskorridor (zwischen 55 € und 65 €). Ab 2027 schließlich wird dieser Preiskorridor über eine Mengengrenzung gesteuert. Die Entscheidung über die preisliche Ausgestaltung des Korridors soll 2025 getroffen werden. Das nEHS ist somit eine Ergänzung zum europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS), das den Emissionshandel für große Industrie- und Energieanlagen auf europäischer Ebene steuert. Vom EU-ETS betroffen sind aktuell 1.851 emissionshandelspflichtige Industrie- und Energieanlagen, die ca. 45 % der Treibhausgasemissionen innerhalb der EU ausmachen.

Studien für den Weiter- und Post-EEG-Betrieb von BGA

Ein Großteil der Veröffentlichungen in Bezug auf den Weiterbetrieb von BGA fokussiert sich auf die Flexibilisierung (Welteke-Fabrizius 2018; Dotzauer et al. 2018) und allgemeine Optimierungs- und Anpassungsstrategien innerhalb der 1. EEG-Förderperiode (Gers-Grapperhaus et al. 2017). In Guss et al. 2016 werden anhand verschiedener Szenariopfade für den BGA-Bestand die zukünftigen Veränderungen der Umweltwirkungen ermittelt, mögliche Vergütungsmechanismen für den Bestand diskutiert und gesamtwirtschaftliche Effekte von BGA aufgezeigt, die außerhalb des Stromsektors beispielsweise im Agrarsektor liegen.

Weiterhin laufen zur Zeit verschiedene Projekte zum Thema des Post-EEG Betriebs von BGA (FNR 2019). Dies sind z.B. die Vorhaben (in Klammern die leitende Einrichtung): BE20plus (DBFZ)*, NextGen-Biogas (Universität Stuttgart - IER), Biogas-Autark (IZES)*, ProBiogas (KTBL)*, REzAB (THI Ingolstadt) oder OptiBioSy (OTH Regensburg) oder SmartBio (THI). Abschließende Ergebnisse dieser Projekte sind jedoch erst in 2020 zu erwarten. Diese Projekte untersuchen die in Tabelle 3 dargestellten Folgekonzepte bzw. Geschäftsfelder

Tabelle 3: Post-EEG-Projekte und die dort behandelten Geschäftsfelder bzw. Folgekonzepte

Geschäftsfeld	BE20 plus	Pro Biogas	Biogas Autark	NxtGenBGA/ IER Modell	REzAB	Smart Bio	Biogas 2030	ZertGas
Ausschreibungs- design	X	X		X		X	X	X
Eigenstromnutzung	X	X	X	X				
Erhöhung der Wärmeauskoppelung	X			X			X	
Biomethan-Pooling	X	X						
Biomethan-Solo- Aufbereitung		X		X			X	X
Biomethan- Hoftankstelle		X		X				X
Ökosystem- dienstleistungen	X			X				
Verteilnetz-Flexibilität	X				X	X		
CO ₂ -Zertifikate				X				
Eigenwärmenutzung				X				

Ein weiteres aktuelles Themenfeld in diesem Zusammenhang ist eine gesteigerte Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen und Gülle, da durch die Nutzung dieser Substrate ein hoher Klimaschutzeffekt besteht. So wird in (FNR 2018) gezeigt, dass sich Stroh speziell in der Kombination mit Zuckerrüben gut silieren und vergären lässt und eine Alternative für den GPS Einsatz darstellen könnte. Auch in dem Bereich der Gülle- und Reststoffverwertung sind aktuell mehrere neue Projekte initiiert (FNR 19.08.2019). Sächsische Landwirtschaft

Neben der Literaturanalyse wurde zusätzlich für die Modellanpassungen in AP4 das Gülleflächenpotential in Sachsen auf Kreisebene ermittelt (siehe Tabelle 4). Es wurde dabei nach Flüssiggülle und Festmist für Rinder und Schweine sowie Geflügelkot/-mist unterschieden. Die Zahlen wurden aufbauend auf den Tierzahlen je Landkreis (basierend auf der Landwirtschaftszählung 2010) und einem durchschnittlichen Wirtschaftsdüngeranfall pro Tier berechnet und auf die landwirtschaftliche genutzte Fläche bezogen.

Tabelle 4: Spezifisches Wirtschaftsdüngerpotential in Sachsen nach Landkreisen basierend auf der Landwirtschaftszählung 2010

Wirtschafts- dünger	Einheit	Chemnitz Stadt	Erz- gebirgs- kreis	Mittel- sachse n	Vogt- landkreis	Zwick- au	Dres- den Stadt	Bautzen	Görlitz	Meißen	Säch- sische Schweiz	Leipzig Stadt	Leipzig	Nord- sachsen	Gesamt Sachsen
	ha LW	22.100	182.800	211.700	141.200	95.000	32.800	239.600	211.100	145.500	165.400	29.800	165.100	202.900	1.845
Rindergülle	m³/a ha	2,298	2,937	4,288	2,744	4,301	0,444	2,359	2,133	3,246	2,427	0,534	2,541	2,663	2,803
Schweine- gülle	m³/a ha	2,217	2,759	3,571	2,444	3,568	0,414	1,823	1,894	1,958	2,360	0,523	1,944	1,633	2,269
Rinder- festmist	t/a ha	0,081	0,178	0,717	0,300	0,734	0,029	0,535	0,238	1,287	0,067	0,011	0,596	1,030	0,533
Schweine- festmist	t/a ha	0,566	0,762	0,973	0,668	0,931	0,125	0,516	0,477	0,621	0,677	0,207	0,550	0,498	0,634
Geflügel- kot/mist	t/a ha	0,560	0,748	0,920	0,646	0,877	0,123	0,476	0,459	0,525	0,672	0,206	0,505	0,421	0,594

2.2 Die AuRaSa-Betreiberumfrage

2.2.1 Durchführung und Ablauf der Umfrage

Ziel der Umfrage war es, eine umfassende Bestandsaufnahme der Biogasanlagen in Sachsen durchzuführen. Es sollte dabei nicht nur der Status Quo und wichtige Kenngrößen der Anlagen ermittelt, sondern auch ein Meinungsbild der Betreibenden zu den Konzepten und Planungen eines Post-EEG-Betriebs aufgenommen werden. Im Zuge der Umfrage sollten außerdem wichtige Parameter für die Modellierung gesammelt werden. Den Teilnehmern der Umfrage wurde eine individuelle Einordnung ihrer jeweiligen Anlage zugesagt inkl. Vorschlägen zu möglichen Zukunftskonzepten nach Auslaufen der EEG-Förderung. Die Umfrage wurde mit aktiver Unterstützung des Referates 71 des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie - LfULG (Fr. Dr. Brückner, Fr. Zschoche) durchgeführt. Der Umfragebogen ist in der Anlage A 1.1 dargestellt. Auf acht Seiten (bzw. acht Excel-Reitern) wurden Fragen zu sechs Themenfelder gestellt:

- Betriebs- und BGA-Kenndaten: Es werden Eckpunkte zum landwirtschaftlichen Betrieb und die wichtigsten Kenndaten der BGA, z.B. erzeugte Strommenge und installierte Leistung abgefragt.
- Im Abschnitt Substrate werden die jährlichen Einsatzmengen verschiedener Substrate und deren Kosten erfasst.
- Bauliche Ausführung der Anlagenkomponenten: Erfasst werden wiederum alle technischen/baulichen Elemente der Prozesskette (z.B. Einbringungs- und Aufbereitungssysteme oder Details zu den Gärbehältern und Gärrestlagern)
- Wärmeerzeugung und Absatz: Da eine hochwertige Wärmenutzung essentiell für einen erfolgreichen Weiterbetrieb ist, sind hier besonders die Absatzmenge und erzielbare Wärmepreise von Interesse.
- Kosten: Erfasst werden die Investitionskosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme sowie Ersatzinvestitionen. Daneben werden auch die wichtigsten Betriebskosten für Personal und den Eigenenergiebedarf sowie zur Situation der Direktvermarktung und Flexibilisierung abgefragt.
- Post-EEG-Weiterbetrieb / EEG-Anschlussförderung: widmet sich Fragen über die Einschätzung der Eignung der BGA und möglichen Konzepten für den Weiterbetrieb.

Im Dezember 2019 wurde die Umfrage durch das Referat 71 LfULG an die verfügbaren Adressen der Betreiber von Biogasanlagen in Sachsen sowohl als ausfüllbares PDF-Dokument als auch als Excel-Datei geschickt. Insgesamt wurde in den folgenden Monaten ein Rücklauf von 34 Umfragebögen erzielt. Um die Datenbasis für die Modellparameter zu erhöhen, wurde die sächsische Betreiberumfrage von 2016/2017 (Herms und Schäfer 2019) hinzugezogen und die Daten von weiteren 23 Anlagen aufgenommen. Die Datenübernahme war allerdings nur bei einem kleinen Anteil an Parametern möglich, da es nur teilweise Überschneidungen zwischen den abgefragten Werten der Umfragen gab. Die meisten der BGA-Angaben bezogen sich auf das Betriebsjahr 2019 (21) und 2018 (12), eine Anlage machte Angaben zum Jahr 2017.

2.2.2 Auswertung der Umfrage

In einem ersten Schritt wurden zunächst alle händisch oder als PDF ausgefüllten Fragebögen in die Excel-Form übertragen. Anschließend wurde, um einen möglichst hohen Grad an Automatisierung (und damit eine möglichst geringe Fehlerquote) zu erzielen, ein Excel-Makro erstellt, welches die einzelnen Umfragebögen ausliest und die Daten anonymisiert in eine Sammeldatei überführt. Die gesammelten Daten befinden sich im Anschluss auf sechs Excel-Reitern (ein Reiter je Themenfeld), wobei jede Anlage in einer Spalte steht. Diese Auswertungsdatei führte zu einer einfacheren Durchführung der Analysen und Auswertungen.

Die gesammelten Daten wurden auf unterschiedliche Weise ausgewertet: Zum einen dienten statistische Auswertungen anhand einer Klassifizierung von Referenzanlagen als Input für die Modellierung der Folgekonzepte (s. Abschnitt 3.2.2), zum anderen dienten sie als Basis für die Rückmeldebögen an die Anlagenbetreiber. Des Weiteren wurden auf dieser Datenbasis eine qualitative Auswertung erstellt (s. Abschnitt 3.2.1), um allgemeine Trends und Auffälligkeiten festzustellen.

Für letztere wurden aus den Angaben zahlreiche weiterführende, indirekte Parameter und Leistungskennzahlen abgeleitet. Dazu wurden auch diverse Annahmen wie etwa zu den Laufzeiten von BHKW getroffen und weitere Berechnungsformeln wie etwa zum BHKW Wirkungsgrad mit in die Auswertung aufgenommen. Tabelle 5 gibt hierzu eine Übersicht und teilt die ermittelten Parameter in verschiedene Gruppen wie BHKW, Wärmenutzung, Fermenter oder Gärrestlager ein.

Darüber hinaus wurden auch weitere externe Daten verwendet. Im Bereich der Substrate wurden, sofern keine Substrateigenschaften (wie z.B. TS-Gehalt, Kosten) angegeben wurden, auf Standardwerte (Tabelle 16) zurückgegriffen. Tabelle 16 gibt auch an, welche THG-Emissionsfaktoren aus der REDII den Substraten zugeordnet worden waren. Diese liegen nur für drei Substratgruppen vor, beachten aber, ob ein gasdichtes Gärrestlager (GRL) vorliegt oder nicht (Tabelle 17). Für die Berechnung der zukünftigen REDII-Minderung wurde berücksichtigt, ob das bestehende GRL abdeckbar ist oder nicht. Dementsprechend wurde der THG-Emissionsfaktor der REDII angepasst. Als Referenzwert für Kraftstoffe gilt nach der REDII 338 ein Wert von $76 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{\text{Hi}}$. Nach REDII muss eine Einsparung von mindestens 65% gegenüber diesem Referenzwert vorliegen.

Weiterhin wurde allgemein für Substrate im Fermenter eine Dichte von 1 angenommen, um z.B. die Berechnung der Verweilzeit zu vereinfachen. Da in der Modellierung die Anzahl der Substrate (aktuell, $n=21$) begrenzt ist, wurde zudem eine Zuordnung von nicht modellierten Substraten vorgenommen. Dies betrifft speziell die Angaben, die unter "Weitere Substrate" gemacht wurden. Es wurde folgendermaßen vorgegangen.

Tabelle 5: Hergeleitete Parameter und Annahmen der Umfragedaten

Gruppe	Parameter	Einheit	Annahmen und Formel	
BGA Allgemein	Restlaufzeit EEG	[a]	Jahr der Inbetriebnahme +21 Jahre	
	Bemessungsleistung	[kW _{el}]	Jahresstromerzeugung/8760	
	Überbauungsgrad	[-]	Installierte Leistung _{el} / Bemessungsleistung	
BHKW	Inbetriebnahmejahr BHKW	[a]	Sofern kein Jahr angegeben war, wurde das Inbetriebnahmejahr der BGA übernommen	
	Wirkungsgrad elektrisch η_{el}	[%]	Berechnet anhand ASUE Kenndaten	Regressionsformeln siehe (Güsewell et al. 2019)
	Stromkennzahl	[-]	Nach Reinhold 2017	$\eta_{el} / (2417 * \eta_{el}^{1,088})$
	Wirkungsgrad thermisch η_{th}	[%]	$\eta_{el} / \text{Stromkennzahl}$	
	Maximale Betriebsstunden Gas-Otto Motor	[h]	80.000	
	Maximale Betriebsstunden Zündstrahl Motor	[h]	80.000	
	Volllaststunden	[h]	Jahresstromerzeugung / Installierte Leistung	
	Restlaufzeit BHKW	[a]	(Maximale Betriebsstunden BHKW - Kum. Betriebsstunden BHKW) / Volllaststunden	
	Alterungsrate Wirkungsgrad BHKW	[%-Punkte]	0.5 %-Punkte/10.000 Betriebsstunden	
	Verfügbare Wärme BHKW	[kWh _{th}]	Installierte Leistung _{th} * Volllaststunden	
	Gasbedarf BHKW	[kWh _{Hi}]	Jahresstromerzeugung / η_{el}	
	Gaseinsparung Überbauung	[%]	Neubau BHKW mit 2-facher Überbauung und η_{el} mit Baujahr 2020	(Gasbedarf BHKW Bestand - Gasbedarf BHKW Neubau) / Gasbedarf BHKW Bestand
Wärme- nutzung	Anteil Prozesswärmebedarf	[%]	Sofern nicht in [%] angegeben nach Formel berechnet	Prozesswärmemenge / Verfügbare Wärme BHKW
	Anteil betriebsinterne Wärmenutzung	[%]	Sofern nicht in [%] angegeben nach Formel berechnet	Wärmemenge intern / Verfügbare Wärme BHKW
	Anteil betriebsexterne Wärmenutzung	[%]	Sofern nicht in [%] angegeben nach Formel berechnet	Wärmemenge extern / Verfügbare Wärme BHKW
	Anteil Wärmenutzung mit Erlösen verbunden	[%]	Anteil betriebsexterne + Anteil betriebsinterne Wärmenutzung	
Substrate/ Biogas	Theoretischer Methanertrag	[Nm ³ CH ₄ /a]	$\sum_i \text{Masse Substrat}_i * \text{Methanertrag}_i$	
	Substratkosten	[€/a]	$\sum_i \text{Masse Substrat}_i * \text{Substratkosten}_i$	
	Spezifische, variable Gaskosten	[Ct/kWh _{Hi}]	Substratkosten / Theoretischer Methanertrag * Heizwert Methan	
	Gaseinsparung Überbauung	[€/a]	Spezifische, variable Gaskosten * Einsparung Gasmenge Überbauung	
THG	THG Einsparung durch Güllevergärung	[tCO ₂ -eq/a]	$\sum_i \text{Masse Substrat}_i * \text{Emissionsfaktor}_i$	
	Spezifische RED II Minderung	[gCO ₂ -eq/kWh _{Hi}]	$\frac{\sum_i \text{Gasertrag}_i * \text{RED II Emissionsfaktor}_i}{\text{Theoretischer Gasertrag}}$	

Fermenter	Verweilzeit	[d]	Volumen Fermentersystem / tägliche Frischmassenzufuhr	
	Verweilzeit gasdichtes System	[d]	Volumen gasdichtes System / tägliche Frischmassenzufuhr	
Gärrestlager (GRL)	Gasdichte Abdeckbarkeit GRL	[-]	Für Anlagen ohne Angabe wurde 50% der GRL als abdeckbar angenommen	
	GRL Eintrag	[m³/d]	$\frac{(\sum_i \text{Masse Substrat}_i * \text{Fugatfaktor}_i)}{365}$	
	GRL Kapazität	[Monate]	Volumen GRL / GRL Eintrag / 30	
Gasspeicher	Gasproduktion	[Nm³/h]	Methanertrag / 8760 / Methangehalt	
	Effektives Gasspeichervolumen	[Nm³]	Es wurde eine Sicherheitsmarge von 40% angenommen	Summe Gasspeicher * (1-Sicherheitsmarge)
	Speicherkapazität	[h]	Effektives Gasspeichervolumen / Gasproduktion	

Für das Fermentersystem wurde, sofern ein nachgeschalteter Fermenter angegeben wurde, das System als zweistufig angenommen. Im Bereich der Rührwerke werden im Modell fünf Typen verwendet. Deshalb wurden die Angaben der Umfrage je nach genannten Stichworten diesen fünf Typen zugeordnet. Da hier häufig der Hersteller als Typ genannt wurde, dieser aber ggf. mehrere Typen im Angebot haben kann, besteht hier eine gewisse Fehleranfälligkeit in der Auswertung

- Typ Tauchmotor
- Typ Langachsmotor / Flügel
- Typ Stab
- Typ Zentral
- Typ Paddel

Für die Berechnung einer möglichen Erweiterung der Gasspeicherkapazität (durch Abdeckung offenerer Gärrestlager) wurde anhand der Abdeckbarkeit der Gärrestlager (GRL) und Annahmen für die Geometrie der Behälter (Berechnung der Durchmesser und Höhe anhand des Lagervolumen über eine Minimierung der Oberfläche bei Einhaltung von Obergrenzen) und der Gasspeicher-Geometrie (Annahme Kegelkappe) das mögliche Gasspeichervolumen bei einer Abdeckung berechnet. Weiterhin wurde ein Faktor von 40 % vom Gesamtspeichervolumen abgezogen, um Sonneneinstrahlung, Messungenauigkeiten usw. bei der Ermittlung einer effektiven Speicherdauer zu berücksichtigen.

Für die Berechnung des durchschnittlichen Stromverbrauchs der Feststoffeintrbringung wurde eine durchschnittliche Auslastung der angegebenen Leistung von 70 % angenommen. Der Verbrauch wird spezifisch auf die eingebrachte Masse bezogen. Auf Grund der wenigen Angaben in den Umfragebögen wurde nicht nach Technologie unterschieden.

Sofern Angaben bei "externer Wärmepreis frei Abnehmer" gemacht waren, wurden Netzkosten von 2,5 Ct/kWh_{th} angenommen, um einen für alle Anlagen einheitlichen Wärmepreis frei Anlage ermitteln zu können. Sofern zu den Personalkosten keine Angaben gemacht worden waren, wurden hierfür einheitlich 30€/h angenommen.

Zur Ermittlung des relativen Sanierungsbedarfes wurde die Sanierungskosten auf die Angaben der Gesamtinvestition bei Inbetriebnahme bezogen. Die spezifischen GRL-Abdeckungskosten werden auf das GRL-Volumen (nicht Gasvolumen) bezogen.

Im Bereich der Flexibilisierung wurden die Angaben der Fahrweise zu den drei Gruppen unflexibel, semiflexibel (Grundlast-, Spitzenlast-BHKW oder Hoch-/Niedrig-Tarif) und vollflexibel (Tages- oder Wochenfahrplan) vereinfacht.

2.2.3 Herleitung der Referenz BGA

Um die Modellergebnisse auf Anlagenebene darzustellen und den an der Umfrage teilnehmenden BGA sowie auch allgemein den BGA in Sachsen Empfehlungen für spezifische Anlagentypen zu geben, wurden anhand der Umfrage repräsentative Referenzanlagen ("Referenz-BGA") identifiziert und mittels charakteristischer Parameter beschrieben. Ziel ist es, mit dieser Einteilung möglichst viele BGA des Bestandes in Sachsen abzudecken, so dass Empfehlungen, die für die Referenzanlagen gegeben werden, in der Breite der Anlagen in Sachsen genutzt werden können. Für die Herleitung der Referenz-BGA wurde unter der Prämisse einer möglichst hohen Repräsentativität ein mehrstufiges Vorgehen verfolgt.

- Zunächst wurden eine Auswahl von charakteristischen Parametern zur prinzipiellen Beschreibung von Referenzanlagen getroffen.
- Für diese Parameter wurden Klassen (Größenordnungen) festgelegt, in denen sich die Anlagen bewegen. Diese Klassen basieren sowohl auf der Auswertung der EEG-Daten als auch der Umfrage und sind in Tabelle 6 beschrieben. Die Klassen wurden so gewählt, dass eine gleichmäßige Verteilung aller Anlagen zu den einzelnen Klassen möglich ist. Die BGA aus der Umfrage wurden den Klassen und Abfrage der Kombination der Parameterklassen (n=48) zugeordnet
- Es wurden Parameterklassen identifiziert, in die die meisten Anlagen fallen. Daraus wurden fünf Referenz-Parameterklassen-Kombinationen (kurz Referenzklassen) festgelegt. Sie sind in Tabelle 7 dargestellt.
- Danach erfolgte eine Zuordnung für die restlichen Anlagen der Umfrage (inklusive Monitoring 2017 Daten), die sich nicht direkt einer der fünf Referenzklassen zuordnen lassen, um die Datengrundlage der einzelnen Klassen zu erhöhen. Auf Grund dessen fallen die ausgewerteten Daten wie z.B. der Gülleanteil anders aus als die Werte der Parameterklassen (vergleiche Tabelle 6 mit den Werten in Abbildung 16). Als primäre Parameter gilt zunächst die Bemessungsleistung, da sie bis auf die Referenzklassen REF BGA 1 und REF BGA 2 eine eindeutige Zuordnung zulässt und als wichtigster Parameter angesehen wurde. Die Zuordnung der Referenzanlagen REF BGA 1 und REF BGA 2 erfolgte dann über die weiteren erhobenen Parameter.
- Alle Parameter, die ins Modell integriert werden, wurden dann anhand dieser zugeordneten Anlagen für die jeweilige Referenzklasse ausgewertet. Ausnahme sind Parameter, die nicht ausreichend Daten in den einzelnen Referenzklassen aufwiesen. Diese wurden dann über alle Anlagen ausgewertet.
- Abschließend werden aus allen modellierten Anlagen (basierend auf EEG-Daten) fünf Beispielanlagen ausgewählt, die die höchste Übereinstimmung der Parameter mit den Werten der Umfragedaten und Parameterklassen haben und so stellvertretend für die Referenz-BGA stehen (für Daten siehe Tabelle 15).

Tabelle 6: Parameterklassen für die Einteilung und Charakterisierung von Referenzanlagen (hergeleitet aus der AuRaSa Betreiberumfrage und EEG-Daten)

Parameter		Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Grundlage
Bemessungsleistung [kW _{el}]	Bereich	0-192	192-356	356-485	>485	EEG Daten
	Mittel	111	267	420	664	
Gülleanteil	Bereich	>89,8%	75,3%-89,8%	<75,3%	-	Betreiberumfrage
	Mittel	96%	82%	55%	-	
Wärmenutzung		Ja	Nein	-	-	Betreiberumfrage
GRL Abdeckung		Offen	Gasdicht	-	-	Betreiberumfrage

Tabelle 7: Kombination der Parameterklassen aus Tabelle 6 mit direkt zugeordneten BGA aus der AuRaSa Betreiberumfrage (Referenzklassen)

Kürzel	Bezeichnung	BL	Gülleanteil	Externe Wärmenutzung	Typ GRL	Anzahl direkt zugeordnete BGA
REF BGA 1	Standard offen	Klasse 3	Klasse 3	Ja	Offen	5
REF BGA 2	Standard gasdicht	Klasse 3	Klasse 2	Ja	Gasdicht	4
REF BGA 3	Kleinanlage	Klasse 1	Klasse 2	Nein	Offen	3
REF BGA 4	Mittelklasse	Klasse 2	Klasse 1	Nein	Offen	4
REF BGA 5	Großanlage	Klasse 4	Klasse 2	Ja	Offen	4

2.2.4 Rückmeldung an Betreiber

Die AuRaSaBetreiberumfrage wurde mit einer Rückmeldung an die Betreiber kombiniert. Auf diese Weise sollte der Rücklauf der Befragung erhöht und die Motivation der Betreiber, sich über die Fortführung des Betriebes ihrer Anlage nach Ablauf der ersten Förderphase des EEG Gedanken zu machen, stimuliert werden.

Die Betriebe, die sich an der Umfrage beteiligt haben, erhalten als Rückmeldung eine individuelle Einordnung ihrer Anlage in Form eines DIN-A3-Auswertungsbogens. Aufgebaut ist dieser Bogen wie folgt: Ein ellipsenförmiges, farbiges Symbol in der rechten oberen Ecke lässt erkennen, zu welcher der fünf Referenzklassen (siehe Abschnitt 2.2.3) die jeweilige Anlage zugeordnet wurde. Eine umfassende Datentabelle im oberen Bereich des Bogens vergleicht die Parameter der jeweiligen Anlage zum einen mit den Durchschnittswerten der zugeordneten Referenzklasse und zum anderen mit den Durchschnittswerten aller im Rahmen der Umfrage ausgewerteten Anlagen. Die Tabelle zeigt dabei Kennwerte zu verschiedenen Aspekten der BGA wie zum Beispiel zu den Substraten, den Gärrestlagern oder der Wärmenutzung. Alle Angaben wurden mit einer Bewertung in drei Ampel-Kategorien: Grün=gut, Gelb=Mittel und Rot=Schlecht versehen, um dem Betreiber ein Verständnis und eine externe Beurteilung des weiteren Betriebes seiner Anlage zu vermitteln.

Im unteren Bereich des Auswertungsbogens befindet sich links ein Diagramm, das errechnete Kennwerte zu möglichen Folgekonzepten nach Auslaufen der EEG-Förderung zusammenfasst. Dargestellt sind die Gestehungskosten, der Differenzbetrag und die THG-Emissionen der zugeordneten Referenzklasse für sieben mögliche Folgekonzepte. Ein weiteres Diagramm zeigt die Erlöse pro kWh_{Rohgas} in Abhängigkeit vom THG-Quotenpreis. Verglichen wird dabei wiederum die jeweilige Anlage zum einen mit den Werten der zugeordneten Referenzklasse und zum anderen mit den Werten aller im Rahmen der Umfrage ausgewerteten Anlagen. Unten rechts auf dem Auswertungsbogen befindet sich schließlich eine verbale Zusammenfassung der Ergebnisse, gefolgt von individuellen Hinweisen und Empfehlungen für die jeweilige Anlage. Ein Glossar auf der Rückseite des Bogens stellt zudem einige Begriffe zusammen, die allgemein für Betreiber und speziell im Kontext der Umfrage von Interesse sein können. Die Vorderseite eines exemplarischen Rückmeldebogens ist im Anhang (siehe A 1.4) abgebildet.

Der Rückmeldebogen wurde den Betreibern auf einer Veranstaltung bei der Abschlusspräsentation des LfULG übergeben.

2.3 Bestandsmodellierung

Für die Analyse von Repowering-Maßnahmen und Folgekonzepten für den Weiterbetrieb der Biogasanlagen in Sachsen wurde ein Modell verwendet, das am IER entwickelt worden war (Güsewell et al. 2017, 2019). Damit sollte konsistent und möglichst ganzheitlich für eine größere, heterogene Menge an landwirtschaftliche BGA in Sachsen die Bestandsentwicklungen abgeschätzt werden. Das Modell wird auch zur Analyse einzelner Anlagen z.B. den ausgewählten Referenzanlagen (Tabelle 15) genutzt. Es ist in Matlab geschrieben und modular aufgebaut (Abbildung 5). Es orientiert sich im Aufbau an den Prozessschritten der Biogasproduktion und -nutzung und berücksichtigt 1) Substrataufbereitung, 2) Gasproduktion, 3) Gasaufbereitung, 4) Gasnutzung und 5) Gärrestaufbereitung. Die Hauptabschnitte sind weiter spezifiziert und in Komponenten sowie Technologien aufgeteilt (siehe Abbildung 6). Neben dieser prozessorientierten Aufteilung ist das Modell in die drei Module 'Substratanalyse', 'Auslegung der Referenz BGA' sowie die 'integrierte Analyse über den Betrachtungszeitraum' gegliedert. Die Module bauen aufeinander auf und verfolgen folgende Ziele:

- Modul 1 - Substratanalyse: ermittelt den anlagenspezifischen Substrateinsatz als Hauptinput für die weiteren Module.
- Modul 2 - Auslegung der Referenz BGA: ermittelt alle Komponenten der fünf Hauptabschnitte von Biogasanlagen im Referenzzustand und damit den Status Quo jeder Anlage.
- Modul 3 - Integrierte Analyse über den Betrachtungszeitraum: analysiert und bewertet mit seinen Submodulen 'Folgekonzepte' und 'Szenarien' und erweitert die technischen Parameter um „Bewertungsgrößen“ wie z.B. Bilanzen und ökonomische Parameter.

Die anlagenspezifischen Ergebnisse werden nach verschiedenen Kategorien wie z.B. dem Anteil der Gülle im Substratmix ausgewertet und dann in einem zweiten Schritt als Gesamtbestand aggregiert. Da das Inbetriebnahmejahr jeder Anlage bekannt ist, können mit der Annahme eines 20-jährigen Betriebs im EEG-Modus und einem 10-jährigen Weiterbetriebs im Post-EEG-Modus, bzw. alternativ einer Stilllegung, alle Modellergebnisse einer Anlage den jeweiligen Jahren in der Zukunft zugeordnet und detaillierte Entwicklungskurven für den Anlagenbestand hergeleitet werden.

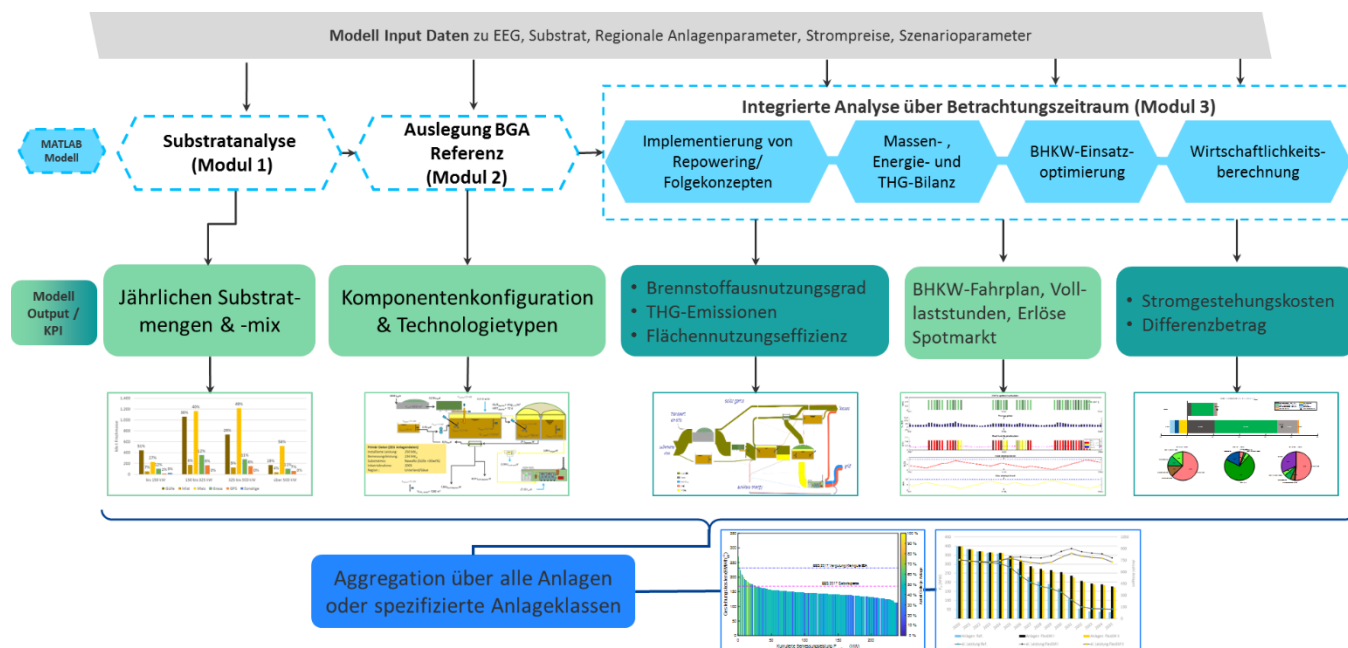


Abbildung 5: Das IER Analyse-Modell für Biogas-Bestandsanlagenentwicklung: Übersicht der Analysemodule, deren Zusammenwirken und möglicher Ergebnisse

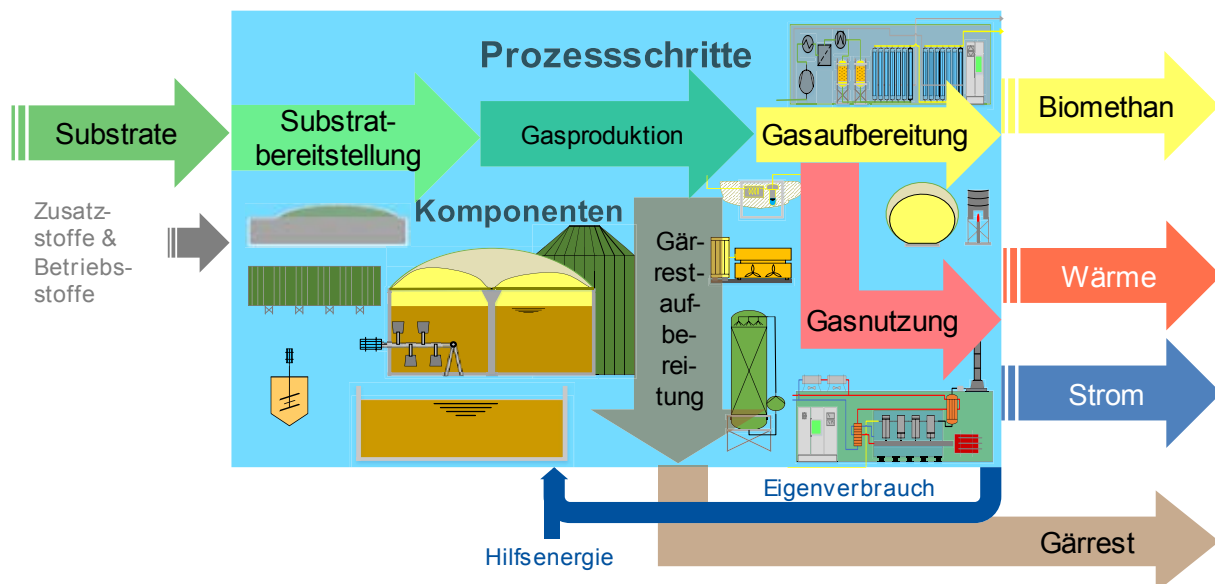


Abbildung 6: Das IER Analyse-Modell für Biogas-Bestandsanlagenentwicklung: Übersicht über die verwendeten Prozessschritte und Anlagekomponenten der Biogaserzeugung und -nutzung

Für einen Vergleich verschiedener Maßnahmen werden zudem wichtige Leistungskennzahlen, wie in Tabelle 8 zu sehen, ausgewertet. Diese decken die Dimensionen Technik, Ökonomie und Ökologie ab und werden dabei für den gesamten Betrachtungszeitraum berechnet.

Tabelle 8: Das IER Analyse-Modell für Biogas-Bestandsanlagenentwicklung: Leistungskennzahlen der Modellanalyse

Dimension	Parameter	Einheit	Erläuterung
Technik	Brennstoffausnutzungsgrad	[%]	Verhältnis von Energieoutput (Strom, Wärme, Gas) zu Energieinput (bezogen auf theoretischen Energiegehalt der Trockenmasse), Bilanzierung als Gate-to-Gate Ansatz
Ökonomisch	Gestehungskosten	Ct/kWh _{el,th,ho}	Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum, die mit der Produktion und Nutzung von Biogas im Zusammenhang stehen
	Anlegbarer Wert (EEG-Ausschreibung)	Ct/kWh _{el,th,ho}	Gesamtkosten abzgl. Gutschriften für Wärme und weitere Erlöse z.B. durch den flexiblen Betrieb oder Wärme
	Differenzbetrag	Ct/kWh _{el,th,ho}	Gesamtkosten abzgl. aller Markterlöse wie Strom, Wärme, Gas oder THG-Quote
	Normierter Kapitalwert	-	Gesamtkapitalwert normiert mit den Gesamtinvestitionen über den Betrachtungszeitraum (als Barwert)
Ökologisch	Treibhausgasemissionen	gCO _{2eq} /kWh _{el,th,ho}	Ermittlung aller Emissionen auf der BGA, Emissionsfaktoren für Substratbereitstellung und Gutschriften für Nebenprodukte (z.B. Wärme) und Güllevergärung (Emissionsminderung) Bilanzierung als Gate-to-Gate Ansatz

Im Folgenden werden Details der in Abbildung 5 genannten Module kurz beschrieben und anhand ausgewählter Ergebnisse einer Beispielanlage des Bestandes in Sachsen illustriert. Die Beispielanlage ist dabei an die Parameter der zweiten Referenzanlage in Tabelle 6 angelehnt.

Im Modul 1 (Substratanalyse) sind die EEG-Daten der Übertragungsnetzbetreiber, die wichtige anlagenspezifischen Informationen wie die elektrische installierte Leistung, die eingespeiste Strommenge und das Jahr der Inbetriebnahme enthalten, mit regionalspezifischen Daten in Sachsen für die durchschnittliche Substratzusammen-

setzung verknüpft. Im Projekt werden diese regionalspezifischen Daten aus den Ergebnissen der AuRaSa-Betreiberumfrage bestimmt. Aus den verknüpften Daten werden die Substratmengen und -zusammensetzung für alle Anlagen des Bestandes ermittelt. Die vorläufigen Ergebnisse hierfür sind in Abschnitt 3.1 abgebildet.

Im Modul 2 (Auslegung BGA Referenz) erfolgt dann auf Basis der Substratmengen und -zusammensetzung die anlagenspezifische Auslegung einzelner Anlagenkomponenten und eine Zuordnung und Auswahl von Technologien auf Basis der regionalspezifischen Daten von Sachsen (aus AuRaSa-Betreiberumfrage). Die verschiedenen Komponenten wie das Fahrсило, die Feststoffeinbringung, der Fermenter oder das BHKW werden dabei im Modell jeweils mit einer Funktion abgebildet. In den Funktionen werden je nach Komponenten unterschiedliche Technologien berücksichtigt und im Modul 2 anhand der relativen Häufigkeit im Bestand festgelegt.

In Modul 3 (Integrierte Analyse über den Betrachtungszeitraum), welches das Herzstück des Modells darstellt, fließen alle Parameter aus Modul 2 als Input ein. Es kann nochmals in verschiedene Submodule unterteilt werden. Die wichtigsten Funktionen und Eigenschaften der Submodule sind in Tabelle 9 kurz in Stichpunkten aufgeführt.

Tabelle 9: Charakterisierung der Submodule des integrativen Analysemoduls 3 im BGA-Modell

Massen-, Energie-, und THG-Bilanzen	BHKW Einsatzoptimierung	Wirtschaftlichkeitsberechnung
■ Konstante Prozessparameter wie Temperatur und Druck ■ Stationäre Bilanzen für Ø-Tageswerte aggregiert auf ein Jahr ■ Massen- und Energiebilanz komponentenspezifisch ■ Wärmebilanz basiert auf durchschnittlichen Monatsmittelwerten ■ Bilanzen für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums erfassen Änderungen durch Austausch von Komponenten ■ Fixe Substrateigenschaften für jede Anlage ■ Massenbilanz unterscheidet zwischen Substrat- und Gasphase ■ THG-Bilanz setzt sich aus festen Emissionsfaktoren für die Substratvorketten und direkten, anlagenspezifischen Emissionen zusammen ■ Nachgelagerte Effekte bei der Gärrestaubsbringung werden berücksichtigt	■ Optimierungsmodell der gemischt-ganzzahligen Programmierung ■ Optimierte Erlöse von maximal zwei unterschiedlichen BHKWs am Day-Ahead Strommarkt über ein Jahr ■ Berücksichtigt historische Daten der (EPEX Spot SE 2018) ■ Bestimmt Vollaststunden der BHKWs ■ Synthetisches Wärmelastprofil muss als Restriktion gedeckt werden, alternativ kann Spitzenlastkessel genutzt werden ■ Berücksichtigt Gas- und Wärmespeicherkapazitäten als Restriktion ■ Mehrerlöse (Flexerlöse) ergeben sich aus den aggregierten Monatserlösen und der Differenz zum Referenzmarktwert (Monatsmittelwert für steuerbare EE) ■ Optimierung erfolgt für einen Zeithorizont von drei Tagen und mit rollierender Planung	■ Basiert auf Kapitalwertmethode nach (VDI-Richtlinie 6025) ■ Unterscheidet zwischen kapital-, bedarfs-, und betriebsgebundenen sowie sonstigen Kosten ■ Bedarfsgebundene Kosten setzen sich aus Substratkosten und Kosten für den Eigenstrombedarf zusammen ■ Betriebsgebundene Kosten setzen sich aus Personal und Wartungskosten zusammen ■ (Regressions-) Kostenfunktionen für einzelne Komponenten und Kostenarten ■ Betrachtet unterschiedliche Lebensdauern, Restlaufzeiten, Restwerte (linear Abschreibung) und Ersatzbeschaffungen aller Komponenten ■ Berücksichtigt Sanierungskosten für Komponenten mit Lebenszeit größer 20 Jahre und Lernraten für BHKWs mittels durchschnittlichen Kostensenkungsraten ■ Erlöse für Wärme, Flexerlöse und mögliche Kapazitätsförderung (Flexzuschlag) werden erfasst

Die Berechnung der Submodule erfolgt für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums. Dadurch wird sichergestellt, dass dynamische Entwicklungen, z.B. die Auswirkung von Alterung und Technologiefortschritt auf Wirkungsgrade, integrativ für alle Leistungskennzahlen erfasst werden. Im Modul 3 erfolgt ebenfalls die Integration der zu untersuchenden Betriebskonzepte und verschiedener Szenarioparameter. Der Weiterbetrieb der Bestandsanlagen nach der 1. EEG-Periode wird über 10 Jahre beginnend mit dem Jahr 2020 betrachtet.

Abbildung 7 zeigt als Output aus dem Submodul 'BHKW Einsatzoptimierung' Ergebnisse des BHKW Einsatzes der Beispiel-BGA über einen Optimierungszeitraum von drei Tagen. Die Anlage ist in diesem Beispiel durch den Zubau eines großen BHKW sowie zusätzlicher Gas- und Wärmespeicherkapazitäten doppelt überbaut. Das Optimierungsmodell versucht das BHKW bevorzugt zu Tageszeiten mit hohen Strompreisen einzusetzen (siehe z.B. 11. März 20-22 Uhr), ist aber durch zusätzliche Bedingungen eingeschränkt.

Im Ergebnis zeigt das Modell dann für den gewünschten Zeitraum und die spezifische Anlage einen auf Stunden aufgelösten optimierten BHKW-Einsatzplan, die Börsenstrompreise, die Wärmelast und -produktion, den Wärmespeicherfüllstand und den Gasspeicherfüllstand (Abbildung 7).

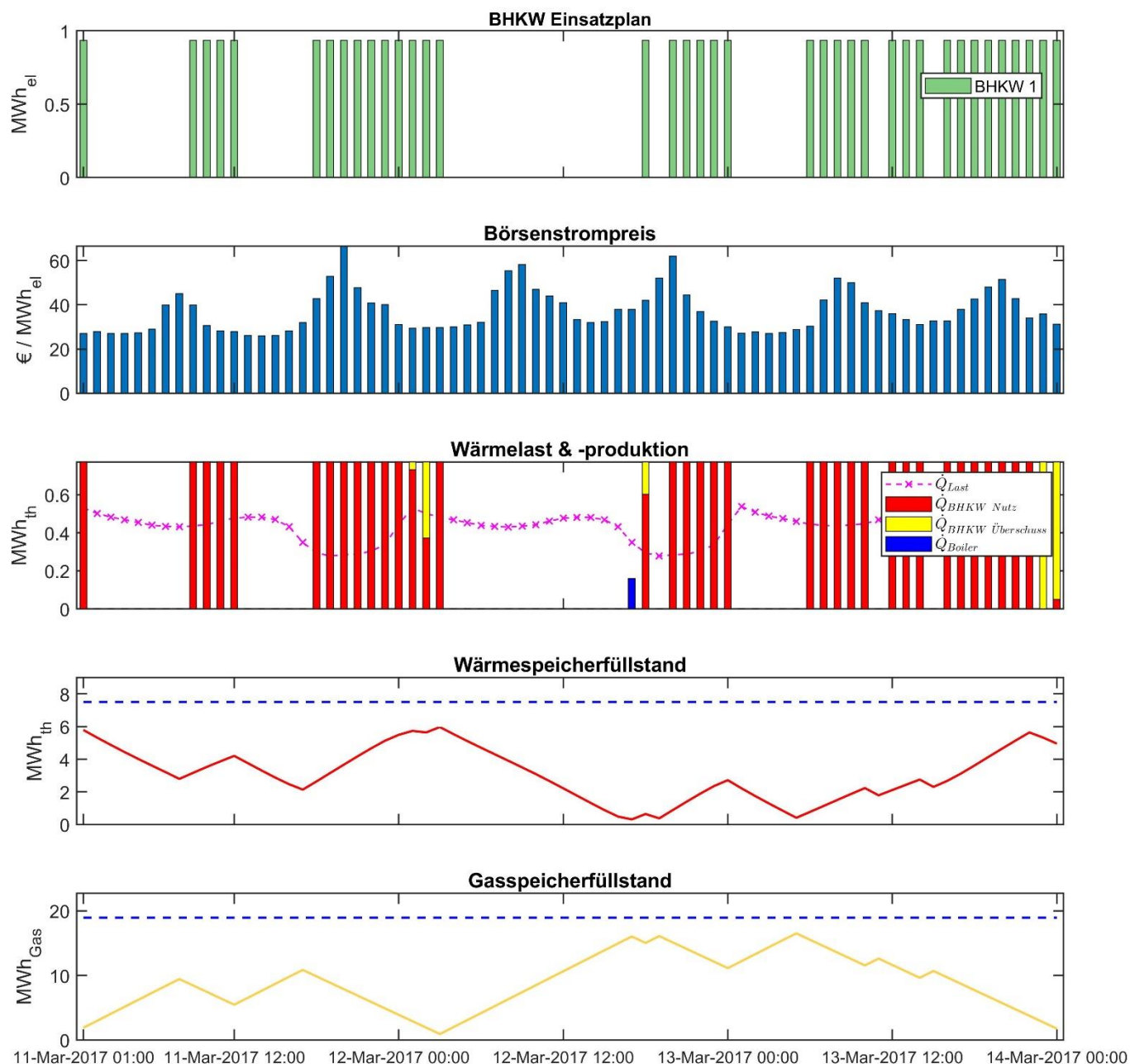


Abbildung 7: Modellierter Einsatzplan einer Beispiel-BGA aus Sachsen mit zweifacher Überbauung über einen Zeitraum von 72h (vom 11.3.17 01:00 h bis 14.3.17 00:00 h)

So zeigt Abbildung 7 z.B., dass, sofern keine Wärme im Wärmespeicher vorhanden ist, die Wärmelast mit dem BHKW oder einem zusätzlichen Brenner gedeckt werden muss (12. März 18 Uhr). Letztere verursacht aber zusätzliche variable Kosten und wird deswegen möglichst wenig eingesetzt. Aufgrund der begrenzten Gasspeicherkapazität muss das kontinuierlich produzierte Biogas bei annähernd vollem Speicher vom BHKW

verbraucht werden (ab 12. März ebenfalls 18 Uhr). Da das synthetische Lastprofil an den durchschnittlichen Wärmenutzungsgraden von Biogasanlagen ausgerichtet ist, führt dies dazu, dass in den meisten Zeiten eines Jahres zu viel Wärme durch das BHKW produziert wird. Dieser Überschuss wird dann mittels Notkühlung an die Umgebung abgegeben (gelbgefärbte Balken). Da die Notkühlung mit Kosten (zusätzlicher Stromverbrauch) belegt wird, versucht das Modell, diese ebenfalls zu vermeiden.

In Abbildung 8 sind die Rohgas- sowie Stromgestehungskosten der Beispielanlage sowie die Anteile der kapital-, bedarfs-, und betriebsgebundenen sowie sonstigen Kosten wie auch Erlöse aus Wärme und dem flexiblen Betrieb dargestellt. Abbildung 8 stellt somit das zusammenfassende Ergebnis des Submoduls ‚Wirtschaftlichkeitsberechnung‘ dar. Die Anteile innerhalb der Kostengruppen (bezogen auf die Stromgestehungskosten) sind zusätzlich noch aufgeteilt in die Prozessschritte aus Abbildung 6 (Substratbereitstellung, Gasproduktion, Gasaufbereitung), die übergreifenden bzw. eingehenden Kosten der Substrate und den Eigenenergie- sowie den Personalbedarf. Der Hauptanteil der Kosten setzt sich dabei aus den bedarfsgebundenen Kosten zusammen, die wiederum zum Großteil aus den Substratkosten bestehen, gefolgt von den Kosten für den Eigenenergiebedarf. Bei den Kapitalkosten und betriebsgebundenen Kosten entfällt der Hauptanteil auf die Gärrestaufbereitung und Gasnutzung. Die Gärrestaufbereitung enthält auch die Kosten für die Abdeckung von Gärrestlagern und den Ausbau der Lagerkapazität. Die Kosten der Gasnutzung resultieren vor allem aus den BHKW-Neuanschaffungen für den Weiterbetrieb, während bei den Komponenten wie dem Fermenter lediglich Sanierungskosten anfallen. Die Rohgaskosten der Anlagen belaufen sich für die Beispielanlage der Referenzklasse REF BGA 1 auf 5,32 Ct/kWh und die Stromgestehungskosten auf 15,26 Ct/kWh. Nach Abzug der Gutschriften (z.B. Erlöse für Wärme) ergibt sich ein anlegbarer Wert von 12,18 Ct/kWh, mit dem die Anlage in die Ausschreibung gehen könnte.

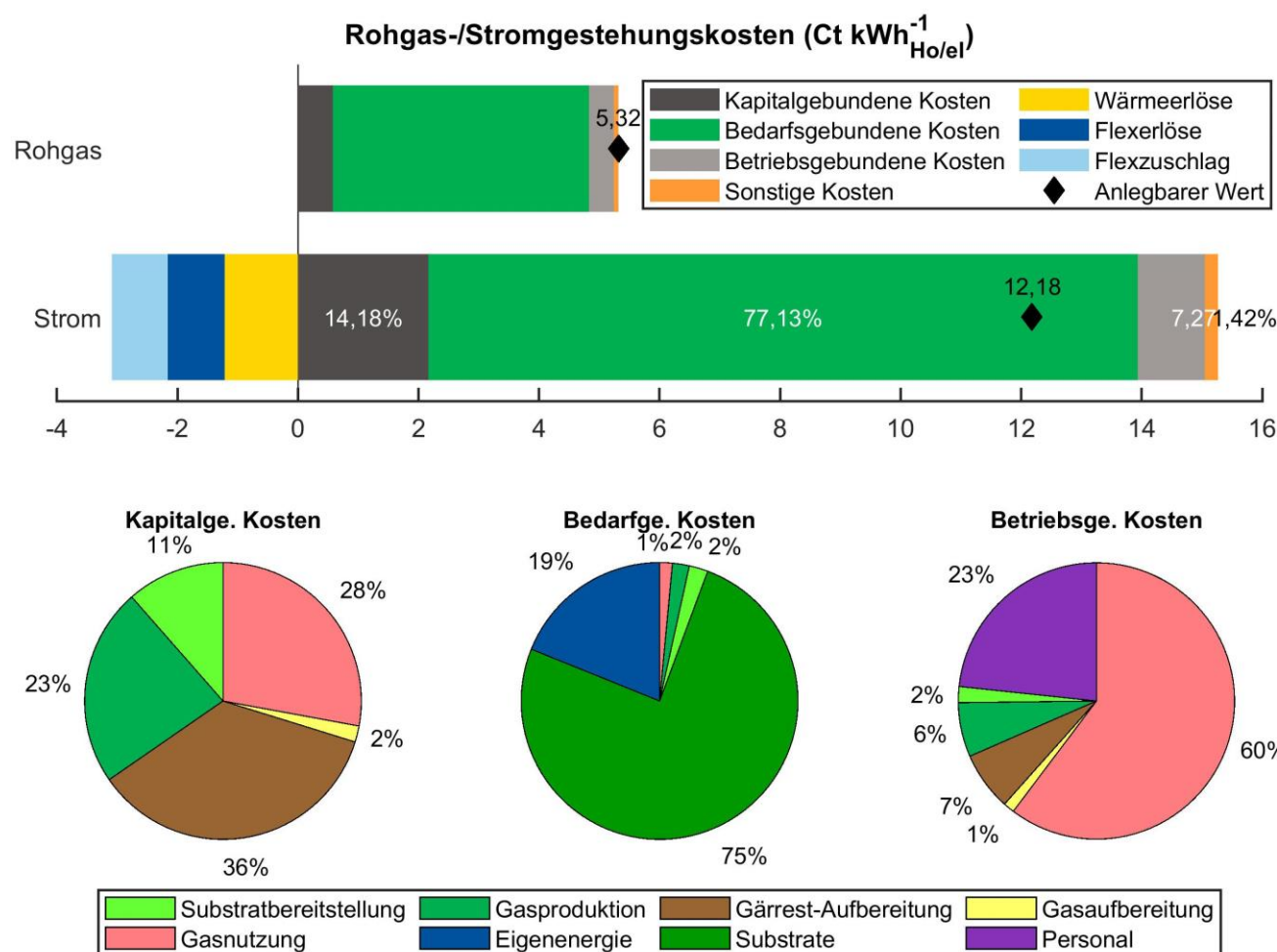


Abbildung 8: Kostenübersicht der Referenzbiogasanlage 'REF BGA1' für 10 Jahre des Weiterbetriebs (Folgekonzept Flex Regulär) im REF Szenario

2.4 Szenariorahmen

Im AP3 werden einerseits der Szenariorahmen für die Szenarioanalyse, andererseits die zu untersuchenden Betriebskonzepte, Geschäftsmodelle und Technologieoptionen (im Weiteren unter dem Begriff „Folgekonzepte“ zusammengefasst) für den Weiterbetrieb festgelegt. Dazu wurden zunächst die in den Szenarien zu variierenden Parameter bestimmt. Sie gliedern sich nach den wesentlichen Faktorengruppen in i) Politischer Rahmen (z.B. EEG Anforderungen wie die Verweilzeit oder der Mindest-Überbauungsgrad) und ii) marktseitiger Rahmen (z.B. Technischer Fortschritt oder Preisentwicklung für z.B. Anbaubiomasse). Daneben werden die unterschiedlichen Ausrichtungen bzw. grundlegende „Thematik“ der Szenarien bestimmt, um abschließend dann die Parameter in den einzelnen Szenarien mit spezifischen Werten zu versehen. Die sich daraus ergebende Parametermatrix ist in Tabelle 10 für die drei erstellten Szenarien dargestellt. Die zu verändernden Szenarioparameter fokussieren sich dabei primär auf den politischen Rahmen. Die Auswirkungen bzw. der Einfluss marktseitiger Parameter, die nicht direkt von der politischen Rahmensetzung abhängen, werden abschließend zusätzlich über Sensitivitätsanalysen für das Referenzszenario und Folgekonzept spezifisch ermittelt. Dazu gehören z.B. die Entwicklung der Substratpreise/Bereitstellungskosten. Für andere Parameter wie die Strombörsenpreise, Wärmepreise, THG-Quotenpreise oder EEG-Umlage werden Zeitreihen für die Jahre 2020 bis 2050 genutzt und den jeweiligen anlagenspezifischen Jahren des Weiterbetriebs zugeordnet (für Daten siehe Tabelle 19).

Als entscheidende Größe, ob ein Weiterbetrieb einer Anlage innerhalb eines Szenarios erfolgt oder nicht und welches Konzept für den Weiterbetrieb genutzt wird, wird der Parameter 'normierter Kapitalwert' genutzt. Der Kapitalwert wird dabei über den Barwert aller Investitionen normiert. Da für die Ermittlung des Kapitalwerts der EEG-Konzepte die Höhe eines möglichen Zuschlags im Ausschreibungsverfahren benötigt wird, wird zudem das Ausschreibungsverfahren vereinfacht simuliert.

Dafür wird zunächst das deutschlandweite Biomasse-Ausschreibungsvolumen auf den BGA-Bestand heruntergebrochen. Dafür wird ein bundesweiter Anteil von Strom aus Biogas, an Strom aus Biomasse von 73% (BMWi 2019a) und ein Anteil der BGA Sachsen am deutschen BGA Bestand von 3% angenommen. Die Ausschreibungsvolumina finden sich ebenfalls in Tabelle 19. Mit dieser Reduzierung ist jedoch eine gewisse Unsicherheit verbunden, dass die Heterogenität des deutschen BGA-Bestandes nicht ausreichend abgebildet wird. Ergebnisse des Projektes NxtGenBGA zeigen, dass z.B. der Anlagenpark Thüringen, der eine gewisse Ähnlichkeit zu Sachsen aufweist, im Vergleich besser abschneidet (im Hinblick auf einen Weiterbetrieb über die EEG-Ausschreibungen) als z.B. der Niedersachsens oder Baden-Württembergs (Güsewell und Eltrop 2020). Bei Vorteilhaftigkeit der sächsischen BGA und einem höheren zur Verfügung stehenden Ausschreibungsvolumen könnten so mehr BGA in den EEG-Anschlussbetrieb gehen. Das Ausschreibungsverfahren wird dann entgegen der realen Ausschreibung mittels eines 'Uniform-Pricing'¹-Ansatz für jedes Jahr simuliert. Dafür gehen jede BGA des betreffenden Jahrs (Annahme BGA geht drei Jahre vor Ende 1. Periode in die Ausschreibung, Vereinfachungen: Nur eine Teilnahme und nur eine Ausschreibung pro Jahr) mit dem jeweils für sie niedrigsten 'anlegbaren Wert' der drei EEG-Folgekonzepte in die Ausschreibung. BGA mit einem anlegbaren Wert über der jeweils geltenden Höchstgebotsgrenze sind ausgeschlossen. Die letzte Anlage, die noch innerhalb des Ausschreibungsvolumen liegt, setzt dann den zu ermittelnden EEG-Erlös, der für alle Anlagen des gleichen Jahres/Ausschreibung gilt.

Im Folgenden wird kurz der thematische Hintergrund und die Ausgestaltung der einzelnen Szenarien erläutert.

Referenzszenario „REF“

Das Referenzszenario „REF“ beschreibt die Fortschreibung der derzeitigen Rahmenbedingungen rund um das EEG 2017 ohne weitere Änderungen. Es wird jedoch angenommen, dass der Weiterbetrieb für alle Anlagen, d.h.

¹ Beim Ausschreibungsverfahren nach „uniform pricing“ erhalten die niedrigsten Gebote den Zuschlag. Am Ende der Ausschreibungsrunde ist der Förderbetrag für alle ausgeschriebenen Anlagen allerdings gleich. Die Höhe der Förderung entspricht dem höchsten Gebot, das noch einen Zuschlag erhalten hat, und wird auf alle anderen übertragen. Das Verfahren „uniform pricing“ hat zur Folge, dass einige Bieter eine höhere Förderung erhalten, als sie im Bieterverfahren angemeldet haben.

auch über den aktuellen Ausbaukorridor bis 2022 hinaus, möglich ist und die gleichen Ausschreibungsvolumina zu Verfügung stehen. Es gelten gemäß gesetzlicher Regelung eine Mindestverweilzeit im gasdichten System von 150 Tagen und eine Mindest-GRL-Kapazität von 9 Monaten. Weiterhin gilt die Degression der Höchstgebotsgrenze von 1%/a.

Szenario „Gülle +“ und der Ausbau der Förderung von Kleinanlagen und der Güllevergärung

Das Szenario „Gülle+“ beschreibt eine Weiterentwicklung des EEG, in der primär eine verstärkte Güllenutzung durch veränderte Förderkonditionen angestrebt wird. Die Weiterentwicklung und Veränderungen der Förderkonditionen basieren dabei zum Teil auf Vorschlägen des Bioenergie- und Biogas-Fachverbandes zur Weiterentwicklung EEG bzw. zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030 (BBE et al. 2018) sowie den Ergebnissen des Projektes „Hembio“ (Scholwin et al. 2019). So wird für kleinere Anlagen unter 200 kW_{el, BL} eine höhere Höchstgebotsgrenze von 19 Ct/kWh zugelassen. Auch wird die Degression ausgesetzt und deutlich mehr Ausschreibungsvolumen festgelegt. Weiterhin wird eine Änderung der 150-Tage-Regel vorgenommen. Es gilt ein Minimum von 60 +1 Tage/%-Punkt-nicht-Gülle im Substratmix. Als letzter Punkt wird zusätzlich eine Mindestanforderung an die THG-Reduktion für die Teilnahme der Ausschreibung gefordert. Dieser wird auf 70 % des fossilen Referenzwertes von 658,8 g/kWh_{el} festgelegt. Darüber hinaus wird die EEG-Umlage auf Eigenstrom abgeschafft.

Szenario „Flex++“ mit einer stärkeren Flexibilisierungs und einem Kraftstoffquotenbedarf

Das Szenario „Flex++“ beschreibt zwei Entwicklungen, die auf Grund der Dringlichkeit des Klimaschutzes (IPCC, Deutsche Koordinierungsstelle 2018) und den Debatten um einen CO₂-Preis und den Kohleausstieg in Zukunft Realität werden könnten. Biomethan könnte im Kraftstoffsektor auf Grund des hohen THG-Einsparpotentials eine stärkere Nachfrage und steigende Preise erfahren. Andererseits könnten durch einen verschärften Kohleausstieg, d.h. den Abbau konventioneller gesicherter Leistung, Erlöse für BGA am Strommarkt steigen, da sich das Strompreisniveau erhöht und die Preisschwankungen sich verstärken (Matthes et al. 2019). So gibt (Fernahl et al. 2017) für Biomasse-Spitzenlast einen durchschnittlichen Vermarktungswert von 80 €/MWh im Jahr 2025 bei einem CO₂-Preis von 75 €/t CO₂ an. Um der gleichzeitig steigenden Flexibilitätsnachfrage durch einen forcierten EE-Ausbau strategisch zu begegnen, könnte die Förderung nach gesicherter EE-Leistung durch eine Erhöhung des Mindest-Überbauungsgrades ermöglicht werden. Die Degression wird wie im "Gülle+"-Szenario ausgesetzt und zudem auch die Ausschreibungsvolumina deutlich erhöht.

In Tabelle 10 sind die Parameter und Annahmen für die drei Szenarien in einer sogenannten Parametermatrix zusammengestellt.

Tabelle 10: Parametermatrix für die Szenarioanalyse

Kategorie	Parameter	Beschreibung	Einheit	Szenario REF	Szenario Gülle +	Szenario Flex++
(EEG-) Anforderungen	Min. Grad der Überbauung		-	2	2	3
	Verweilzeit	Mindest-Verweilzeit im gasdichten System	d	150	60 d plus 1d/ %-Punkt nicht Güllesubstrat	150
	GRL Kapazität		Monate	9		
EEG Erlösoptionen	EEG-Marktprämie	Höchstgebotsgrenze	Ct/kWh	16,9	16,9 (BL>200) 19 (BL<200)	16,9
	Degression Höchstgebot	Jährliche Reduktion der Höchstgebots-grenze	- %/a	Ja	Nein	Nein
	Flex Zuschlag/ Kapazitätsförderung	Spezifische jährliche Förderung für den Zubau von Leistung	€/kW*a	40		
	Aufschlag kurzfristige Flexibilität	z.B. für Regelleistung und Intradayhandel	% der Flex-erlöse	10	10	25
	EEG-Umlage	Auf Eigenstrom-verbrauch	-	Ja	Nein	Ja
Technischer Fortschritt	BHKW – Wirkungsgrad	Jährliche Steigerung für neue BHKW	%-Punkte/a	niedrig (0,1)		
	BHKW - Investition	Jährliche Reduktion der BHKW Investitionskosten	%/a	niedrig (1)	niedrig (1)	mittel (2)
Ökonomische Entwicklung	THG-Quotenpreis	Steigerung in Anlehnung an CO2 Preisentwicklung	%/a	Siehe Tabelle Tabelle 19		
	Stromerlöse	Durchschnitt	Ct/kWh	4*	Siehe Tabelle Tabelle 19	
	Wärmeerlöse	Durchschnitt	Ct/kWh	3**		
	Substratkosten	Jährliche Steigerung für Silagen/Nawaro	%/a	1	1	4

Mit dynamische Preissteigerung von * 1.8%/a,** 3,8%/a

2.5 Betriebskonzepte, Geschäftsmodelle und Technologieoptionen (Folgekonzepte)

Die im Projekt untersuchten Folgekonzepte, die in jeweils drei Szenarien analysiert wurden, werden hier stichpunktartig beschrieben und definiert. Die Folgekonzepte sind in die Gruppen i) 'Anschlussbetrieb im EEG' und ii) 'Weiterbetrieb außerhalb des EEGs' unterteilt. Letztere teilt sich nochmals auf in iia) Eigenenergienutzungskonzepte und iib) Gasaufbereitungskonzepte. Die wichtigsten Parameter zur Beschreibung sowie die Auswirkungen auf Leistungskennzahlen, z.B. Bemessungsleistung, sind anhand des Referenzbiogasanlagentyps REF BGA1 in Tabelle 11 aufgeführt.

2.5.1 Folgekonzepte in der Gruppe 'Anschlussbetrieb im EEG'

Folgekonzept "Flex Regulär" - Flexibilisierung und EEG-Anschluss mittels regulärer Überbauung

Es erfolgt eine doppelte Überbauung, um die Mindestanforderung zu erfüllen. Die Bemessungsleistung bzw. der Substrateinsatz werden nicht verändert. Zur Einhaltung der 150 Tage Verweilzeit werden Gärrestlager abgedeckt und ggf. Behältervolumen für die Einhaltung der Gärrestlagerdauer oder auch der Verweilzeit zugebaut. Es wird eine Sanierungsrate von 20% für alle Anlagenkomponenten mit einer Lebensdauer größer als 20 Jahre angenommen. Alle weiteren Komponenten werden nach Ende ihrer Lebenszeit durch Ersatzinvestitionen ersetzt.

Folgekonzepte "Gülle min" und "Gülle-Opt" - Flexibilisierung und EEG-Anschluss über Reduktion der Bemessungsleistung

- Folgekonzept "Gülle-Min" Umbau zur „reinen Gülle-BGA“ und dem Verzicht auf den Einsatz von NawaRo und sonstiger Substrate. Die installierte Leistung bleibt unverändert, sofern das BHKW noch Restlaufzeit besitzt und ein Überbauungsgrad von 2 eingehalten werden kann. Kann dies nicht erfolgen, wird ein weiteres BHKW zugebaut. Es erfolgt keine Sanierung der BGA, lediglich die für den Weiterbetrieb notwendigen Ersatzbeschaffungen werden getätigt. Das Konzept zielt vor allem auf Anlagen, die aktuell keine 150 Tage Verweilzeit aufweisen können.
- Folgekonzept "Gülle Opt": Reduzierung des NawaRoeinsatzes. Dies wird über eine Substratoptimierung (Minimierung variablen Gaskosten) gelöst, die zum Ziel hat, mit den bestehenden Fermentern und vorhandenen gasdichten Gärrestlagern (GRL) die Verweilzeit von 150 Tagen einzuhalten. Als weitere Randbedingungen müssen alle bisher genutzten Wirtschaftsdünger (WD) weiter genutzt werden. Je nach BGA reduziert sich so die Bemessungsleistung. Es wird eine Sanierungsrate von 10 % angenommen.

2.5.2 Folgekonzepte in der Gruppe 'Weiterbetrieb außerhalb des EEG'

Eigenenergiekonzepte "KWK-Eigen" und "Wärme-Eigen"

- Nutzung der Strom- und Wärmeproduktion im landwirtschaftlichen Betrieb selbst: Dazu wird dem landwirtschaftlichen Betrieb der jeweiligen Referenz-BGA ein Strom- und Wärmeverbrauch zugeordnet. Als spezifische Bezugsgröße wird die Größe des Betriebs anhand der bewirtschafteten Fläche und der Großviehanzahl herangezogen. Diese wurden für die fünf Referenzklassen aus den Umfragewerten ermittelt. Ausgehend von dem Jahresverbrauch wurden zudem durchschnittliche Lasten ermittelt. Der Wärmeverbrauch liegt dabei mengenmäßig deutlich über dem Stromverbrauch. Die Konzepte werden zudem mit einer Substratoptimierung (Minimierung variablen Gaskosten) kombiniert. Nebenbedingung der Optimierung ist ausreichend Gas für den Strombedarf (KWK-Eigen) bzw. Wärmebedarf (Wärme-Eigen) bereitzustellen. Weiterhin soll möglichst das vorhandene Wirtschaftsdünger-Potential genutzt werden, dessen Einsatz darf nicht unter 80% des ursprünglichen Werts sinken. Es gilt keine 150 d-Regel. Die beiden Eigenenergiekonzepte unterscheiden sich wie folgt:
- Folgekonzept "KWK-Eigen": Eigenstrom- und Wärmeversorgung mittels BHKW: Der "Erlös" wird aus der eingesparten Strom-/Wärmemenge und dem zugrundeliegenden Zukaufpreis berechnet. Es wird von einer anteiligen EEG-Umlage von 40% auf den selbstgenutzten Strom ausgegangen. Etwaiger Überschussstrom wird zu Börsenpreisen verkauft.
- Folgekonzept "Wärme-Eigen": Reine Wärmeerzeugung mittels eines Biogaskessels zur Eigenwärmeversorgung. Der "Erlös" wird aus der eingesparten Wärmemenge und dem zugrundeliegenden Zukaufpreis/Bereitstellungskosten berechnet.

Gasaufbereitungskonzepte "Biomethan-Netz" und "Bio-CNG"

- Umrüstung zur Biomethanaufbereitungsanlage und Beibehaltung des Substrateinsatzes: Es wird angenommen, dass mit dem bisherigen Substratmix weiterhin eine ausreichende Gasqualität und konstante Rohgaserzeugung erfolgen kann, da die Anlagen im bisherigen KWK-Betrieb in der Regel eine hohe Volllaststundenzahl aufweisen, was wiederum eine konstante Gasproduktion voraussetzt. Kleinere Schwankung lassen sich mit den vorhandenen Pufferspeichern des Gasraumes ausgleichen. Weiterhin lassen sich die Aufbereitungsverfahren bis zu einem gewissen Grad auch mit einer geringen Auslastung (Teillast) betreiben. Es gilt keine 150 Tage-Regel. Jedoch ist für die Teilnahme am THG-Quotenmarkt des Kraftstoffsektors eine Mindestminderung der THG-Emissionen erforderlich. Die Konzepte teilen sich auf wie folgt:
- Folgekonzept "Biomethan-Netz": Biogas-Aufbereitung mittels Membrantrennverfahren; Einspeisung ins lokale Gasnetz. Als Gaspreiserlöse wurden 2 Ct/kWh_{H₀} plus vermiedene Netzentgelte von 0,7 Ct/kWh_{H₀} angenommen.

- Folgekonzept "Bio-CNG": Aufbereitung mittels chemischer Wäsche und der Bereitstellung von CNG an einer lokalen Gastankstelle. Die Gaserlöse wurden ausgehend von Tankstellenpreisen von 1.066 €/kg Erdgas unter Abzug von Mehrwert- und Energiesteuer, Tankstellenmarge sowie Transportkosten ermittelt. Die Gaserlöse frei Anlage liegen deswegen etwas höher als die der Netzeinspeisung.

In Tabelle 11 sind die Folgekonzepte anhand der BGA-Auslegungsparameter und Kennzahlen der REF BGA 1 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 11: Vergleich der EEG-Folgekonzepte anhand BGA-Auslegungsparameter und Kennzahlen der REF BGA 1 (Umsetzung im REF Szenario)

Kategorie	Parameter	Flex Regulär	Gülle Min	Gülle Opt	KWK-Eigen	Wärme-Eigen	Biomethan-Netz	Bio-CNG
Hauptprodukte		Strom & Wärme				Wärme	Gas & THG Quote	
Konzeptionierung & Anpassung an Szenariorahmen	Überbauungsfaktor/Technologie	2			1,25	Gaskessel	Membrantrennverfahren	Chemische Wäsche
	BHKW Auslegung	Ein neues BHKW	Alt BHKW + Zusatz BHKW		Austausch Alt-BHKW sofern notwendig	-	-	-
	Anpassung des Substratmix	Keine Anpassung sofern Maisdeckel eingehalten	Nur WD wie im Ausgangszustand	Substratoptimierung* mit Ziel Erhalt BL und Einhaltung 150 d HRT, WD gedeckelt bei Menge im Ausgangszustand	Substratoptimierung* mit Ziel Angleichung BL an Eigenbedarf, WD muss min. 80% des Ausgangszustandes betragen		Keine Anpassung	
	150 d im Gasdichten System erforderlich	Ja	Nein	Ja	Nein		Nein	
	Sanierungsrate**	20	0	10	10		20	
Neue Anlagenparameter	Bemessungsleistung	487 kW _{el}	114 kW _{el}	213 kW _{el}	87 kW _{el}	525 W _{th}	1200 kW _{Ho}	1246 kW _{Ho}
	Installierte Leistung	974 kW _{el}	243 kW _{el}	443 kW _{el}	122 kW _{el}	1409 kW _{th}	-	-
	WD-Anteil	72%	100%	72%	100%	87%	72%	72%
	Verweilzeit Gasdichtes System	167	162	156	110	78	65	65
	Netto-Wärmeausnutzung (ohne Eigenbedarf)	41%	100%	81%	100%	100%	-	-

*Minimierung variable Gaskosten, ** für Komponenten mit Lebensdauer über 20 Jahren

3 Ergebnisse

3.1 Auswertung und Aufbereitung der EEG-Daten

Im Teil 1 des AP2 wurden die EEG-Daten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB 2017) ausgewertet. Die Anlagen in Sachsen liegen dabei ausschließlich im Netzgebiet von 50 Hertz. Die EEG-Daten bestehen zum einen aus den EEG-Stammdaten, welche die Parameter wie den Ort, das Jahr der Inbetriebnahme und die installierte Leistung beinhalten sowie zum anderen aus den EEG-Bewegungsdaten, die die Art der Vergütung und zugehörige eingespeiste Strommengen beinhalten. Bei den Anlagen der EEG-Daten handelt es sich ausschließlich um die Generatoren der BHKW und nicht um Biogasanlagen im Sinne von Gasproduktionsanlagen. D.h. es können mehrere EEG Anlagen eine Biogasanlage bilden z.B. Satelliten-BHKW oder mehrere BHKW an einem Standort. In den EEG-Daten wird nach dem Energieträger Biomasse unterschieden, eine weitere Differenzierung erfolgt über die Vergütungsschlüssel der Bewegungsdaten. Jedoch hat hier eine Veränderung der Struktur der Vergütungsschlüssel (seit 2013/14) zu einem Informationsverlust geführt.

Die Auswertungen beziehen sich auf die kombinierten EEG-Daten der Jahre 2014-2018. Als weitere Datenquelle wurden Daten des eingeführten Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur in die Analyse integriert (BNetzA 2019c). Jedoch sind immer noch viele Anlagen nicht vollständig mit allen Parametern eingetragen. Ebenso enthalten die Informationen keine Bewegungsdaten, es werden aber Angaben zum Brennstoff z.B. „Biogas vor Ort verstromt“ gemacht. Derzeit werden dort 516 Biomasseanlagen für Sachsen aufgeführt. Ganz offensichtlich können dies also keine kompletten Biogasanlagen in Sachsen sein (von denen es ja nur etwa 300 gibt, sondern es handelt sich um BHKW, von denen mehrere einer Biogasanlage zuzuordnen sind.

In der Auswertung konnten 440 Biomasseanlagen (Generatoren) mit Bewegungsdaten verknüpft werden. Nach Zuordnung von Landkreisen und einer Aggregation über gleiche Adressen, was einem Zusammenschluss mehrere Generatoren bedeutet, sowie einer Filterung von Vergütungskategorien, die Biomethanaufbereitung, eine Vergütung für Substrate wie Holz und Abfall ausschließen, bleiben 308 Datensätze erhalten, die als Biogasanlagen identifiziert wurden. Anschließend werden weitere Anlagen mit einer Bemessungsleistung kleiner als 30 kW_{el} bzw. größer als 2 MW_{el}, Anlagen mit Volllaststunden größer 8760 h und kleiner 1000 h aussortiert. Daraus ergibt sich aktuell ein finaler Datensatz mit 284 Anlagen und einer installierten Gesamtleistung von 134 MW_{el}. Die Verteilung nach der Bemessungsleistung ist in Abbildung 9 dargestellt. Die meisten Anlagen liegen unter 600 kW_{el}, der Mittelwert beträgt 369 kW_{el}. Die Anzahl deckt sich mit Angaben des LfULG 2018, hier liegt der Mittelwert der Bemessungsleistung jedoch etwas höher, nämlich zwischen 415-450 kW_{el}. Diese Diskrepanz lässt sich auf die nicht eindeutige Zuordnung der EEG-Vergütungskategorien zurückzuführen und, dass mehrere EEG-Anlagen eine Biogasanlage bilden können.

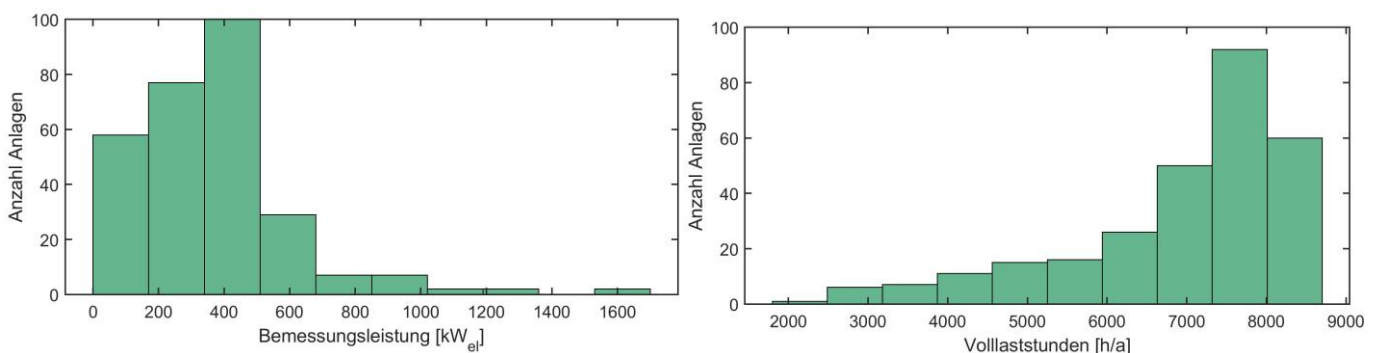


Abbildung 9 Verteilung der Bemessungsleistung (links) und Volllaststunden (rechts) der BGA in Sachsen

In Abbildung 9 sind auch die Volllaststunden der BGA in Sachsen dargestellt, die eine Beurteilung eines flexiblen Betriebes ermöglichen sollen. Dieser Flexibilisierungsstand der BGA in Sachsen zeigt, dass derzeit nur 21 Anlagen Volllaststunden unter 4380 h aufweisen, was einer 2-fachen Überbauung entsprechen würde. Einige wenige Anlagen liegen auch noch unter 4000 Volllaststunden. Bei diesen Anlagen könnte es sich auch um nicht richtig zugeordnete wärmegeführte Biomethan-BHKW handeln oder Anlagen mit hohen Ausfallzeiten.

Insgesamt ist für Sachsen davon auszugehen, dass der Großteil der BGA-Anlagen nicht flexibilisiert ist und dies den aktuellen Referenzfall darstellt.

3.2 Ergebnisse aus der AuRaSa-Betreiberumfrage

Die Auswertung der Betreiberumfrage trennt sich in einen allgemeinen Teil, der eine Übersicht über den BGA-Bestand in Sachsen gibt, und einen spezifischen Teil, der die Umfragedaten für die fünf Referenz-Biogasanlagen aggregiert und so als Input für die Modellierung dient.

Aus der Auswertung der AuRaSa-Betreiberumfrage lässt sich auch ermitteln, inwieweit es in der Befragung gelungen ist, einen repräsentativen Querschnitt aus dem Anlagenbestand in Sachsen abzubilden.

3.2.1 Der BGA-Bestand in Sachsen (- Auswertung der AuRaSa-Betreiberumfrage)

BGA-Kenndaten und technischer Teil

Die Verteilung der Bemessungsleistung der BGA aus der AuRaSa-Umfrage (Abbildung 10) deckt sich mit der Analyse des Gesamtbestandes aus den EEG-Daten (vgl. Abbildung 9). Im Mittel liegt sie bei 341 kW_{el}, kumuliert bei 11,6 MW_{el} (bezogen auf die Umfrage-BGA). Die installierte Leistung beträgt im Mittel 412 kW_{el} und insgesamt 14 MW_{el} (siehe Abbildung 28), was ca. 10% des Gesamtbestandes entspricht. Der Gülleanteil (=alle Wirtschaftsdünger) liegt im Durchschnitt bei 85% und damit sehr hoch. Nur wenige BGA liegen bei unter 70%. Eine detaillierte Aufteilung der Substrate für den Gesamtbestand findet sich in Abbildung 28.

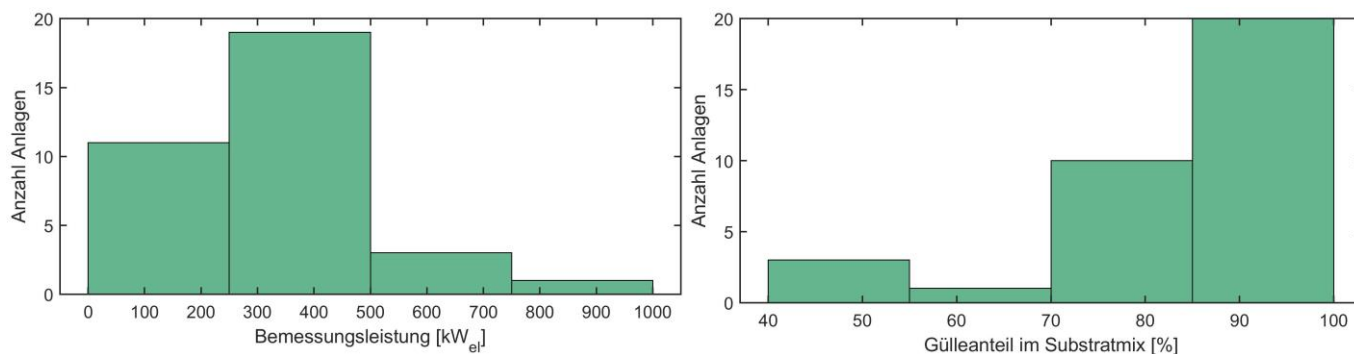


Abbildung 10: Bestandsverteilung Bemessungsleistung (links) und Gülleanteil im Substratmix (rechts) in den BGA der AuRaSa-Betreiberumfrage

Die Verweilzeit im gasdichten System fällt dementsprechend sehr niedrig aus (Abbildung 11) und liegt im Mittel bei 87 Tagen. Nur wenige Anlagen können die im EEG 2017 geforderten 150 Tage bereits jetzt einhalten. Wird jedoch eine mögliche Abdeckung offener Gärrestlager mit einbezogen, steigt das Mittel der Verweilzeit auf 183 Tage. Einige Anlagen müssten jedoch auf Grund von nicht vorhandenen technischen Möglichkeiten bestehende Gärrestlager abzudecken, neue Gärrestlager errichten. Dieser Umstand wurde deshalb in die Modellierung aufgenommen, um die hierfür erforderlichen zusätzlichen Kosten zu berücksichtigen.

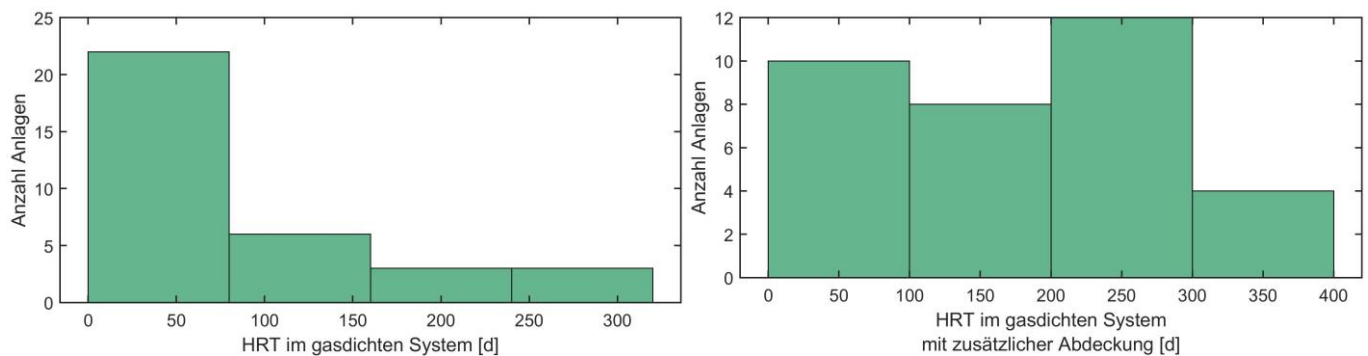


Abbildung 11: Bestandsverteilung der Verweilzeit im gasdichten System aktuell (links) und bei Abdeckung von offenen Gärrestlagern, sofern dies als möglich angegeben wurde (rechts) in den BGA der AuRaSa-Betreiberumfrage

Ähnlich sieht es beim Wert 'Gasspeicherkapazität im Bestand' aus (Abbildung 12). Im Mittelwert liegt er bei 6 Stunden, könnte aber durch Abdeckung bestehender Gärrestlager auf 18 Stunden steigen. Dies ist ein Wert, der für eine doppelte Überbauung als ausreichend angesehen werden kann.

Bei der Gärrestlager-Kapazität (berechnet anhand Volumen-Angaben, nur BGA-Bezug) liegt das Mittel bei 5,8 Monaten (Abbildung 13). Die für den Gesamt LWB angegebenen WD-Lagerkapazitäten liegen im Mittel jedoch bei 7,8 Monaten. Trotzdem wären so je nach Betrieb auf Grund der Düngeverordnung (DüV) neue Investitionen in zusätzliche Lager notwendig.

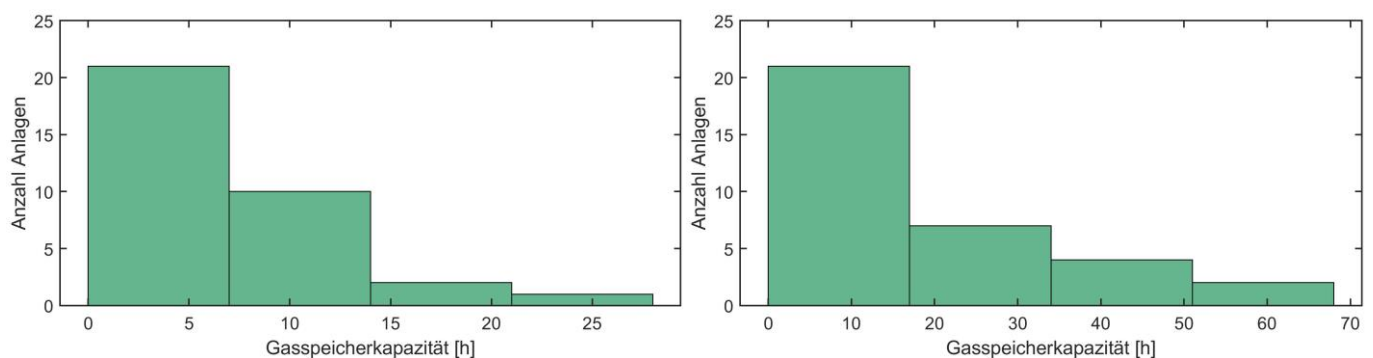


Abbildung 12: Bestandsverteilung Gasspeicherdauer aktuell (links) und bei Abdeckung von offenen GRL, sofern dies als möglich angegeben worden ist (rechts) in den BGA der AuRaSa-Betreiberumfrage

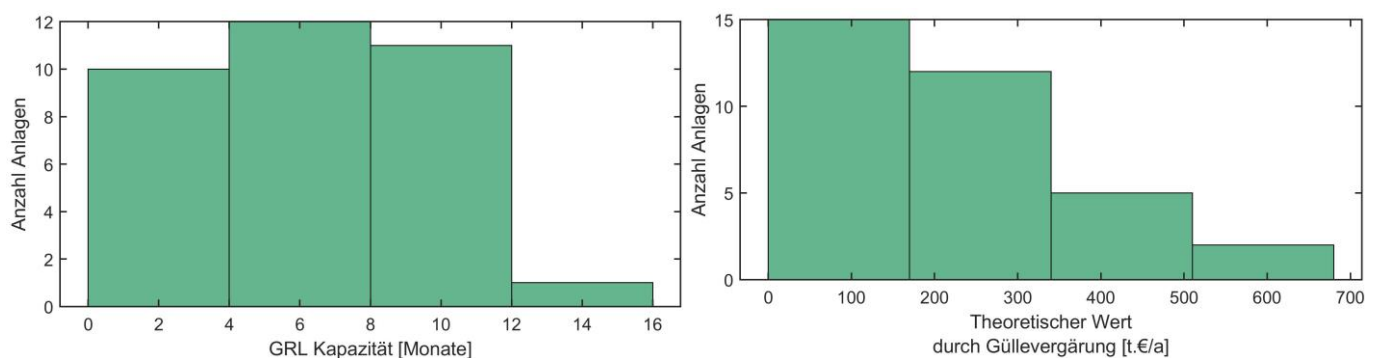


Abbildung 13: Bestandsverteilung Gärrestlagerkapazität (links) und theoretischer Wert (absolut pro Jahr) der Güllevergärung bei einem CO₂-Preis von 180 €/tCO₂ (rechts) in den BGA der AuRaSa-Betreiberumfrage

Im Weiteren werden stichpunktartig die wichtigsten Erkenntnisse aus den Umfrageergebnisse wiedergegeben. Sie fließen aber nicht notwendigerweise in die Modellierung ein. Die vollständigen Darstellungen hierzu sind im Anhang unter Abschnitt A 1.2 zu finden.

Genereller Betrieb und Wärmenutzung

- Flexibler Betrieb: 84 % der Antworten geben als Fahrweise den unflexiblen Dauerbetrieb (Grundlast) an.
- Wärmenutzung: Von der bruttoerzeugten Wärme werden im Durchschnitt 28,3 % intern genutzt. Der durchschnittliche interne Wärmepreis beträgt 2,6 ct/kWh. Von der bruttoerzeugten Wärme werden im Durchschnitt 38,3 % extern verwendet. Der durchschnittliche Wärmepreis (frei Abnehmer) beträgt dabei 7,9 ct/kWh. Darauf aufbauend zeigt Abbildung 14 zusätzlich die Verteilung für die gesamte Netto-Wärmenutzung, die aufbauend auf der theoretischen verfügbaren Bruttowärme berechnet wurde. Der Durchschnitt liegt bei 19 %. Die Verteilung ist jedoch sehr ungleich, viele Anlagen liegen nahe bzw. unter dem Durchschnitt, während einige Anlagen eine sehr hohe Wärmenutzung vorweisen. Die am meisten genannten Abnehmer der extern verwendeten Wärme sind Wohnhäuser (57 %)

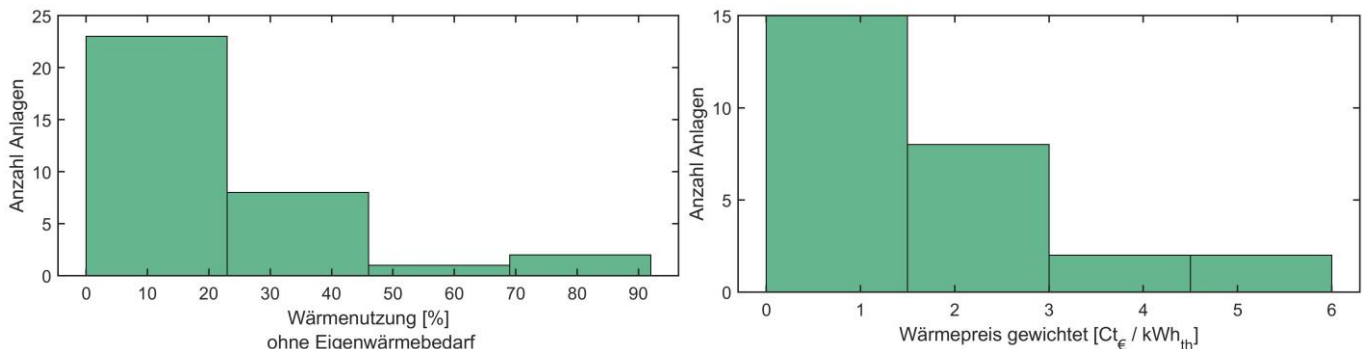


Abbildung 14: Bestandsverteilung der Wärmenutzung (ohne Eigenwärme, entspricht Nettowärmenutzung) (links) und dem erzielten spezifischen Wärmepreis, gewichtet nach Wärmenutzungsanteilen betriebsintern und -extern (rechts) in den BGA der AuRaSa-Betreiberumfrage

- Substrataufbereitung: Rotacut ist das meist genannte Verfahren zur Substrataufbereitung (36 %), gefolgt von Getreidequetschen (19 %).
- Feststoffeinbringung: Dosierer (58 %) ist die am häufigsten genannte Option.

Weiterbetrieb in der Post-EEG-Zeit

- 85 % der BGA Betreiber streben einen Weiterbetrieb nach Auslaufen der Betriebszeit im EEG an. Trotz dieses hohen Prozentsatzes befinden sich unter den Antworten 81 % nicht in einer aktiven Planung zur Vorbereitung eines Weiterbetriebs. Ein Grund könnte die noch hohe Restlaufzeit bei vielen Anlagen (Abbildung 15) sein. Im Mittel liegt diese bei 10 Jahren. Die Restlaufzeit der vorhandenen BHKW liegt dagegen deutlich darunter. Im Mittel über alle BHKW liegt diese bei nur 2,5 Jahren (Abschreibungszeit: 10 Jahre) und macht somit ein baldiges Handeln notwendig. Idealerweise sollte mit dem Austausch des BHKW eine strategische Ausrichtung über die 1. EEG-Periode hinaus (Post-EEG-Zeit) erfolgen.
- Bei den relevanten Zukunftsmodellen sind die meist genannten Antworten Eigenversorgung mit Strom (36 %) und Wärme (32 %).
- Das meist genannte Hemmnis, das gegen einen Weiterbetrieb spricht, sind laut Umfrage Genehmigungsprobleme (31 %).
- Der höchste Sanierungsbedarf im Falle eines Weiterbetriebs wird im Durchschnitt beim Gärrestlager (208 Tsd. €) gesehen.
- Für eine gasdichte Abdeckung geeignete und ungeeignete Gärrestlager sind in den Antworten der Umfrage ungefähr gleich häufig vertreten.
- Kosten für eine gasdichte Abdeckung der Gärrestlager werden im Schnitt bei 138 Tsd. € gesehen.

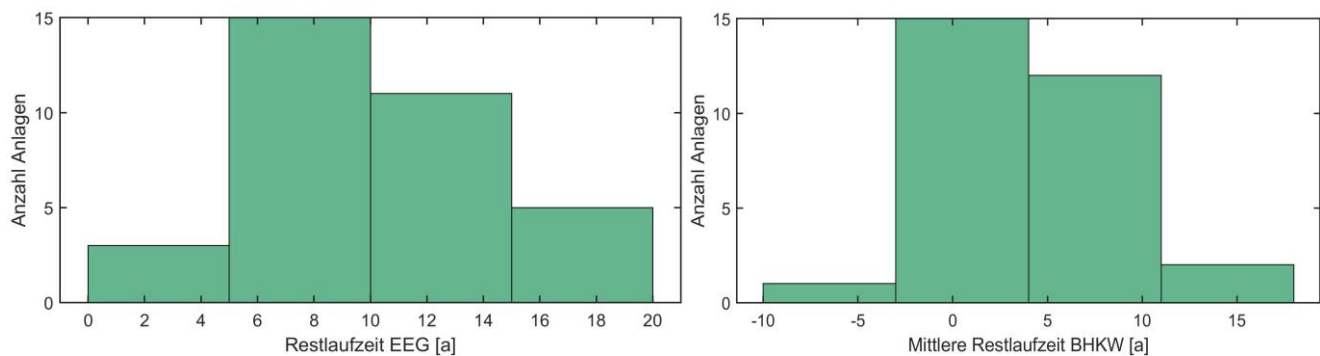


Abbildung 15: Bestandsverteilung der Restlaufzeit im EEG (links) und der mittleren Restlaufzeit der BHKW (rechts) in den BGA der AuRaSa-Betreiberumfrage

3.2.2 Referenz-BGA (Modellintegration aus den AuRaSa-Umfragedaten)

Wie bereits in Kapitel 2.2.1 erwähnt, wurde die Datengrundlage für die Modellierung mit Daten aus der Betreiberumfrage in Sachsen von 2016/2017 erweitert. Tabelle 12 gibt hierfür an, wie viele Anlagen der jeweiligen Referenzklasse zugeordnet wurden. Die Verteilung ist mit Ausnahme der Referenzanlage REF BGA 5 sehr gleichmäßig. Auch die Substratverteilung weicht im Mittel nicht sehr stark ab (Abbildung 16). In den Anlagen der Klassen 2 und 5 wird jedoch vermehrt Festmist und Maissilage eingesetzt. Auch ist die Bandbreite des Einsatzes von Wirtschaftsdüngern in der Klasse 2 am größten.

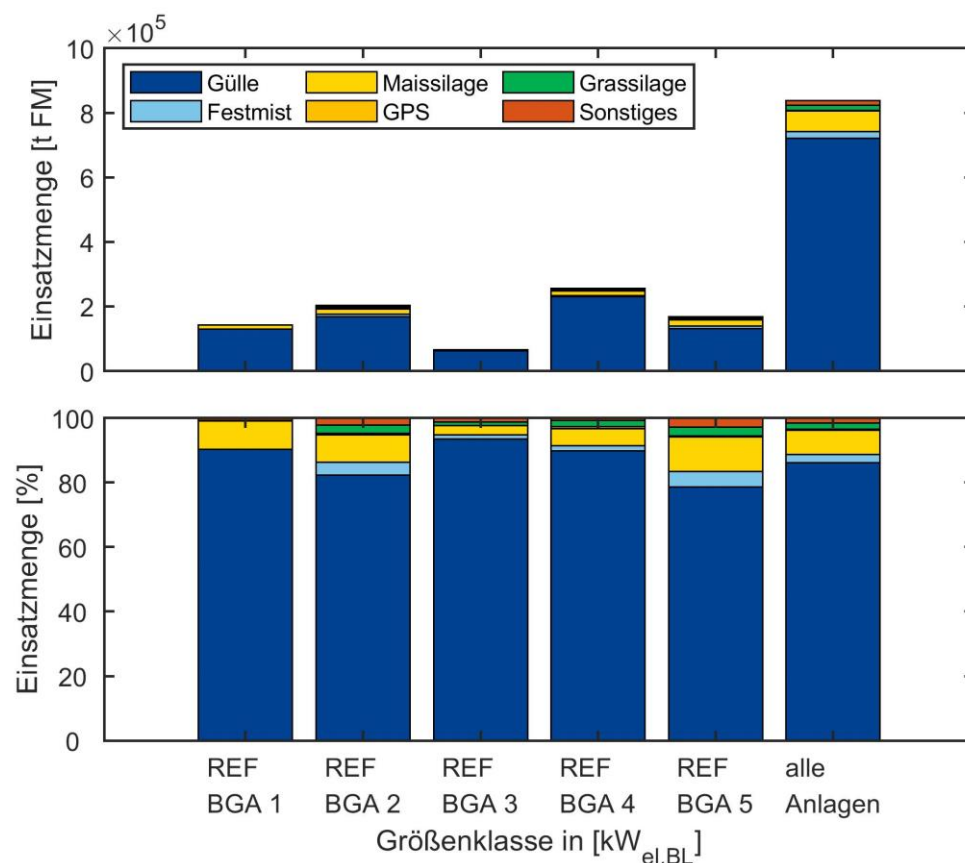


Abbildung 16: Substratverteilung in den Biogasanlagen der Umfrage 2016/17 in Sachsen zugeordnet nach den fünf Referenzanlagenklassen

Eine Abweichung bei den Prozessstufen ist insbesondere bei Klasse 3 zu sehen, die vor allem aus Kleingülleanlagen bestehen. Für solche Anlagen, die in der Regel nur aus Fermenter und Gärrestlager bestehen, ist dies nicht ungewöhnlich. Bei den BHKW-Typen kommen bei den kleineren Referenzanlagen REF BGA 3 & 4 vermehrt

Zündstrahl-BHKW zum Einsatz. Ausnahme ist die REF BGA 5. Ein Grund ist wahrscheinlich auf die ebenso erhöhte Anzahl an BHKW pro BGA zurückzuführen

Weitere größere Abweichung sind bei der Verweilzeit im gasdichten System zu sehen. Für die REF BGA2 ergibt sich ein Mittel von 195 Tagen. Dies ist auf die Klassifizierung und Zuordnung zurückzuführen, da für REF BGA2 als einzige ein gasdichtes Gärrestlager festgelegt wurde. Auch bei der Gärrestlagerkapazität des landwirtschaftlichen Betriebes ergeben sich Abweichungen. Speziell für die kleineren REF BGA 3 & 4 sind die Kapazitäten geringer und erwartungsgemäß die landwirtschaftlichen Betriebe kleiner. Eine Ausnahme stellt die REF BGA 5 dar. Die Größe des landwirtschaftlichen Betriebes bewegt sich eher zwischen denen der REF BGA 3 und 4. Die größere BGA ergibt sich so vor allem auch aus einem stärkeren NawaRo-Einsatz.

Tabelle 12: Anlagenkennzahlen der Referenzanlagen aus der Betreiberumfrage 2016/17, Grundlage der Datenintegration in der Modellierung

Parameter		REF BGA1	REF BGA2	REF BGA3	REF BGA4	REF BGA5
Anzahl Anlagen zugeordnet		11	10	10	12	14
Inbetriebnahmejahr	Mittel	2008	2007	2008	2007	2006
Anteil Wirtschaftsdünger	Mittel	73%	74%	88%	87%	72%
	Min	55%	1%	65%	53%	29%
	Max	100%	92%	100%	100%	100%
Prozessstufen	Einstufig	64%	40%	90%	58%	36%
	Zweistufig	36%	60%	10%	42%	64%
BHKW Typ	Gas-Otto	80%	90%	60%	58%	64%
	Zündstrahl	20%	10%	40%	42%	36%
Anzahl BHKW	1	64%	20%	90%	67%	43%
	2	36%	80%	10%	25%	36%
	3	0%	0%	0%	8%	21%
Fermenter Temperatur	Mittel	45	41,1	41,1	41,4	42,6
Fermentervolumen [m³]	Mittel	1.870	2.069	1.011	1.978	2.191
	Standardabweichung	1.023	1.326	504	951	1.281
Verweilzeit [d], Mittel	Fermenter	48	64	65	38	47
	Gärstrecke (F+NG)	69	79	71	52	75
	Gasdichtes System	92	195	71	58	115
Raumbelastung, Mittel	Fermenter	3,64	3,82	2,64	3,87	4,53
	Gärstrecke (F+NG)	2,61	2,79	2,47	2,40	2,83
	Gasdichtes System	3,64	3,82	2,64	3,87	4,53
GRL Kapazität des LWB [Monate], Mittel		9,40	8,55	7,05	6,90	8,35
LWB Größe (GVE + ha), Mittel		3.114	2.802	1.673	2.703	2.379
Nettowärmenutzung, Mittel		34%	38%	17%	31%	36%

Neben den Daten in Tabelle 12 wurden weitere Daten über alle Anlagen hinweg ausgewertet, die nicht den Referenz-BGA zugeordnet werden konnten. Ein Grund ist die zum Teil geringe Datengrundlage der Angaben. Für den Strombezugspreis wurde so ein gewichteter Durchschnitt unter Einbezug des Leistungspreises von 20 Ct/kWh_{el} ermittelt. Tabelle 13 macht weitere Angaben zu Verteilung der Fermenter und GRL-Typen, Dachtypen und der Feststoffeinbringung, die ins Modell integriert wurden. Zusätzlich gibt Tabelle 14 Details zu den verwendeten Rührwerken und die Kombination unterschiedlicher Rührwerkstypen. Die Auswertung erfolgte dabei über alle Behälter (F & NG) aller Anlagen hinweg. Insgesamt weisen 35% der Behälter eine Rührwerkskombination auf, der Rest ist mit jeweils gleichen Rührwerkstypen ausgestattet. Niedrigste Verbräuche weisen die Stabmixer auf, die höchsten Verbräuche werden durch Paddelrührwerke verursacht. Grund hierfür sind die hohen Laufzeiten dieser Rührwerke. Da aber meist unterschiedliche Funktionen wie etwa Auflösung von Schwimmschichten mit den Rührwerkstypen verbunden sind, ist ein Vergleich nicht sinnvoll.

Tabelle 13: Technische Bestandsdaten zu Fermentern und Feststoffeinbringung aus der Betreiberumfrage 2016/17

Fermentertyp	Stehend, Betondecke	Stehend, keine Betondecke	Liegend
Anteil im Bestand Fermenter	13%	74%	13%
Anteil im Bestand Nachgärer	0%	92,3%	7,7%
Dachtyp stehend, keine Betondecke		Tragluftdach	Biolene
Anteil im Bestand Fermenter		15,6%	84,4%
Anteil im Bestand Nachgärer		60%	40%
Gärrestlagertyp		Rundbehälter	Erdbecken
Anteil im Bestand		85%	15%
Kennzahlen Feststoffeinbringung		Spezifischer Verbrauch [kWh/t FM]	Mittlere Laufzeit [h/d]
		5,43	4,16

Tabelle 14: Verteilung der Rührwerkstypen und Verbräuchen im sächsischen BGA-Bestand aus der Betreiberumfrage 2016/17

Anteil im Bestand Rührwerkstypen	Tauchmotor	Langachs	Stab	Paddel	Zentral
	25%	20%	24%	27%	4%
Kombination zwei Rührwerke					
Tauchmotor	78,2%	4,4%	7,4%	10%	-
Langachsührwerk	4,4%	91,5%	4,2%	-	-
Stab	7,4%	4,2%	62,6%	25,8%	-
Paddel	10%	-	25,8%	64,2%	-
Spezifischer Verbrauch, gemittelt					
Massenbezogen [kWh/t FM]	1,81	2,66	0,82	2,65	1,65
Fermentervolumen bezogen [kWh/100 m³]	4,84	8,66	3,44	10,35	6,24
Mittlere Laufzeit [h/d]	5,29	11,20	5,66	23,00	10,41

Auswahl der Beispielanlagen

Auf gleiche Weise wie in der AuRaSa-Umfrage die BGA den Referenzklassen zugeordnet wurden, werden die BGA des aufbereiteten EEG-Datensatzes (n=284) den Klassen zugeordnet. Damit ergibt sich die Verteilung wie in Tabelle 15 zu sehen. Da die Bemessungsleistung den primären Parameter darstellt und die Klassifizierung der Bemessungsleistung über die EEG Daten mit einer gleichmäßigen Verteilung auf vier Klassen vorgenommen worden ist, ist die Verteilung über alle Referenzbiogasanlagen (REF BGA) mit unterschiedlicher Bemessungsleistung ebenfalls gleichmäßig. Für die REF BGA 1 und 2 teilt sich deswegen die Anzahl auf und ist entsprechend niedriger. Von den vielen Anlagen einer Referenzklasse wurden für die Ergebnisdarstellung wiederum jeweils eine repräsentative Beispielanlage ausgewählt. Die Auswahl wurde so getroffen, dass die Anlagenwerte jeweils nahe an den Mittelwerten der Referenzklasse liegen (vgl. Daten der Tabelle 6 und Tabelle 12) und so als repräsentativ gelten und im Weiteren für die Ergebnisauswertung auf Anlagenebene verwendet werden.

Tabelle 15 Kennzahlen der ausgewählte Beispielanlagen (Referenzanlagen oder Anlagentypen) aus der Modellierung für die fünf Referenz-BGA (Zwischenergebnis der Modellierung)

	REF BGA 1	REF BGA 2	REF BGA 3	REF BGA 4	REF BGA 5
Anzahl gleichen Typs (EEG-Daten/Modell)	34	37	69	72	72
Inbetriebnahmejahr	2007	2010	2013	2008	2007
Bemessungsleistung	425	437	72	267	913
Installierte Leistung	537	610	75	386	1126
WD-Anteil	72%	77%	100%	51%	77%
Verweilzeit gasdichtes System	65	268	34	53	55
Gärrestlagerabdeckung	Offen	Gasdicht	Offen	Offen	Offen
Netto-Wärmenutzungsgrad	34%	38%	0%	31%	36%
GRL Abdeckbarkeit	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja

3.3 Vergleich der Folgekonzepte anhand der Referenz-BGA

Der Vergleich der Folgekonzepte (s. Tabelle 11) für die fünf Referenz-BGA erfolgt zunächst auf Anlagenebene anhand der ausgewählten Beispielanlagen (s. Tabelle 15). Für den Vergleich werden die Leistungskennzahlen aus Tabelle 8 verwendet. Da alle Leistungskennzahlen mit Ausnahme des (normierten) Kapitalwertes spezifische Größen darstellen, liegen je nach Folgekonzept und deren Hauptprodukt (Strom, Wärme oder Gas) unterschiedliche Bezugsgrößen (Energienmenge und Art) zu Grunde. Ein direkter Vergleich von z.B. der Gestehungskosten von Wärme mit denen von Strom oder Gas ist deswegen nicht zielführend.

In Abbildung 17 sind für die fünf Referenz-BGA die Gestehungskosten, der Differenzbetrag und die THG-Emissionen aufgezeigt. Diese Ergebnisse beziehen sich dabei auf das Referenzszenario. Für die beiden anderen Szenarien sind die Ergebnisse im Anhang dargestellt (Gülle+ Abbildung 31 und Flex++ Abbildung 32). Für die EEG-ausschreibungsrelevanten Folgekonzepte 'Flex-Regulär', 'Gülle-Min' und 'Gülle-Opt' ist zusätzlich der anlegbare Wert angegeben, der sich aus den Gestehungskosten abzüglich der Flexerlöse, -zuschlag und Wärmerlöse ergibt, und als relevante Größe für die minimale abzugebende Gebotshöhe angesehen wird. Der Differenzbetrag ist die relevante Größe, wenn die Folgekonzepte ohne den Einfluss direkter Förderung wie durch das EEG verglichen werden sollen.

Nachfolgend sind die wichtigsten Ergebnisse kurz zusammengefasst:

- Beim Vergleich der KWK-Konzepte stellt sich das Folgekonzept 'Flex-Regulär' für die meisten Anlagen als kostengünstigstes Konzept heraus. Eine Ausnahme stellen die Anlagentypen REF BGA 3 und 5 dar. Für sie ist das Konzept 'KWK-Eigen' das kostengünstigste Konzept.
- Der anlegbare Wert ist am niedrigsten für das Folgekonzept 'Flex-Regulär'. Dies gilt für alle Anlagen.
- Das Konzept 'Gülle-Min' führt in der Regel zu den höchsten Kosten.
- Eine Ausnahme ist der Anlagentyp REF-BGA 5. Hier weist das Konzept 'Gülle-Opt' die höchsten Kosten auf. Gleichzeitig ist dieses Konzept auf Grund des 100% Anteils von Wirtschaftsdüngern im Substratmix zusammen mit dem Folgekonzept 'KWK-Eigen' in Bezug auf die spezifischen THG-Emissionen am niedrigsten.

- Die im Vergleich niedrige Bemessungsleistung bei den Konzepten 'Gülle-Min' und 'Gülle-Opt' erweisen sich jedoch für die Wirtschaftlichkeit nicht als Vorteil. Größere Anlagentypen haben in der Regel niedrigere spezifische Kosten. So weist der Anlagentyp REF BGA 5 im Vergleich für die meisten Folgekonzepte die niedrigsten Gestehungskosten, anlegbaren Wert und Differenzbeträge auf.
- Eine Ausnahme von der Regel der hohen Kosten bei kleinen Anlagen sind die Biomethankonzepte. Hier führen die hohen Gülleanteile und sehr niedrigen spezifischen THG-Emissionen auch bei kleineren BGA zu hohen spezifischen THG-Quotenerlösen und können so die höheren spezifischen Kosten ausgleichen.
- Das Folgekonzept 'Biomethan-Netz' gehört zu den vorteilhaftesten Konzepten, sofern keine EEG Förderung mitbetrachtet wird (siehe Differenzbetrag).
- Für den Anlagentyp REF-BGA 4 ist dies jedoch nicht der Fall, da die Mindest-THG-Minderung des Kraftstoffsektors nicht eingehalten wird. Hier ist das Konzept 'Wärme-Eigen' am vorteilhaftesten und nahe der Wirtschaftlichkeit.
- Ebenfalls nahe der Wirtschaftlichkeit ist das Folgekonzept 'KWK-Eigen'. Höhere Bezugsstrompreise könnten hier schnell zu einer Wirtschaftlichkeit führen.
- Eine Wirtschaftlichkeit ohne Förderung ist jedoch bei keinem der Folgekonzepte außerhalb des EEG festzustellen (kein negativer Differenzbetrag).
- Die Wirtschaftlichkeit ändert sich mit den Rahmenbedingungen im Szenario "Flex+" (siehe Abbildung 32 im Anhang). Höhere THG-Quotenpreise sorgen dafür, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der REF BGA 2, 3 und 5 möglich wird.

Werden die Investitionen, der Kapitalwert und der normierte Kapitalwert betrachtet und mögliche EEG-Erlöse aus der Szenarioanalyse (Abschnitt 3.5) mit einbezogen, ergibt sich bei dem Vergleich ein etwas anderes Bild (Abbildung 18). Wiederum sind die Ergebnisse des REF Szenario dargestellt, die Ergebnisse für das Szenario "Gülle+" (Abbildung 33) und Szenario "Flex+" (Abbildung 34) finden sich im Anhang. Im Gegensatz zu Abbildung 17 sind nicht alle Folgekonzepte aufgeführt. Bei den EEG-Anschluss Konzepten ist jeweils nur das mit dem niedrigsten anlegbaren Wert (jeweils ganz linker Balken) bzw. das Konzept mit dem niedrigsten absoluten Differenzbetrag (jeweils 2. Balken von links) aufgeführt. So sind insgesamt sechs statt sieben Konzepte aufgeführt.

- Die höchsten Investitionen fallen im Falle einer Umrüstung zur einer Biomethanaufbereitung an. Das Folgekonzept 'Bio-CNG' liegt dabei noch höher als das Konzept 'Biomethan-Netz'.
- Für den Anlagentyp REF BGA5 werden bis 3 Mio. € an Investitionen benötigt.
- Bei den KWK-Konzepten fallen für das Konzept 'Flex-Regulär' die höchsten Investitionen an, da es in der Regel auch mit der höchsten installierten Leistung und Speicherdarf verbunden ist.
- Die niedrigsten Investitionen fallen für das Konzept 'Wärme-Eigen' an. Ausnahmen sind die Anlagen REF BGA 1 und 2. Hier fällt das Konzept 'KWK-Eigen' noch niedriger aus. Insgesamt liegen die Eigenenergiekonzepte aber nahe beieinander.
- Was bereits am spezifischen Differenzbetrag erkennbar war, dass ohne eine EEG-Förderung kein Folgekonzept wirtschaftlich ist, kann nun mit dem absoluten Kapitalwert unter Einbezug der EEG-Erlöse noch einmal detaillierter dargestellt werden. Bei Einbezug der Ausschreibungssimulation ergibt sich für den Anlagentyp REF BGA 5 ein positiver Kapitalwert, da hier ein Zuschlag im EEG-Anschlussbetrieb erzielt werden kann.
- Die Kapitalwerte für die Konzepte 'Flex Regulär' der Anlagentypen REF BGA 1 - 4 fallen im Vergleich deswegen so niedrig aus, weil keine EEG-Vergütung erzielt werden kann und nur die Wärmeerlöse und theoretisch erzielbaren Flexerlöse und der Flexzuschlag berücksichtigt werden.

- Die Randbedingungen des Szenarios "Gülle+" (siehe Abbildung 33) führen zu einem deutlich anderen Ergebnis. Durch die höheren Ausschreibungsvolumina kommen nun auch die Anlagentypen REF BGA 2-4 zu einem EEG-Zuschlag und einem positiven Kapitalwert. Auch sind die vorteilhaften Konzepte nun nicht mehr nur das Konzept 'Flex Regulär'. So ist für den Anlagentyp REF BGA 5 das Konzept 'Gülle-Min' vorteilhaft, während für den Anlagentyp REF BGA 2 und 4 das Konzept 'Gülle-Opt' die wirtschaftlichste Option darstellt.

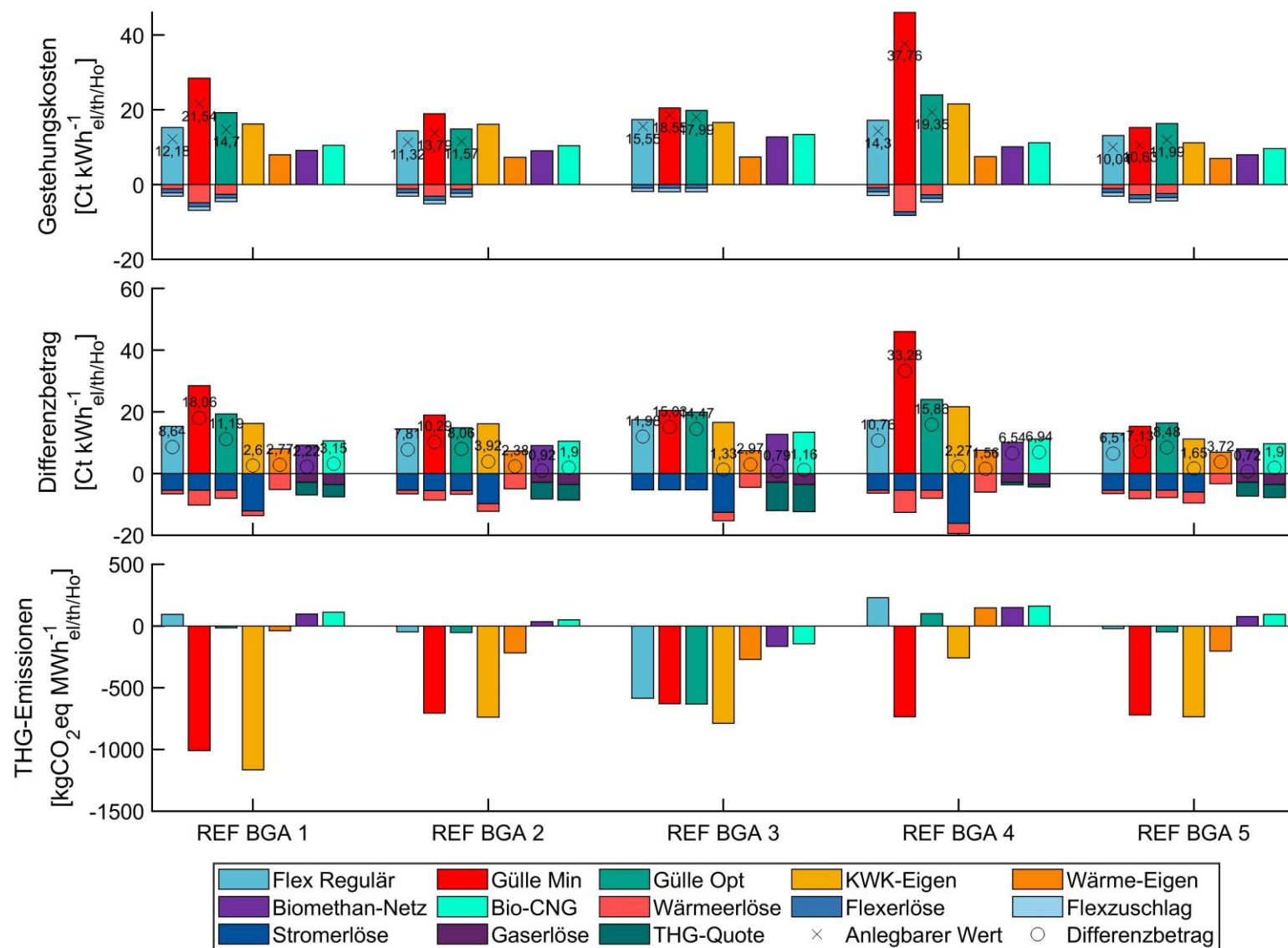


Abbildung 17: Vergleich der Leistungskennzahlen der Folgekonzepte für die ausgewählten Referenz-BGA im Szenario "REF"

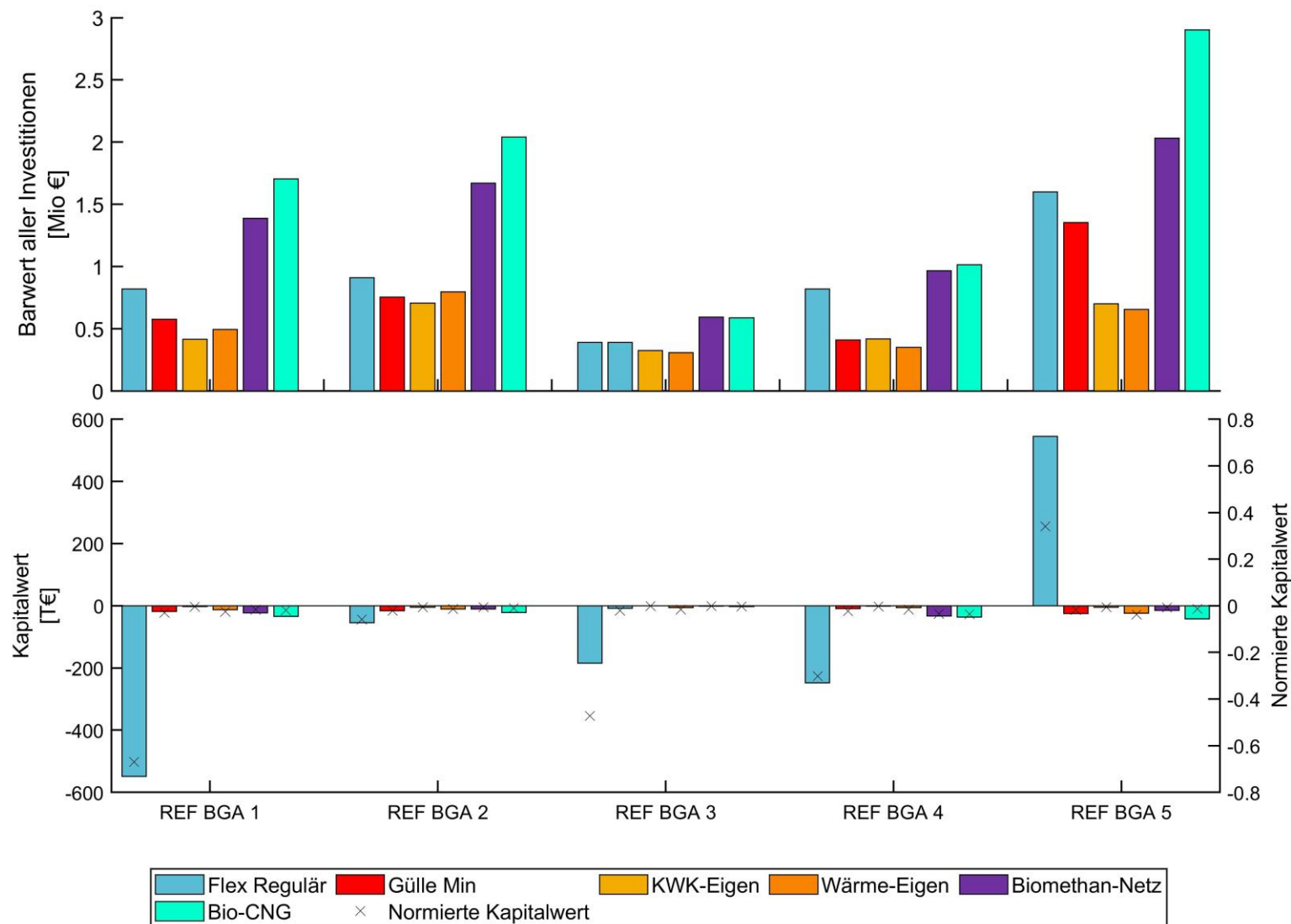


Abbildung 18: Vergleich der Investitionshöhen und Kapitalwerte der Folgekonzepte für die ausgewählten Referenz-BGA im Szenario "REF", Konzeptvariante 1 und 2 gibt jeweils das vorteilhafteste KWK-Flexibilisierung-Konzept in der EEG-Ausschreibung (1) und ohne EEG-Förderung (2) an.

3.4 Sensitivitätsanalyse der Folgekonzepte

In der Sensitivitätsanalyse werden je nach Folgekonzept Parameter variiert, um die größten Einflussfaktoren und Kippunkte der Wirtschaftlichkeit zu identifizieren. Der Fokus lag auf den Erlöscomponenten, da hier eine höhere Unsicherheit gegenüber den Kostencomponenten gesehen wird. Bei Kostencomponenten sind wie schon in Abbildung 8 zu sehen war, die Substratbereitstellungskosten u.a. der wichtigste Faktor. Unsicherheiten bzw. Risiken entstehen hier vor allem in höheren Bereitstellungskosten der Substrate z.B. auf Grund des Klimawandels oder sinkender Erträge. Da der NawaRo-Anteil im BGA-Bestand in Sachsen jedoch relativ gering ausfällt, ist dieses Risiko für Sachsen gemindert.

Da die Erlöscomponenten je nach Konzept unterschiedlich sind, ist die Sensitivitätsanalyse in vier Gruppen aufgeteilt, für die jeweils unterschiedliche Parameter variiert werden. Da diese auch nicht auf alle Leistungskennzahlen gleichermaßen wirken, werden nur diejenigen dargestellt, die jeweils Abweichungen oder Besonderheiten aufweisen.

Abbildung 19 zeigt für die Folgekonzepte 'Flex Regulär', 'Gülle-Min' und 'Gülle-Opt' und den Anlagentyp REF BGA 1 im Szenario "REF" die Auswirkungen der Parametervariation für Überbauungsgrad, Flexerlöse und Wärmeerlöse. Zusätzlich wird noch der Marktwertfaktor dargestellt, der das Verhältnis der spezifisch am Strommarkt erzielten Erlöse zu dem Marktdurchschnitt angibt.

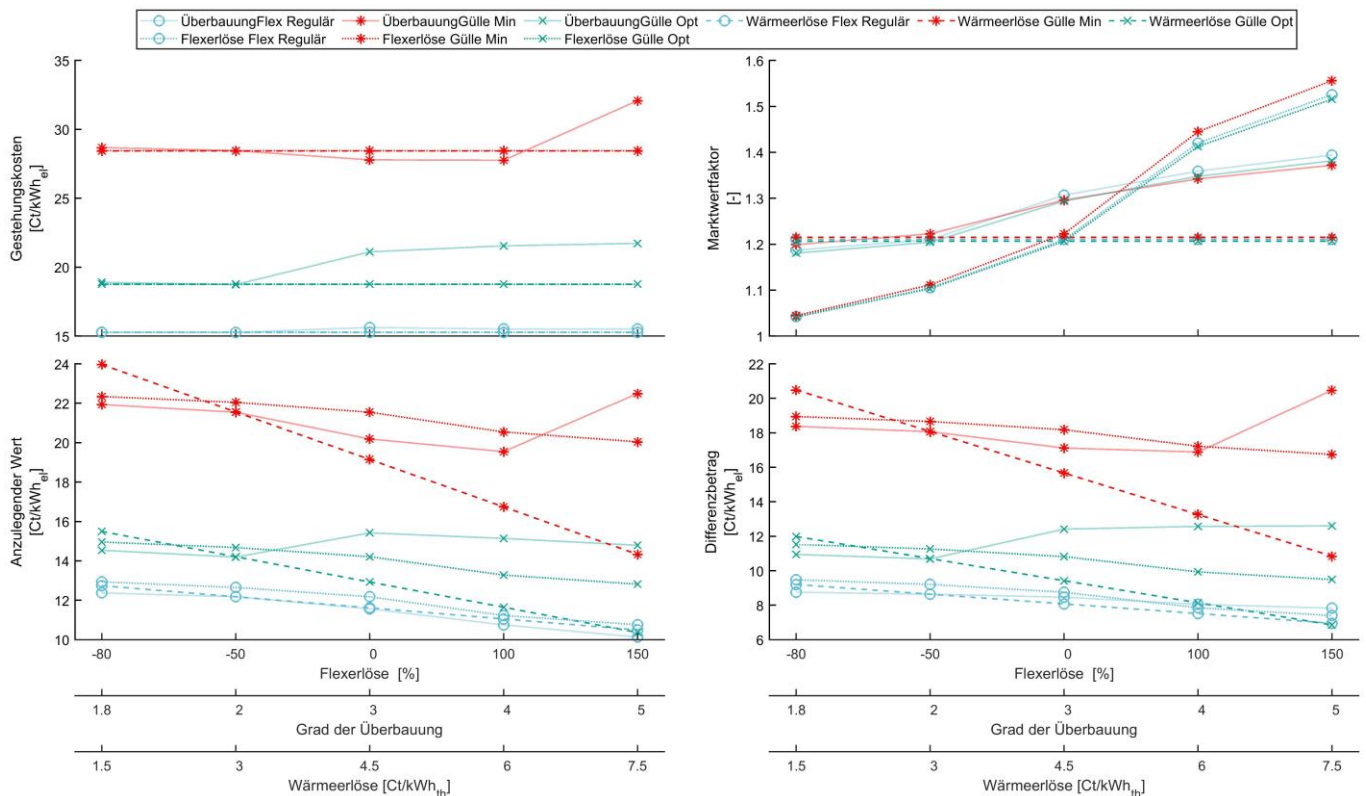


Abbildung 19: Auswirkungen der Variation der Parameter Flexerlöse, Überbauungsgrad und Wärmeerlöse auf die vier Leistungskennzahlen anzulegender Wert, Gesteuerungskosten, Marktwertfaktor und Differenzbetrag. Dargestellt ist der Anlagentyp REF BGA1 und die Folgekonzepte 'Flex Regulär' (blau), 'Gülle min' (rot) und 'Gülle Opt' (grün) im Szenario "REF"

Zu sehen ist, dass der Parameter Überbauungsgrad am vielfältigsten wirkt. So verändern sich zum einen die Gesteuerungskosten, dies jedoch nach Konzept sehr unterschiedlich. Für das Konzept 'Gülle-Min' sinken sie sogar bis zu einem Überbauungsgrad von vier. Zum anderen steigt der Marktwertfaktor und damit auch die Flexerlöse. Dies führt aber nicht zwingend zu einem niedrigeren Anlegbaren Wert. So sinkt dieser zwar für die Konzepte

'Gülle-Min' und 'Flex Regulär', steigt aber für das Konzept 'Gülle-Opt'. Die gleiche Tendenz gilt auch für den Differenzbetrag.

Weitaus größerem Einfluss auf den Differenzbetrag und Anlegbaren Wert haben aber die spezifischen Wärme-erlöse. Ähnliches gilt auch für eine erhöhte Wärmenutzung. Je kleiner die Bemessungsleistung der Anlage, umso wichtiger sind die Wärmeerlöse, wie sich beim Vergleich der Konzepte 'Flex Regulär' und 'Gülle-Min' zeigt. Die Auswirkungen der Flexerlöse auf den Anlegbaren Wert, zum Beispiel durch Veränderung am Strommarkt und eine höhere Wertigkeit, liegt in derselben Größenordnung wie bei der Überbauung. Würde man alleine von den höheren Markterlösen ausgehen, würde man eine größere Auswirkung als bei der Überbauung erwarten. Jedoch wirkt bei steigendem Überbauungsgrad auch der Flexzuschlag, der konstant bleibt, während spezifische Investitionskosten für das BHKW sinken.

Tendenzen bei der zukünftigen Entwicklung der Parameter Wärmeerlöse werden in einem Ansteigen z.B. auf Grund der Einführung eines CO₂-Preises auf Brennstoffe gesehen, der erneuerbare Alternativen konkurrenzfähig macht und höhere Wärmepreise rechtfertigt. Die Entwicklung der Flexerlöse hängt dagegen von sehr vielen, insbesondere politischen Faktoren ab und ist mit vielen Unsicherheiten verbunden. Es wird aber auf Grund von Entwicklungen im Strommarkt, wie z.B. dem Abbau konventioneller Stromerzeugungskapazitäten eher von einem Anstieg des Flexibilitätsbedarfs ausgegangen. Es bleibt aber unsicher, wie ggf. andere Flexibilitätsoptionen diesen stärkeren Bedarf decken können und so durch ein größeres Angebot die Wertigkeit der Flexibilität wieder senken.

Abbildung 20 zeigt für das Folgekonzept 'KWK-Eigen' die Auswirkungen der Parameter EEG-Umlage und der Strom- sowie Wärmebezugspreise für den Anlagentyp REF BGA 1 im Szenario "REF".

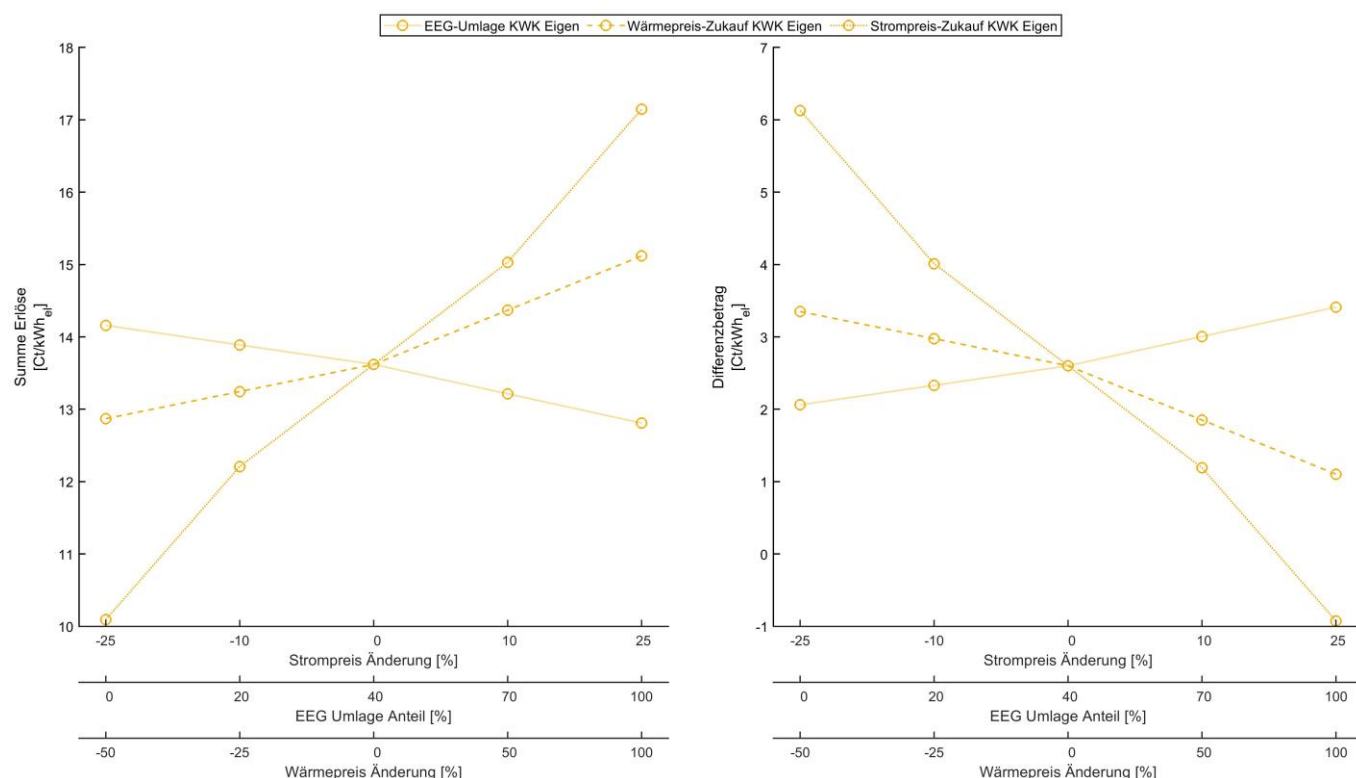


Abbildung 20: Auswirkungen der Variation der Parameter Strompreis, EEG-Umlage-Anteil und Wärmepreis auf die Leistungskennzahlen Summe, Erlöse (links) und Differenzbetrag (rechts). Dargestellt ist der Anlagentyp REF BGA1 im Folgekonzept 'KWK-Eigen' und Szenario "REF"

Den größten Einflussfaktor auf die Erlöse und den Differenzbetrag stellt der Strombezugspreis des Stroms dar, der mit der KWK-Anlage gedeckt werden soll. Ein um 25% erhöhter Strompreis (entspricht in diesem Fall) 2,5 Ct/kWh_{el} würde sogar einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Der Einfluss der anteiligen EEG-Umlage und des Wärmebezugspreises liegt in der gleichen Größenordnung. Insgesamt wird der Einfluss aller Parameter als hoch

angesehen, sodass eine Wirtschaftlichkeit maßgeblich von ihrer tatsächlichen Höhe abhängt. Tendenzen für die Entwicklung des Strompreises hängen von dessen Bestandteilen ab. Während bei der EEG-Umlage eher von einem sinkenden Trend ausgegangen wird, da es große politische Bewegung für eine Senkung gibt, wird bei den Netzentgelten eher von einem Anstieg ausgegangen. Der Anteil der EEG-Umlage hängt aktuell stark von der Anlagenausgangslage ab und den möglichen gesetzlichen Änderungen. Liegt zum Beispiel bei der Eigenstromnutzung keine Personenidentität vor und kein Bestandschutz, muss 100% der Umlage entrichtet werden. Liegt jedoch Bestandschutz bei schon bereits vorhandener Eigenstromnutzung vor, entfällt die Umlage komplett. Weiterhin ist für das Folgekonzept 'KWK-Eigen' eine Kombination mit einer Förderung aus dem KWKG für kleinere Anlagen ggf. denkbar (siehe Abschnitt 2.1.1). So könnten vor allem Erlöse aus der Vermarktung von Überschussstrom deutlich gesteigert werden, da eine Kombination mit der EEG-Ausschreibung ausgeschlossen ist und die EEG-Festvergütung nur für neue Anlagen zur Verfügung steht.

Für das Folgekonzept 'Wärme-Eigen' werden in Abbildung 21 die Parameter Substratpreise, Wärmepreis und Bafa-Invest-Zuschuss variiert.

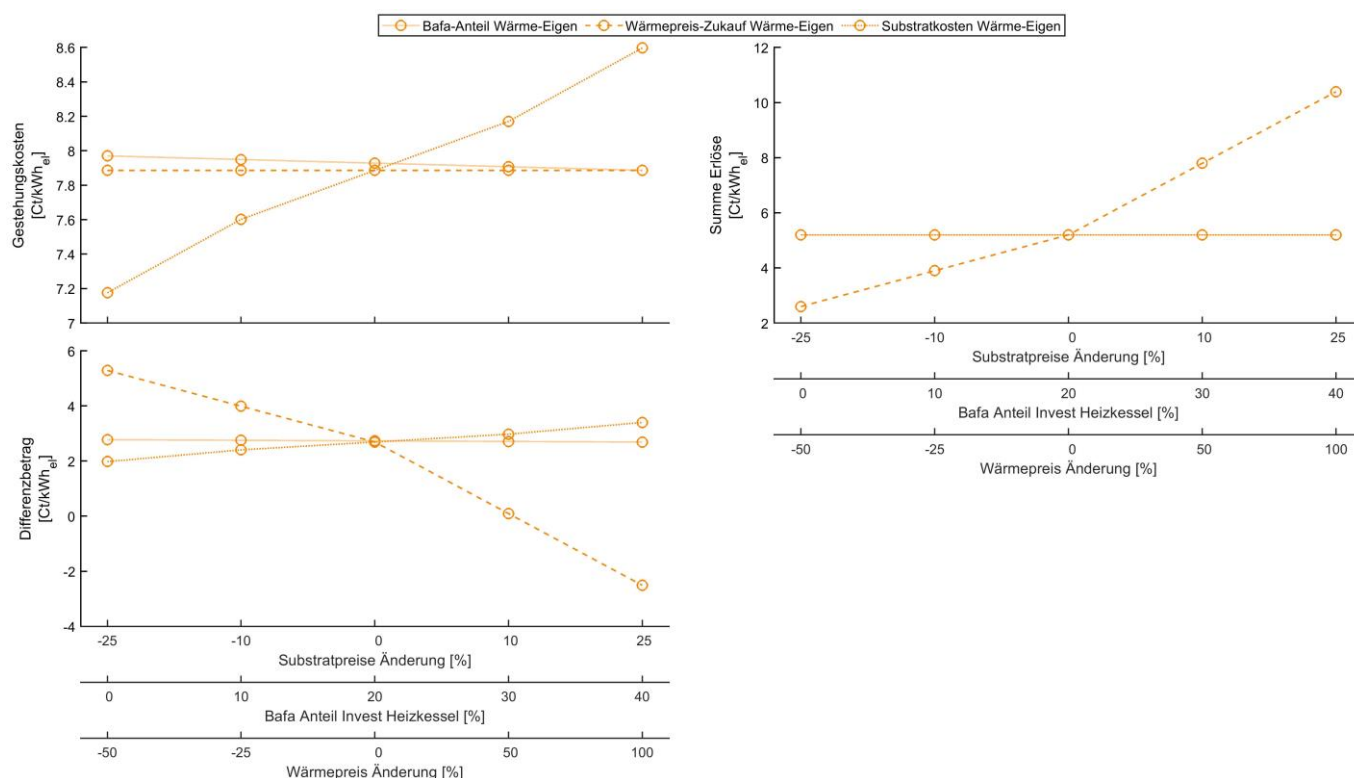


Abbildung 21: Auswirkungen der Variation der Parameter Substratpreise, Wärmepreis und Bafa-Invest-Zuschuss auf die Leistungskennzahlen Gestehungskosten, Differenzbetrag und Erlössummen. Dargestellt ist der Anlagentyp REF BGA1 für das Folgekonzept 'Wärme-Eigen' im Szenario "REF".

Insgesamt ist der Einfluss auf die Kosten gering. Ein möglicher Zuschuss des Bafa für den Heizkessel senkt die Gestehungskosten nur marginal, da der Kostenanteil des Heizkessels nur einen kleinen Anteil an den Gesamtkosten hat. Der Einfluss der Substratkosten ist dagegen deutlich größer, in Bezug auf den Differenzbetrag und Wirtschaftlichkeit ebenfalls gering. Größten Einfluss hat hier der Wärmebezugspreis bzw. Referenzwärmepreis. Ein 50 % höherer Referenzpreis (entspricht ca. 7.5 Ct/kWh_{th}) würde hier zur Wirtschaftlichkeit führen.

Als letzte Gruppe wurden für die Folgekonzepte 'Biomethan-Netz' und 'Bio-CNG' die THG-Quotenerlöse, Gaspreiserlöse und Substratkosten variiert (siehe Abbildung 22).

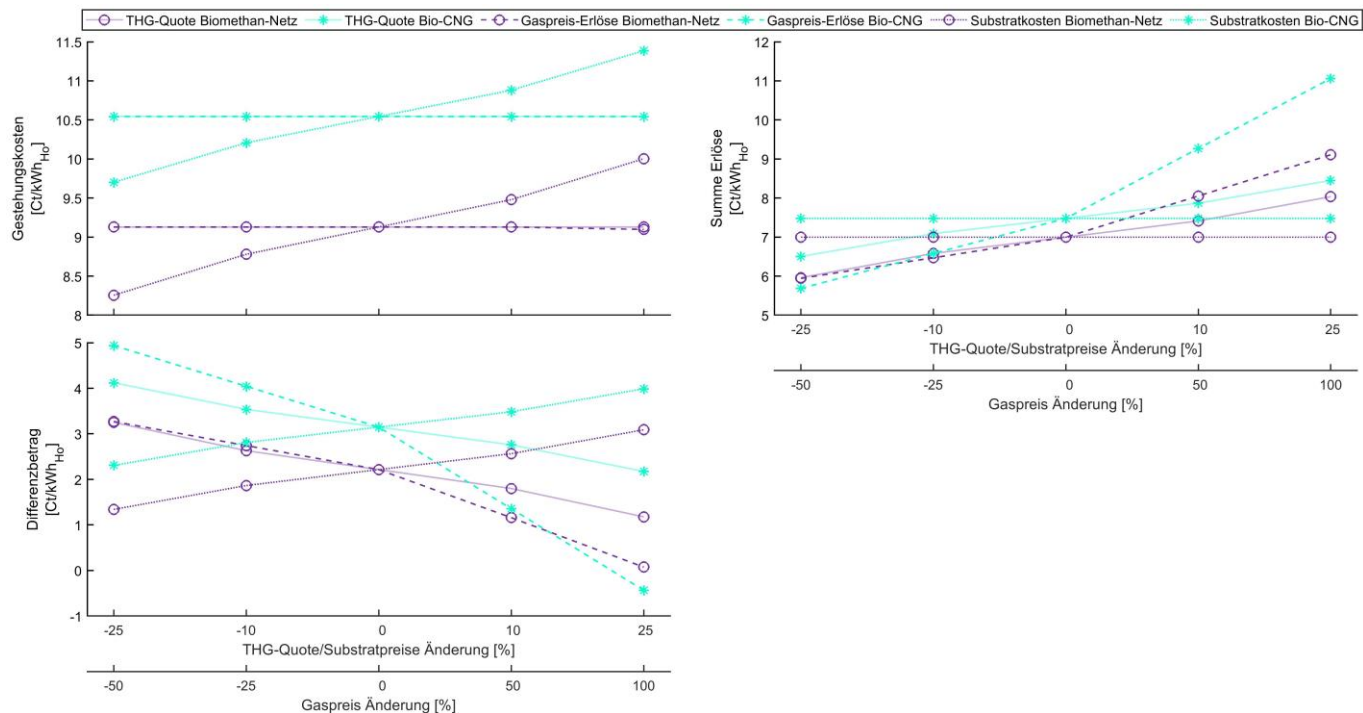


Abbildung 22: Auswirkungen der Parameter THG-Quotenerlöse, Gaspreiserlöse und Substratkosten auf Leistungskennzahlen der REF BGA1 für die Konzepte Biomethan-Netz und Bio-CNG im REF Szenario

Die Variation des Parameters Substratkosten verursacht Schwankungen der Gestehungskosten im Bereich von 2 Ct/kWh_{H₂O}. Er wirkt in gleicher Weise auf den Differenzbetrag. Für eine Wirtschaftlichkeit ist eine Senkung der Substratkosten deutlich über 50 % notwendig. Der Einfluss der THG-Quotenerlöse auf den Differenzbetrag ist ähnlich hoch wie der der Substratpreise. Gaspreisvariationen wirken ebenfalls in gleicher Größenordnung, wurden jedoch etwas weiter variiert. Hier zeigt sich auch, dass für das Folgekonzept 'Bio-CNG' der Gaspreis einen größeren Einfluss hat als für das Folgekonzept 'Biomethan-Netz', was auf die spezifisch höheren Gaserlöse für CNG zurückzuführen ist. Bei sehr hohen Gaspreisen (Steigerung von 100 %) wäre so das Konzept 'Bio-CNG' wirtschaftlich. Dies ist aber unter den aktuellen Entwicklungen nicht abzusehen. Eine Steigerung der THG-Quotenerlöse ist dagegen eher wahrscheinlich, da die gesellschaftliche Stimmung und die rechtlichen Rahmenbedingungen auf eine Steigerung der THG-Minderung im Kraftstoffsektor zielen und speziell Biogas aus Gülle hier eine hohe Vorteilhaftigkeit besitzt (vgl. auch Abbildung 4).

3.5 Auswirkungen auf Bestandsentwicklung (Szenarioanalyse)

Die Szenarioanalyse stellt die Synopse aller bisherigen Arbeiten dar und soll insbesondere einen Ausblick auf die möglichen Entwicklungen des Biogasanlagenbestandes in Sachsen liefern. Da die Ergebnisse aller Analysen den Referenzklassen zugeordnet wurden, sind die Ergebnistrends der Folgekonzepte (Abschnitt 3.3) mit einer größeren Anzahl an Anlagen und somit einer höheren Robustheit hinterlegt.

3.5.1 Entwicklung des Biogas-Anlagenparks in Sachsen bei Umsetzung verschiedener Folgekonzepte

In Abbildung 23 ist zunächst der anlegbare Wert der BGA in Sachsen in Abhängigkeit des Anteils an Wirtschaftsdünger über die kumulierte Bemessungsleistung aufgetragen. In der Abbildung ist der gesamte Bestand aus den EEG-Daten dargestellt (n=284). Jeder Balken stellt eine Anlage dar, die Dicke der Balken entspricht der jeweiligen Bemessungsleistung. Die Farbe stellt den Anteil an Gülle in der jeweiligen Anlage dar (Farbskala auf der rechten

Seite der Grafik). Die Werte sind nach der Größe des anlegbaren Wertes geordnet. Aufgrund von Skaleneffekten (große Anlagen sind tendenziell günstiger als kleine Anlagen) sind größere Anlagen (=dickerer Balken) eher weiter links zu finden mit Werten beginnend ab ca. 10 Ct/kWh_{el}. Zusätzlich sind die Gebotsgrenze aus dem EEG 2017 sowie die Vergütung für Kleingülleanlagen als Bezugsgrößen eingezeichnet. Es ist zu beachten, dass auf Grund der Degression für die Gebotsgrenze im Szenario "REF" und unterschiedlichen Zeitpunkten der Ausschreibungsteilnahme (aufbauend auf dem Alter der Anlage) anlagenspezifische Werte für die Höchstgebotsgrenze gelten. Dieser beträgt im Mittel aller Anlagen 15,34 Ct/kWh_{el}. Ein Großteil der Anlagen kann unter den angenommenen Rahmenbedingungen des Referenzszenarios "REF" und unter Berücksichtigung der Gutschriften für den flexiblen Betrieb Strom unterhalb der fixen Gebotsgrenze von 16,9 Ct/kWh_{el} produzieren. Speziell kleine Anlagen liegen aber meist über dieser Grenze.

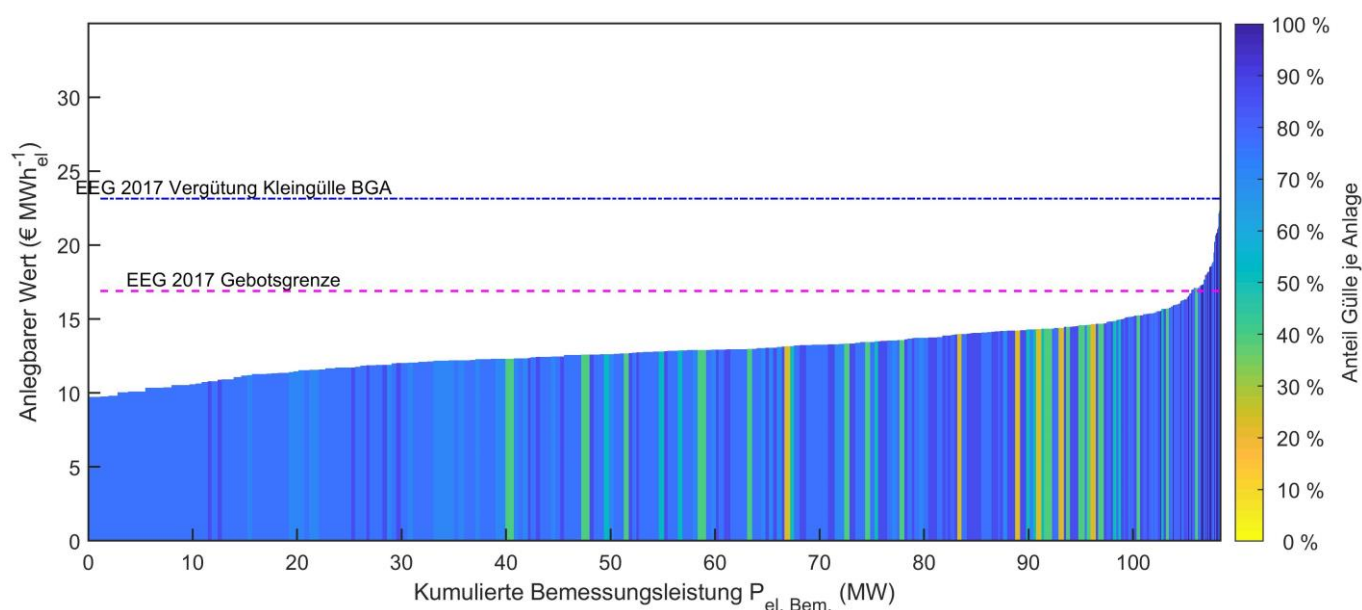


Abbildung 23: Anlegbarer Wert der BGA in Sachsen (n=284) bei Umsetzung des Folgekonzepts 'Flex-Regulär' im Szenario "REF" in Abhängigkeit der kumulierten Bemessungsleistung der Gülleanteil ist durch die Farbskala rechts repräsentiert.

Analog gibt Abbildung 24 die Biomethangestehungskosten bei Umsetzung des Folgekonzepts 'Biomethan-Netz' an. Zusätzlich ist die Bandbreite der durchschnittlichen Biomethanerlöse (Völler und Reinholz 2019) eingezeichnet.

Es ist zu beachten, dass der Großteil der aktuellen Vermarktung von Biomethan an EEG Biomethan BHKW zur Stromerzeugung erfolgt. Dieser Vermarktungsweg wird auf Grund der sehr niedrigen aktuellen Vergütung für Neuanlagen in Zukunft als nicht wirtschaftlich eingeschätzt, so dass hier die Nachfrage voraussichtlich zurückgeht. Was die Biomethanproduktion angeht, ist der sächsische BGA-Bestand in der aktuellen Marktsituation jedoch durchaus konkurrenzfähig. Weitere Kostenkurven für den BGA-Anlagenbestand in Sachsen für die anderen Folgekonzepte finden sich im Anhang in Abbildung 35 bis Abbildung 38.

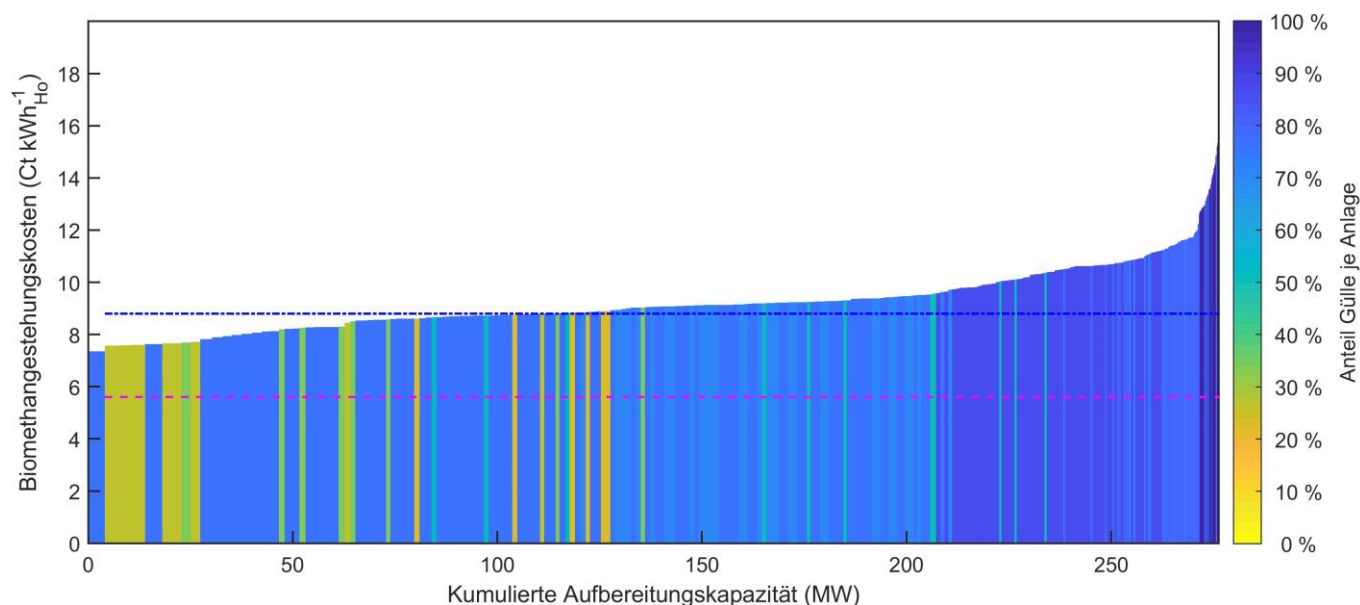


Abbildung 24 Biomethangestehungskosten der BGA in Sachsen (n=284) bei Umsetzung des Folgekonzepts 'Biomethan-Netz' im Szenario "REF" in Abhängigkeit der kumulierten Bemessungsleistung. Der Gülleanteil ist durch die Farbskala rechts repräsentiert

3.5.2 Leistungskennzahlen des Biogas-Anlagenparks in Sachsen bei Umsetzung der Folgekonzepte

In Abbildung 25 sind die Gestehungskosten, Differenzbetrag, Netto-Brennstoffausnutzungsgrad sowie die spezifischen THG-Emissionen für alle Folgekonzepte über den Bestand dargestellt.

Ähnlich wie beim anlegbaren Wert verteilen sich auch die Gestehungskosten (ohne Gutschriften) über die verschiedenen Folgekonzepte. Sie liegen mit Ausnahme einzelner Ausreißer (Punkte in Konzepten 'Flex Regulär' und 'Gülle min') im Mittel zwischen 12,36 und 22,66 Ct/kWh_{el}.

Die Gestehungskosten sind im Folgekonzept 'Gülle-Min' am höchsten und unterliegen auch einer höheren Bandbreite. Allgemein ist die Verteilung der Kosten bei den KWK-Folgekonzepten größer als bei den Konzepten 'Wärme-Eigen', 'Biomethan-Netz' und 'Bio-CNG'. Ein Grund liegt in dem BHKW und dessen Wirkungsgrad, der stark von der Größe abhängt. Ein anderer Grund liegt darin, dass mehr Faktoren wie Gasspeicherkapazitäten von der Ausgangslage der BGA abhängen (z.B. GRL gasdicht oder offen). Am geringsten sind die Wärmegestehungskosten, da die Kesselinvestitionen nur einen kleinen Anteil der Gesamtinvestitionen ausmachen und somit die Kosten nahe der Rohgaskosten liegen. Die Ergebnisse für den Differenzbetrag zeigen, dass im Gegensatz zu den fünf ausgewählten Referenz-BGA, für einige Anlagen mit dem Konzept 'KWK-eigen' oder 'Biomethan-Netz' ein wirtschaftlicher Betrieb im Szenario "REF" ohne EEG möglich wäre. Im Mittel fehlen für eine wirtschaftliche Umsetzung des Konzeptes 'Biomethan-Netz' aber ca. 2,3 Ct/kWh_{Ho}. Für das Konzept 'Wärme-Eigen' fehlen im Mittel dagegen 2,8 Ct/kWh_{th}.

Der Netto-Brennstoffausnutzungsgrad ist im Mittel am höchsten für das Konzept 'Biomethan-Netz' und liegt am niedrigsten für das Konzept 'Gülle-Min'. Grund für letzteres ist, dass der anteilige Eigenverbrauch bei der Wärme speziell für kleinere Anlagen mit hohem Gülleanteil sehr hoch ausfällt.

Die THG-Emissionen der Konzepte verteilen sich sehr gegenläufig zu den Kosten. So führt die reine Gülle-Nutzung des Konzeptes 'Gülle-Min' zu sehr niedrigen spezifischen THG-Emissionen, die im Mittel bei -778 gCO₂-eq/kWh_{el} liegen würden. Die Stromproduktion ist Netto mit einer Emissionsminderung verbunden. Die Emissionen des Konzeptes 'KWK-Eigen' liegen auf einem ähnlichen Niveau. Die Emissionen der Konzepte 'Flex Regulär' und 'Gülle-Opt' liegen dagegen deutlich höher mit Mittelwerten nahe 0 gCO₂-eq/kWh_{el}.

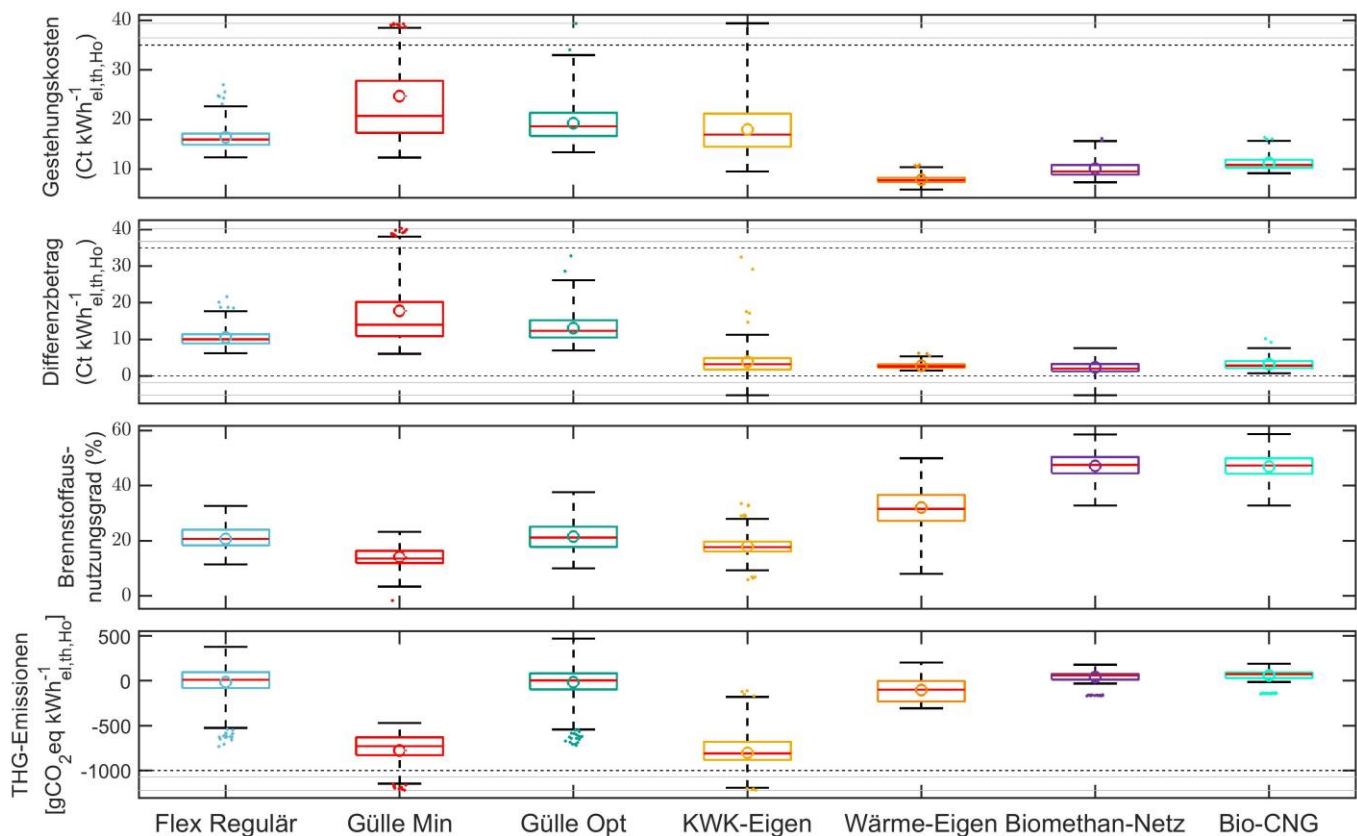


Abbildung 25: Gestehungskosten, Differenzbetrag, Brennstoffausnutzungsgrad und spezifischen THG-Emissionen der BGA in Sachsen (n=284) für die untersuchten Folgekonzepte im Szenario "REF"

Lediglich für die Konzepte 'Biomethan-Netz' und 'Bio-CNG' bewegt sich der Mittelwert im positiven Bereich, da hier keine Wärmegutschriften in Form einer Substitution fossiler Wärme erfolgt. Die Mittelwerte von 40,74 gCO₂-eq/kWh_{Ho} (Biomethan-Netz) und 57 gCO₂-eq/kWh_{Ho} würden gegenüber dem fossilen Referenzwert der RED II einer mittleren Minderung um 88 % bzw. 83 % entsprechen.

3.5.3 Entwicklungsperspektiven des Biogas-Anlagenparks in Sachsen - Zusammenfassende Auswertung

Werden die Simulation der Ausschreibungsauktionen und die Entscheidung eines anlagenspezifischen Weiterbetriebs zu Gunsten des Folgekonzept mit dem höchsten normierten Kapitalwert getroffen, ergibt sich die Bestandsentwicklung wie in Abbildung 26 zu sehen. Es werden dabei die drei Szenarien "REF", "Gülle+" und "Flex++" (s. Tabelle 10) verglichen und nach Folgekonzept unterschieden. Im Szenario "REF" reduziert sich die Anlagenanzahl dabei am stärksten auf 60 Anlagen im Jahr 2035. Für den Großteil der Anlagen ist ein Weiterbetrieb mit dem Konzept 'Flex Regulär' (n=58) am wirtschaftlichsten. Für 9 Anlagen ist es das Konzept 'Gülle-Min', für 12 Anlagen das Konzept 'KWK-Eigen' und für 1 Anlage das Konzept 'Biomethan-Netz' (auf der Abbildung nicht zu sehen, da diese erst 2037 umrüsten würden). In Bezug zum Anlagentyp (Referenzklasse) ergibt sich ein differenziertes Bild. Die meisten Anlagen im Anlagentyp REF BGA 5 können ihre Anlage weiterbetreiben (42%) während beim Anlagentyp REF BGA 3 nur 12% der Anlagen in den Weiterbetrieb gehen können. Skaleneffekte zeigen wieder die Vorteilhaftigkeit bei der Wirtschaftlichkeit. In der Regel ist das Konzept 'Flex Regulär' das Folgekonzept 'der Wahl' für die meisten Anlagentypen (Referenzklassen). Eine große Ausnahme ist jedoch der Anlagentyp REF BGA 3, hier würden die meisten Anlagen zum Folgekonzept 'KWK-Eigen' übergehen. Auch beim Anlagentyp REG BGA 4 ist der Anteil etwas höher als im Durchschnitt, der ins Folgekonzept 'KWK-Eigen' übergehen würde. Das Folgekonzept 'Gülle-Min' wird vor allem vom Anlagentyp REF BGA 5 gewählt, ein Grund liegt in der Größe. Es ist genügend Gülle vorhanden, dass eine reine Gülleanlage auch mit einer gewissen Größe

im Bereich $>150\text{--}200\text{ kW}_{\text{el,BL}}$ ausgelegt werden kann. So greifen die Skaleneffekte und ermöglichen den wirtschaftlichen Betrieb.

Die durchschnittliche Bemessungsleistung der unter diesen Annahmen weiter betriebenen BGA in Sachsen beträgt dann $423\text{ kW}_{\text{el,BL}}$ und liegt somit über dem aktuellen Wert. Auch die installierte Leistung sinkt im REF Szenario trotz der Überbauung deutlich. Im Jahr 2035 beträgt sie 50 MW_{el} .

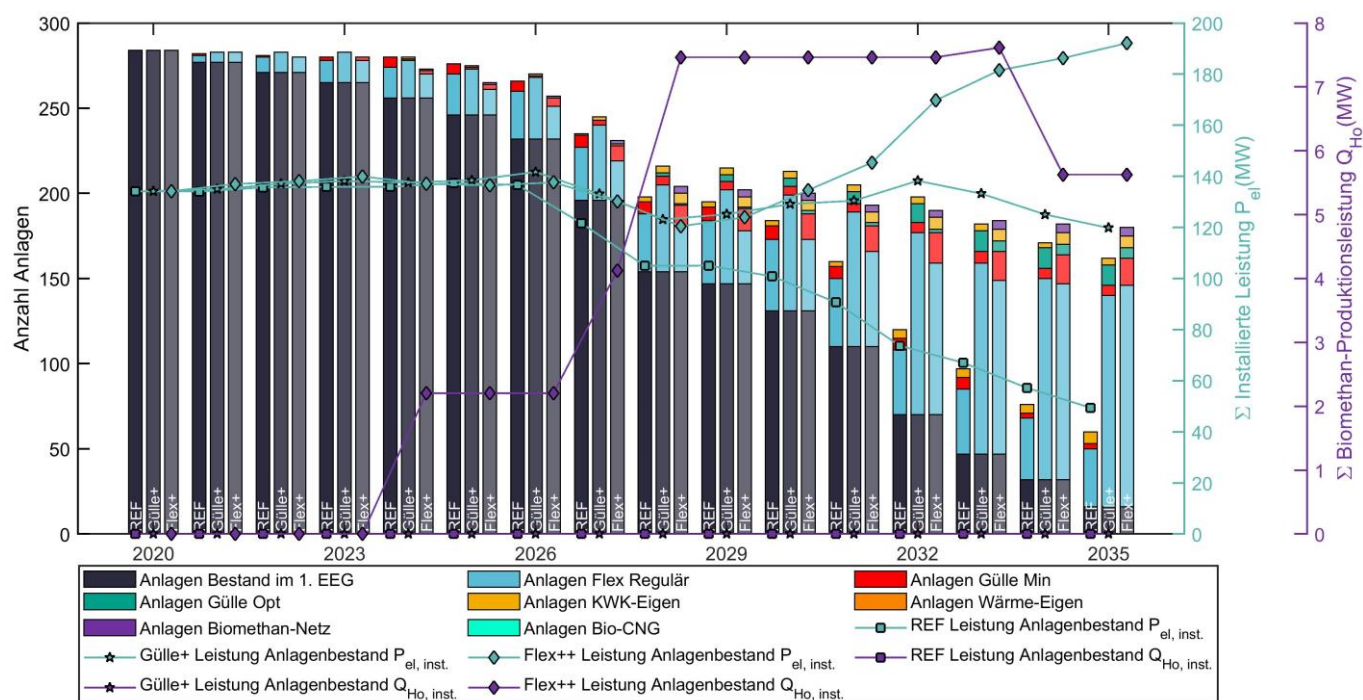


Abbildung 26: Entwicklung des BGA-Bestandes in Sachsen im Szenariovergleich bis 2035

Im Szenario "Gülle+" können mit 184 Anlagen deutlich mehr BGA in den Weiterbetrieb gehen als im Szenario "REF". Ein Grund sind die deutlich höheren Ausschreibungsvolumina, die in Kombination mit dem Aussetzen der Degression und der höheren Förderung für Kleinanlagen mehr Anlagen einen EEG-Anschlussbetrieb ermöglicht. Die durchschnittliche Bemessungsleistung der BGA im Weiterbetrieb liegt dadurch bei $374\text{ kW}_{\text{el,BL}}$. Auch im Szenario "Gülle+" bleibt das Konzept 'Flex Regulär' das bevorzugte Folgekonzept ($n=158$). Jedoch wird nun auch 'Gülle-Opt' für manche BGA ($n=12$) zum vorteilhaften Konzept, dies vor allem für den Anlagentyp REF BGA 4 und 5. Im Gegensatz verteilt sich nun der Weiterbetrieb auf alle Referenzklassen bzw. Anlagentypen. So können nun bei den kleinen Anlagentypen REF BGA 3 insgesamt 61% in den Weiterbetrieb gehen. Am wenigsten profitiert die Anlagenklasse REF BGA 2, hier steigt der Anteil um 24,32 %-Punkte auf 54,05%. Die installierte Leistung bleibt über den gezeigten Zeitraum relativ konstant und sinkt mit $120\text{ MW}_{\text{el}}$ in 2035 um nur rund 10% des Ausgangswertes von 2020.

Im Szenario "Flex++" steigt die installierte Leistung im Vergleich zum Szenario "REF" sogar um 43% auf $192\text{ MW}_{\text{el}}$ in 2035. Ein Grund ist hier der höhere Mindestüberbauungsgrad. Aber auch die veränderten Rahmenbedingungen wie der höhere Wert der Flexibilität ermöglichen nun noch mehr Anlagen den Weiterbetrieb ($n=195$). Hinzu kommen die höheren THG-Quotenerlöse, welche nun 13 BGA den Weg in die Biomethanaufbereitung ermöglichen. Dabei wechseln 7 BGA ins Folgekonzept 'Biomethan-Netz' und 6 BGA zum Folgekonzept 'Bio-CNG'. Ein Großteil entfällt dabei auf die Anlagenklasse REF BGA 3. Ein Grund sind die sehr hohen Gülleanteile und damit verbunden hohen spezifischen THG-Quotenerlöse in dieser Klasse. Wie schon in Abbildung 17 gezeigt, liegen die Differenzbeträge bei den Anlagenklassen REF BGA 3 und 5 auf ähnlichem Niveau. Hier wird auch das Konzept 'Gülle-Min' wieder wichtiger ($n=19$), während das Konzept 'Gülle-Opt' eher weniger attraktiv ist ($n=6$).

Analog zu der Entwicklung der Anlagenanzahl und Leistung sind die Strom- und Gaserzeugung sowie die Substratmengen und Verteilung im Anhang (Abbildung 39 und Abbildung 40) aufgeführt. Die Anzahl entwickelt sich dabei in

ähnlicher Form. Der Substratmix ändert sich jedoch leicht, so steigt der Gülleanteil je nach Szenario um 2-5 %- Punkte, während der Anteil an Maissilage im Substratmix sinkt. Absolut sinkt der Gülleinsatz je nach Szenario zwischen 35 bis 75 %.

Dies hat auch Auswirkungen auf die THG-Emissionsminderung des BGA Bestandes in Sachsen (siehe Abbildung 27). Mit dem geringen Gülleinsatz im Szenario "REF" gehen die vermiedenen THG-Emissionen in diesem Bereich (siehe rotes Dreieck) bis 2035 deutlich zurück. Bei der Netto-Emissionsminderung kann im Szenario "REF" ein deutlicher Einbruch (-45 % gegenüber 2020), im Szenario "Gülle+" (+32 %) und im Szenario "Flex++" (+27 %) hingegen sogar eine deutliche Steigerung gegenüber der Situation in 2020 beobachtet werden. Gründe hierfür sind primär die Bruttoemissionen der Biogaserzeugung, die in allen Szenarien deutlich sinken (durch z.B. GRL-Abdeckung und verbesserte Abgaswerte der BHKW), aber auch Effizienzsteigerungen durch die Überbauung.

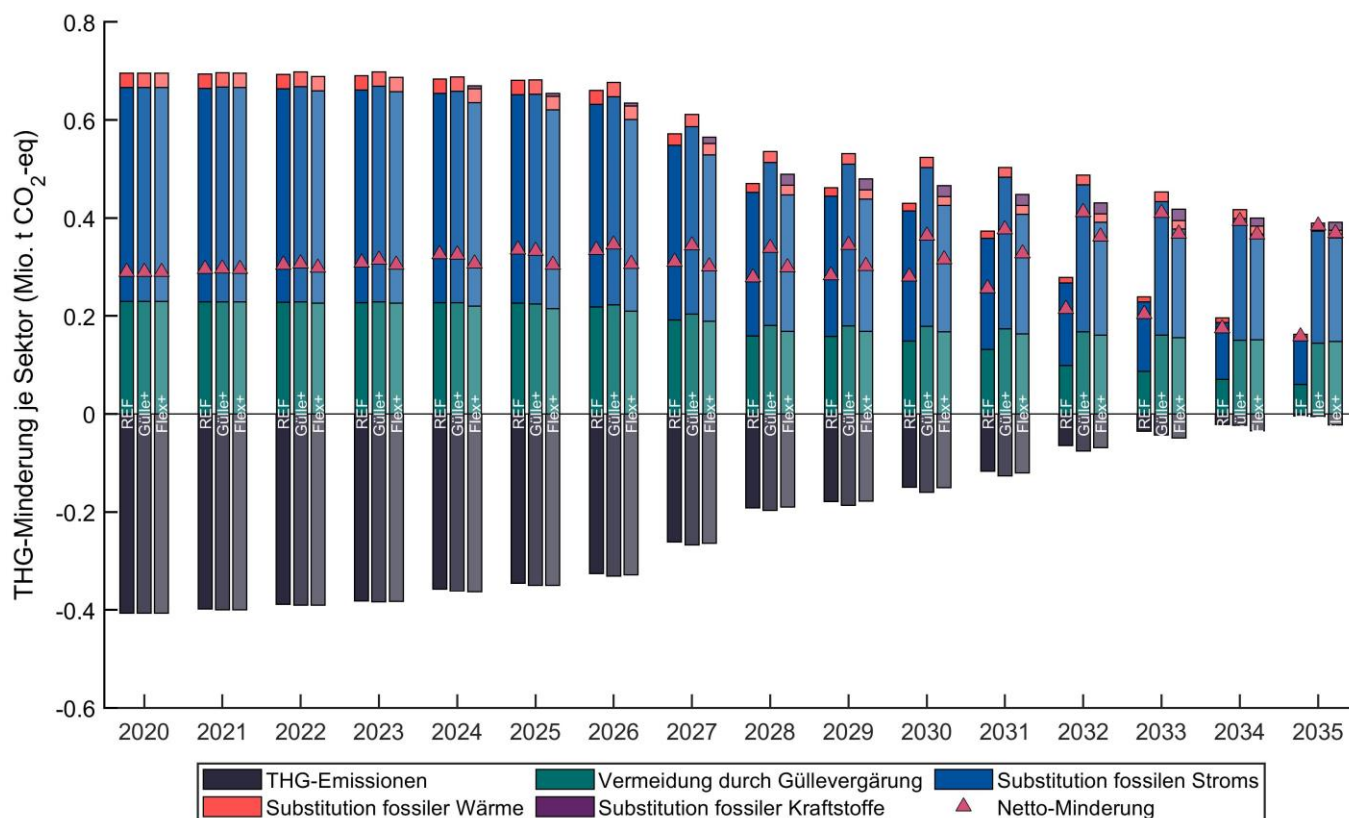


Abbildung 27: Brutto-THG-Emissionen (schwarz), sektorale und Netto-THG-Minderung (rotes Dreieck) des BGA-Bestands in Sachsen im Szenariovergleich bis 2035

3.6 Umsetzungshürden, weiche Faktoren und Modellierungsunsicherheiten – ein kurzes Fazit

Im Folgenden sollen einige Umsetzungshürden, darunter auch weiche Faktoren, und Unsicherheiten in der Modellierung, für eine robuste Abschätzung der Konsequenzen einer erfolgreichen Umsetzung benannt und diskutiert werden.

Allgemein ist die Post-EEG-Phase im Vergleich zur 1. EEG-Periode, die mit einer reinen Festvergütung auf einen langen Planungshorizont von 20 Jahren ausgelegt ist, sehr komplex geworden. Ein Grund ist die nun zwingende Teilnahme an Energiemärkten (primär Strom oder Gas). Diese sind prinzipiell volatil und nicht fix, und daher besteht ein beständiger Druck, diese Entwicklungen zeitnah zu verfolgen und die zugrundeliegenden Mechanismen gut zu kennen. Weiterhin ist die Produktpalette der Märkte sehr divers, z.B. am Strommarkt: es gibt Day-Ahead, Intraday und Regelleistungsmärkte mit jeweils weiteren Produkten (in der Regel auch noch zeitlich differenziert). Auch im Gasmarkt, der sich für Biogasanlagen aufteilt in die energetischen Produkte und die THG-Minderungsprodukte, sind diese komplexen Mechanismen vorhanden. Die Auseinandersetzung mit dieser vielschichtigen Thematik erfordert einen zusätzlichen Aufwand an Zeit und Ressourcen der Anlagenbetreiber. In einer Modellierung können diese Faktoren aber nicht immer abgebildet werden, da sie eher 'weicher' Natur sind und stark von den individuellen Gegebenheiten und Belastungsgrenzen von Personen abhängen. Speziell die Volatilität und Ungewissheit über die zukünftige Entwicklung dieser Märkte ist auch mit neuen Risiken verbunden, die im bisherigen EEG-Betrieb so nicht auftraten. Gleichzeitig sind die vorhandenen Flexerlöse in der nächsten EEG-Periode als relativ robust anzusehen, da BGA als sehr flexibel steuerbare Kraftwerke wahrscheinlich nicht unter dem Marktwert arbeiten werden, wenn sie flexibel fahren. Lediglich die Höhe dieser Flexerlöse hängt stark von der zukünftigen Marktentwicklung ab.

Weiterhin ist die initiale Phase und die Ausarbeitung einer strategischen Ausrichtung und Planung für ein Betriebskonzept in der Post-EEG Zeit mit viel bürokratischen Hürden (EEG-Ausschreibung, weitere Genehmigungen, Auflagen, Gutachten und Nachweispflichten) und einem damit verbundenen zeitlichen und finanziellen Aufwand (z.B. zu hinterlegende Sicherheit für die Ausschreibung) vor Betriebsbeginn verbunden. Begleitet wird dies zudem von steigenden Anforderungen im Umwelt- und Klimaschutz (u.a. TA Luft, 44. BImSchV, WRRL, DUV) sowie der Anlagensicherheit und Störfallvorsorge. In der AuRaSa-Umfrage waren Genehmigungshürden auch das meist genannte Hemmnis für die Flexibilisierung (n=18). Auch wenn Planungs- und Genehmigungskosten in der Modellierung berücksichtigt worden sind, können diese ggf. deutlich höher ausfallen. Wenn die Post-EEG-Phase als wenig aussichtsreich, komplex und risikoreich gesehen wird, kann diese initiale Hürde bereits abschrecken und trotz gegebener Wirtschaftlichkeit eine Umsetzung verhindern.

Die in der ersten EEG-Periode gemachten Erfahrungen mit der Biogasproduktion und Nutzung sprechen indes für einen Weiterbetrieb in der Post-EEG-Phase. Prozesse sind eingespielt, die Technologie vorhanden, langjährige Betriebserfahrungen liegen vor, und so sind z.B. die Risiken eines Produktionsausfalls eher geringer als zu Beginn der 1. EEG-Periode. Das Wissen zur Technologie und den verschiedenen Anlagenkomponenten ist vorhanden, sodass - sofern nicht ein Wechsel in Biomethanaufbereitung vorgenommen wird - ggf. ein geringerer Aufwand z.B. in der Instandhaltung usw. anfällt.

Eine Hürde stellt auch die Finanzierung / Kapitalbeschaffung für eine Umgestaltung (oder 'Repowering') dar. Viele Folgekonzepte sind trotz Weiterbetrieb der bestehenden BGA (primär Gasproduktion) mit einem hohen Kapitalaufwand verbunden, der z.B. für die Abdeckung und Errichtung neuer Gärrestlager (GRL), neue BHKW oder Gasspeicher, oder auch von Gasaufbereitungstechnologien erforderlich ist. Zusammen mit den neuen und ggf. unsicheren Geschäftsmodellen (risikoreicher Märkte) kann dies die Finanzierung deutlich erschweren und zu Investitionshemmnissen und -aversionen führen.

In der Modellierung wurde für die Auswahl des EEG-Ausschreibungskonzeptes zunächst immer das Konzept mit dem niedrigsten anlegbaren Wert (spezifischer Wert, der die absolute Investitionshöhe außer Acht lässt) herangezogen, auch wenn Folgekonzepte mit geringer Investitionshöhe (z.B. "Gülle-Min" und "Gülle-Opt") ggf. ebenfalls eine Chance auf eine erfolgreiche Ausschreibung hätten. Diese werden eher unterbewertet bzw. deren Vorteilhaftigkeit bzgl. der niedrigen Investitionshöhe nicht berücksichtigt.

Ein weiterer wichtiger Faktor, der in der Szenarioanalyse und dem Ausblick auf die Bestandentwicklung der Biogasanlagen eine wichtige Rolle spielt, aber nicht differenziert abgebildet wird, ist die Frage nach der Hofnachfolge bzw. der langfristigen Perspektive des landwirtschaftlichen Betriebes mit seiner Biogasanlage durch gewillte Nachfolger*innen. In der Szenarioanalyse wurde vereinfacht angenommen, dass jede Anlage in den Weiterbetrieb gehen will. Dies wird in der Realität nicht der Fall sein, auch wenn das Interesse in der AuRaSa-Umfrage für einen Post-EEG-Betrieb sehr hoch war. Ein gegenläufiger Faktor ist zudem, dass jede Anlage mehrfach in die Ausschreibung gehen kann und auch durch die strategische Auswahl des Zeitpunktes die Chance eines Zuschlags erhöhen kann. So können durch ein Vorziehen einer Ausschreibungsteilnahme BGA/Biomasseanlagen starke Jahrgänge und ggf. damit verbundener Konkurrenzdruck vermieden oder aber die Teilnahme in Ausschreibungsrunden mit höheren Höchstgebotsgrenzen (weniger Degression) gewährleistet werden. Dabei muss eine Abwägung über die EEG-Restlaufzeit (und dem frühestmöglichen Zeitpunkt für eine Teilnahme), aktueller Vergütungshöhen und Umsetzungsfristen nach einem etwaigen positiven Zuschlag beachtet werden.

Eine Chance für eine höhere Ausschreibungsteilnahme und Überwindung der initialen Hürden könnten auch Aggregatoren/Dienstleister darstellen, die sich auf die Ausschreibungsproblematik spezialisieren, Anlagen bündeln, Prozesse und Optionen rationalisieren und die Ausschreibungsteilnahme für Betreiber vereinfachen. Natürlich müsste dies dann aber mit einer geringeren Wirtschaftlichkeit für den Betreiber berücksichtigt werden. Bei Konzepten und Anlagen, wo die Wirtschaftlichkeit bereits kritisch ist, stellt dieser Weg somit eher keine Option dar. Ähnliches gilt auch für die Biomethan-Folgekonzepte. Hier stellt die Bündelung ("Pooling") von Bestands-BGA mittels Rohgasnetzen eine weitere Option dar. Der Vorteil des Poolings an einem zentralen, strategisch günstigen Ort ermöglicht eine Ausnutzung von Skaleneffekten und eine vorteilhafte Einspeisung bzw. Kraftstoffbereitstellung an einem Punkt mit entsprechender Nachfrage. Es kann aber vorkommen, dass Anlagen, die für ein Pooling in Frage kommen, sehr unterschiedliche EEG-Restlaufzeiten aufweisen. Dies erschwert eine Investition in größere Anlagen am zentralen Punkt deutlich, da zu Beginn nur ein Bruchteil der geplanten Gasmenge zur Verfügung steht und die Auslastung somit gering ist. Das Pooling kann natürlich auch für eine KWK-Nutzung erfolgen, hier wäre vor allem die Möglichkeit einer hohen Wärmenutzung nahe an geeigneten Wärmesenken erfolgsversprechend.

Auch eine Kombination aus KWK-Strom/Wärmenutzung und Gasaufbereitung ist bei ausreichender Größe einer Anlage eine interessante Option. BGA-Betreiber könnten in diesen Konzepten auch verstärkt zu Rohgaslieferanten werden und Investitionen, Vermarktung und Betrieb der Aufbereitungsanlagen einem Aggregator wie etwa einem lokalen Stadtwerk, Energiegenossenschaften oder Energieversorgungsunternehmen überlassen. Auch können dadurch die spezifischen Investitionskosten gesenkt werden und die hohen Investitionen besser verteilt werden. Langfristige Abnahmeverträge sind in diesem Fall von beidseitigem Interesse, gewähren dem Betreiber eine gewisse Sicherheit und vereinfachen das Geschäftsmodell, auch wenn der Anteil an der Wertschöpfungskette sinkt.

Weiterhin wurde in der Modellierung angenommen, dass jede Anlage unverändert und ausgehend vom jetzigen Zeitpunkt in die Post-EEG-Phase geht. Bereits frühzeitig (heute!) in der ersten EEG-Phase erfolgte Flexibilisierungen und strategische Ausrichtungen - vor dem Betrachtungszeitraum einer Post-EEG-Phase - können die Wirtschaftlichkeit der Folgekonzepte deutlich verbessern, z. B. wenn ein BHKW mit hoher installierter Leistung und ausreichend Restlaufzeit für weitere 10 Jahre bereits vorhanden ist. Die notwendigen Kapitalkosten verteilen sich so auf einen größeren Zeitraum und machen die Refinanzierung leichter.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Schlussfolgerungen: Vergleich der Folgekonzepte

- Eine Reduktion der Bemessungsleistung (BL) ist in der Regel für die Biogasanlagen in Sachsen nicht wirtschaftlich vorteilhaft, da sich Skaleneffekte reduzieren. Sie wäre aber mit geringeren Investitionen und Aufwand verbunden. Dies gilt speziell für kleinere Anlagen mit relativ geringem Gülle-Anteil. Sofern eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist, kann dies aus Betreibersicht ein Argument sein, sich für die weniger wirtschaftliche Option zu entscheiden, auch weil sich die Finanzierung bei geringerer Höhe einfacher gestalten lässt. Für eine Vorteilhaftigkeit der BL-Reduktion sollte eine ausreichend große BL im Ausgangszustand vorhanden sein (wie bei REF BGA 5), sodass durch die Reduktion eine nicht zu kleine Biogasanlage entsteht. Eine BL-Reduktion unabhängig von dem Folgekonzept ('Gülle-Min' oder 'KWK-Eigen') führt aber zu einer deutlichen THG-Emissionsreduktion. Aktuell spielt dies jedoch im Strom-/Wärmesektor keine Rolle bzw. kann nicht in Form von Erlösen zu einer Kostenkompensation beitragen.
- Das Folgekonzept 'Flex-Regulär' ist bezogen auf den anlegbaren Wert und die EEG-Ausschreibung in der Regel ein vorteilhaftes Konzept. Zusätzliche Investitionen in Gärrestlager (Vergleiche Anlagentypen REF BGA1 und REF BGA2) führen zwar zu etwas höheren Gestehungskosten, verschlechtern die Chance auf eine Teilnahme in der Ausschreibung aber nicht wesentlich. Ein Grund ist der hohe Gülleanteil, der mit relativ geringen Rohgaskosten verbunden ist, speziell, da die Kapitalkosten im Weiterbetrieb geringer als bei der Erstinbetriebnahme sind. Höhere Kapitalkosten (Fremdkapital/Zinssatz) könnten dies ggf. ändern. Im Vergleich schneidet dann das Konzept 'Gülle-Opt' ggf. besser ab. Die Differenz der beiden Konzepte bezogen auf den anlegbaren Wert von ca. 2 Ct/kWh_{el} könnte so reduziert werden, da hier auf Grund der auf die bestehenden Anlagenkomponenten ausgerichtete Substratoptimierung weniger Investitionen notwendig sind. Veränderungen der Rahmenbedingungen zeigen, dass sich hier auch schnell Änderungen in der Vorteilhaftigkeit der EEG-Anschlusskonzepte ergibt.
- Das Folgekonzept 'KWK-Eigen' ist sehr stark von den individuellen Anlagengegebenheiten abhängig, die so nicht in der Szenarioanalyse modelliert werden konnten. Speziell bei relativ hohen Bezugsstrompreisen größer als 20 Ct/kWh_{el} und einer Befreiung von der EEG-Umlage wird das Konzept schnell wirtschaftlich (siehe Sensitivitätsanalyse). Insbesondere trifft dies auf Kleinanlagen zu. Ist dann in Zukunft noch eine Kombination mit den KWK-Zuschlägen möglich, kann die Wirtschaftlichkeit weiter steigen. Eine sehr hohe Wärmenutzung ist aber Grundvoraussetzung. Da der Wärmeverbrauch des landwirtschaftlichen Betriebes häufig höher als der Stromverbrauch ist, kann dies für das Konzept 'KWK-Eigen' von Vorteil sein. Eine saisonale Ausrichtung anhand des Wärmelastprofils könnte ebenfalls dazu beitragen, eine hohe Wärmenutzung zu erreichen und würde ggf. den Eigenstromverbrauchsanteil wieder senken.
- Das Folgekonzept 'Wärme-Eigen' ist häufig nicht wirtschaftlich, da die fossile Referenz im Vergleich derzeit zu günstig ist. Zwar wird dies mit der Einführung eines CO₂ Preises durch das Brennstoffhandelsgesetz zu Gunsten Erneuerbare Energien verschoben, für eine Preisparität von Erdgas zu Rohbiogas ist er aber in der Regel zunächst zu niedrig. Je nach Erdgasbezugspreis könnte sich dies aber schnell ändern. Dieser liegt gewöhnlich deutlich höher als die Erdgasgroßhandelspreise. Auch wenn erneuerbare Wärme die Referenz darstellt, kann dies von Vorteil für das 'Wärme-Eigen'-Konzept sein, da erneuerbare Wärme in der Regel höhere Kosten als die fossile Referenz aufweist.

- Die Gasaufbereitungskonzepte zu Biomethan sind im Vergleich mit den höchsten Investitionen verbunden. Auch sind wichtige Voraussetzungen, die in der Modellierung nur pauschal berücksichtigt wurden, wie etwa die Entfernung zum Gasnetz oder eine Absatzmöglichkeit des CNG von großer Wichtigkeit, hängen aber stark von dem Anlagenstandort ab. Für größere Anlagen und Anlagen mit sehr hohen Gülleanteilen bewegen sich die Konzepte auch unter aktuellen Bedingungen nahe der Marktwirtschaft. Die Nachfrage nach Biomethan aus Gülle und Abfall bzw. Reststoffen wird voraussichtlich auf Grund der derzeitigen politischen Rahmenbedingungen und der Vergütung der THG-Minderung im Kraftstoffsektor steigen. Auch die Vorteilhaftigkeit der Abgaswerte von Erdgasfahrzeugen (Feinstaub/NO_x) spricht speziell im Bereich Schwerlast für eine Nachfragesteigerung nach Erdgas und Biomethan.

Schlussfolgerungen: Betreibersicht

- Die Ausschreibungsbeteiligung in der Post-EEG-Phase mit einer deutlichen Flexibilisierung des Anlagenbetriebes bleibt die wirtschaftlichste Option für den Weiterbetrieb von BGA. Dies ist mit einer höheren Sicherheit durch die Marktprämie und den Flexzuschlag verbunden, als mit einem Einstieg in Nicht-EEG-Konzepte. Das Geschäftsmodell bleibt dabei relativ unverändert (kein neues Hauptprodukt), auch wenn die Flexibilisierung und die Direktvermarktung eine Umstellung bedeuten und eine Abgabe von Entscheidungshoheit bzw. Eingriff in den Betrieb darstellen kann (z.B. bei vollflexibler Fernsteuerung durch den Direktvermarkter).
- Allgemein ist eine hohe Wärmenutzung bei jeglichen KWK-Konzepten anzustreben. Eine hohe Wärmenutzung in Kombination mit einer gewissen Erlöshöhe (Wärmepreis) sind für die Wirtschaftlichkeit und den Weiterbetrieb wichtiger als z. B. die Flexerlöse und ein hoher Überbauungsgrad. Eine saisonale Ausrichtung könnte hierzu je nach Anlagenkonstellation ebenfalls beitragen.
- In Bezug auf die Ausschreibung ist es zu empfehlen, strategisches Bieten in Betracht zu ziehen. Das Zusammenspiel aus relevantem Ausschreibungsjahr (Beachtung des Konkurrenzbestandes in Deutschland, speziell "BGA-starke Jahrgänge"), der Gebotshöhe (Degression) und Restlaufzeit muss in die Überlegung zum richtigen Beteiligungszeitpunkt mit einbezogen werden. Auch ein mehrfaches Bieten sollte in Betracht gezogen werden. Die Ermittlung des anzulegenden Wertes ist unabdingbar, um das minimale Gebot zu bestimmen. Darüber hinaus kann eine Erhöhung des Gebotes die Wirtschaftlichkeit deutlich steigern, sofern ein Zuschlag über diesen Weg als wahrscheinlich eingestuft wird.
- Eine strategische Ausrichtung auf das zukünftige Betriebskonzept sollte frühzeitig getroffen werden, idealerweise in der Halbzeit der ersten EEG-Periode. Sie kann die Wirtschaftlichkeit der Folgekonzepte deutlich erhöhen. So ist z. B. die Kombination einer doppelten Überbauung in der ersten EEG-Periode und einer späteren BL-Reduktion für den Anschlussbetrieb eine vielversprechende Option. Zum einen weist die spätere "kleinere Anlage" einen relativ hohen Wirkungsgrad (wegen des größeren BHKW) auf, zum anderen ist eine hohe Flexibilität zu Zeitpunkten verfügbar, wo diese ggf. deutlich mehr Wert besitzt, als dies aktuell der Fall ist. Auch verteilt sich die Investition der Flexibilisierung so auf einen längeren Zeitraum. Die langfristige Ausrichtung der BGA sollte natürlich mit der langfristigen Ausrichtung des landwirtschaftlichen Betriebes übereinstimmen (Entwicklung Viehbestand usw.).
- Bei den Nicht-EEG-Konzepten speziell im Bereich Biomethan könnten langfristige Abnahmeverträge das Risiko eines nicht-wirtschaftlichen Betriebes minimieren und eine ähnliche Erlössicherheit bieten wie das EEG. Auch kann im Biomethan/Kraftstoffmarkt eine Abdeckung der Gärrestlager von Vorteil sein, da die Vorteilhaftigkeit durch THG-Minderung (siehe z.B. RED II-Werte) steigt und dies im Gegensatz zum Stromsektor in steigende Erlöse umgesetzt werden kann.

- Trotz des möglichen Weiterbetriebes von Bestandsanlagen bzw. Teilen desselben sind hohe Investitionen für einen Weiterbetrieb der Gesamtanlage notwendig. Die im Vergleich zur ersten EEG-Periode deutlich komplexeren Geschäftsmodelle erschweren die Finanzierung von neuen Investitionen. Eine langfristige Planung und ggf. zeitliche Stückelung der Investitionen könnten zur Problemlösung beitragen (z.B. Vorziehen Ausbau der GRL Kapazität/Abdeckung, um Gasspeicherkapazitäten für die Flexibilisierung später zur Verfügung zu haben).

Schlussfolgerungen: Bestandssicht

- Unter den aktuellen Rahmenbedingungen stehen speziell kleinere Anlagen (Anlagentypen REF BGA 3 und 4), wie sie in Sachsen in großer Zahl betrieben werden, großen Schwierigkeiten gegenüber. Allgemein gibt es wenig Aussicht auf einen Weiterbetrieb, auch wenn Kleingülleanlagen noch eine lange EEG-Restlaufzeit aufweisen (in der Regel bis Anfang der 2030er) und bis zu einem möglichen Weiterbetrieb Änderungen der Rahmenbedingungen sowohl in positive als auch negative Richtung sehr wahrscheinlich sind. Im Gegensatz zu den mittleren und größeren Anlagen (REF BGA 1, 2 & 5) sind für kleinere Anlagen Folgekonzepte außerhalb des EEG, wie z. B. die Biomethanaufbereitung (auf Grund der Honorierung der THG-Vorteilhaftigkeit im Kraftstoffmarkt) und die Eigenenergiekonzepte, aber eher attraktiv. Für letztere sind jedoch viele individuelle Faktoren der Anlagenausgangslage entscheidend (speziell Bezugspreise). Insgesamt ist die Bandbreite der möglichen Zukunftsoptionen somit größer, was aber die Entscheidungsfindung für den Weiterbetrieb nicht erleichtert.
- Größere Anlagentypen (REF BGA 1, 2 & 5) sind in der EEG-Ausschreibung allgemein im Vorteil, da sie deutlich niedrigere anlegbare Werte vorweisen können. Insgesamt findet so voraussichtlich eine Verschiebung in der Struktur des BGA-Bestandes in Sachsen statt, Ergebnisse, die sich auch für andere Bundesländer ergeben haben (Güsewell und Eltrop 2020). Dieser Entwicklung müsste mit einer Änderung der Rahmenbedingungen - wie z. B. im Szenario "Gülle+" beschrieben - entgegengewirkt werden, um so auch den kleineren Anlagen, speziell mit Verwertung der Reststoffe aus der Landwirtschaft, eine Perspektive zu eröffnen.
- Prinzipiell ist der BGA-Bestand Sachsen von der Ausgangslage her eigentlich gut aufgestellt (hoher Anteil an Wirtschaftsdünger, relativ hohe Bemessungsleistung). Er besitzt dadurch eine hohe THG-Minderung, deren Wertigkeit zunehmend - wie im Kraftstoffsektor bereits aktuell - monetär honoriert werden könnte. Der aktuelle EEG-Rahmen ermöglicht voraussichtlich trotzdem nur einem kleinen Teil des Anlagenbetriebes in Sachsen den Weiterbetrieb, da eine starke Limitierung des Ausschreibungsvolumens vorliegt. Der BGA-Bestand in Sachsen ist deshalb mit hoher Sicherheit rückläufig und damit auch die absolute Menge an Güllevergärung. Selbst unter sehr positiven Rahmenbedingungen (Folgekonzepte 'Gülle+' und 'Flex++') sinkt der Bestand um ca. ein Drittel. Eine Netto-Emissionsminderung durch BGA könnte in diesen Fällen jedoch bei positivem Fortschreiten der Technologienentwicklung und speziell auch durch die Abdeckung von Gärrestlagern erhalten bleiben.
- Nur für einen kleinen Anteil des BGA-Bestandes sind Nicht-EEG-Konzepte die wirtschaftlicher Alternative, speziell da die Biomethanaufbereitung mit sehr hohen Investitionen verbunden ist. Die Rahmenbedingungen und anlagenspezifischen Gegebenheiten entscheiden dabei, welches Konzept die wirtschaftlichste Option darstellt. Speziell die Konzepte 'Biomethan-Netz' und 'KWK-Eigen' stehen bei dieser Abwägung im Fokus.

Literaturverzeichnis

- AFMAN, MAARTEN; HERS, SEBASTIAAN; SCHOLTEN, THIJS (2017): Energy and electricity price scenarios 2020-2023-2030. Input to Power to Ammonia value chains and business cases. Hg. v. CE Delft.
- Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE) (Hg.) (2019): Vorschläge des Bundesverband Bioenergie e.V. für Maßnahmen zur Erreichung des Klimaschutzziels der Bundesregierung für das Jahr 2030.
- Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE); Deutscher Bauernverband e.V. (DBV); Fachverband Biogas e.V. (FvB); Fachverband Holzenergie (FVH) (Hg.) (2018): Maßnahmen zum Ausbau der Güllevergärung. Mehr Klimaschutz und Erneuerbare Energien mit einer nachhaltigen Tierhaltung verbinden.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2019): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2019): Kohleausstieg und Strukturwandel. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>, zuletzt aktualisiert am 19.08.2019.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2019): Beendete Ausschreibungen. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasse-Anlagen 2017/2018/2019. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, zuletzt aktualisiert am 21.08.2019.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2019): EEG-Registerdaten und -Fördersätze. EEG-Zubau- und Summenwerte. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=0C3BB1E5C660333695C1D37875A46981, zuletzt aktualisiert am 21.08.2019.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2019): Marktstammdatenregister. Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, zuletzt aktualisiert am 19.08.2019.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (Hg.) (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013.
- Bundestag (2018): Gesetz zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. EnSaG.
- DANIEL LIEBIG (Hg.) (2019): Synopse aller Änderungen des KWKG am 01.01.2019. Online verfügbar unter <https://www.buzer.de/gesetz/11872/v214073-2019-01-01.htm>, zuletzt geprüft am 30.06.2020.
- Danish Energy Agency (2018): Denmark's Energy and Climate Outlook 2018. Baseline Scenario Projection Towards 2030 With Existing Measures (Frozen Policy), Danish Energy Agency.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.
- Deutscher Bundestag (Hg.) (2019): Antwort der Bundesregierung. Bilanz der Energiewende in Sachsen.
- Deutscher Bundestag (2016): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). EEG 2017.
- DOTZAUER, MARTIN; KORNATZ, PETER; SIEGISMUND, DANIEL (2018): Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für sieben Anlagenbeispiele. Hg. v. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ).
- EPEX Spot SE (Hg.) (2018): MARKET DATA DAY-AHEAD AUCTION. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction/auction-table/2013-01-01/DE>, zuletzt geprüft am 18.04.2018.
- FERNAHL, A.; PEREZ-LINKENHEIL, C.; HUNEKE, F.; KÜCHLE, I. (2017): Wirkungsweise einer CO₂-Steuer am Strommarkt. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG.

- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hg.) (2018): Biomasseaufwertung und Silierung lignocellulosereicher Koppelprodukte zur Optimierung der Methanausbeute (BASiliKOM). Schlussbericht. Fachhochschule Südwestfalen.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hg.) (2019): Post EEG - Hintergrund. Online verfügbar unter <https://bioenergie.fnr.de/projekte-und-foerderung/projekte/post-eeeg/>.
- FNR (19.08.2019): Landwirtschaftliche Abfall- und Reststoffe für Biogas mobilisieren. BMEL fördert Verbundprojekte mit 3,6 Mio. Euro. Hansen, Hermann. Online verfügbar unter [https://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/news/landwirtschaftliche-abfall-und-reststoffe-fuer-biogas-mobilisieren/?tx_news_pi1\[controller\]=News&tx_news_pi1\[action\]=detail&cHash=88d842698102a576655302fbd7a9e772](https://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/news/landwirtschaftliche-abfall-und-reststoffe-fuer-biogas-mobilisieren/?tx_news_pi1[controller]=News&tx_news_pi1[action]=detail&cHash=88d842698102a576655302fbd7a9e772).
- FRIEDL, GEORG (2019): Neue Anforderungen an den Betrieb von Biogasanlagen. Biogas Infotage 2019. Ulm, Friedl, Georg.
- GERS-GRAPPERHAUS, CHRISTOPH; HARTMANN, STEFAN; KEYMER, ULRICH; MESSNER, JÖRG; REINHOLD, GERD; SCHÜNEMANN-PLAG, PETER; WERNSMANN, PHILIPP (Hg.) (2017): Anpassungsstrategien für Biogasanlagen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. Darmstadt (KTBL-Heft, 118).
- GREINER, BENJAMIN; HERMANN, HAUKE (2016): Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Stromerzeugung. Arbeitspaket 1.2 im Forschungs- und Entwicklungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Wissenschaftliche Unterstützung „Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050“. Hg. v. Öko-Institut e.V.
- GÜSEWELL, JOSHUA; ELTROP, LUDGER (2020): Folgekonzepte im Vergleich und mögliche Auswirkungen auf die Bestandsentwicklung - Eine Szenarioanalyse. Doppelabschlussveranstaltung "Bioenergie Post-EEG". Landesvertretung Baden-Württemberg. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Berlin, Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger. Online verfügbar unter <https://www.dbfz.de/pressemediathek/weitere-publikationen/sonstige-vortraege/>, zuletzt geprüft am 21.02.2020.
- GÜSEWELL, JOSHUA; HÄRDTLEIN, MARLIES; ELTROP, LUDGER (2017): Repowering Biogasanlagen Baden-Württemberg. Schlussbericht. Universität Stuttgart.
- GÜSEWELL, JOSHUA; HÄRDTLEIN, MARLIES; ELTROP, LUDGER (2019): A plant-specific model approach to assess effects of repowering measures on existing biogas plants: The case of Baden-Wuerttemberg. In: GCB Bioenergy 11 (1), S. 85–106. DOI: 10.1111/gcbb.12574.
- GUSS, HERMANN; PERTAGNOL, JOACHIM; HAUSER, EVA; WERN, BERNHARD; BAUR, FRANK; GÄRTNER, SVEN ET AL. (2016): Biogas – Quo vadis? Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). IZES; ifeu. Saarbrücken.
- Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) (Hg.) (2019): Stellungnahme zum Entwurf eines Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vom 28.05.2019.
- Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) (Hg.) (2020): Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG. Positionspapier.
- HERMANN, HAUKE; LORECK, CHARLOTTE; RITTER, DAVID; GREINER, BENJAMIN; KEIMEYER, FRIEDHELM; COOK, VANESSA ET AL. (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) (Climate Change, 02/2017).
- HERMS, MATHIAS; SCHÄFER, TOM (2019): Untersuchung von Korrosionsschäden an Metall, Holz und Beton an sächsischen Biogasanlagen; Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG), Schriftenreihe, Heft 14/2019
- IPCC- Deutsche Koordinierungsstelle (Hg.) (2018): 1,5 °C Globale Erwärmung. Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger.
- JENNY WINKLER, FRANK SENSFUß, MARTIN PUDLIK (2015): Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien. Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket 4. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

- KOPIŠKE, JAKOB; SPIEKER, SEBASTIAN; TSATSARONIS, GEORGE (2017): Value of power plant flexibility in power systems with high shares of variable renewables: A scenario outlook for Germany 2035. In: Energy 137, S. 823–833. DOI: 10.1016/j.energy.2017.04.138.
- Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK) (Hg.) (2019): Energiebilanzen. Online verfügbar unter <http://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/>, zuletzt aktualisiert am 15.08.2019.
- LENZ, KONSTANTIN; BOMBERG, CHRISTIAN; GRUNDMANN, ROBERT A.; HÖNNIGER, STEFAN; BRAUNS, PATRICK; FESKE, LUKAS ET AL. (2018): Strommarkt 2050. Analyse möglicher Szenarien der Entwicklung des deutschen und mitteleuropäischen Strommarktes bis zum Jahr 2050. Hg. v. Fachhochschule Erfurt. Erfurt.
- MATTHES, FELIX CHR.; HERMANN, FELIX; COOK, VANESSA (2019): Strompreis- und Stromkosteneffekte eines geordneten Ausstiegs aus der Kohleverstromung.
- NITSCH, JOACHIM (2019): Noch ist erfolgreicher Klimaschutz möglich. Die notwendigen Schritte auf Basis aktueller Szenarien der deutschen Energieversorgung.
- Öko-Institut e.V. (Hg.) (2015): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt. KURZSTUDIE. Agora.
- Öko-Institut e.V. (2020): Emissionshandel für alle. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/aktuelles/2020/emissionshandel-fuer-alle>, zuletzt geprüft am 26.06.2020.
- Öko-Institut e.V.; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (Hg.) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.
- PFLUGER, BENJAMIN; TERSTEEGEN, BERND; FRANKE, BERND (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; ifeu.
- Prognos AG; Ewi; gws (Hg.) (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Endbericht. Basel/Köln/Osnabrück.
- RAUH, STEFAN (2019): RED II- Chancen für Biogas in der Mobilität. 13. Biogastage. Bad Waldsee, Rauh, Stefan.
- SCHOLWIN, FRANK; GROPE, JOHAN; CLINKSCALES, ANGELA; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE; RENSBERG, NADJA; DENYSENKO, VELINA ET AL. (2019): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (Texte, 41/2019).
- Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (SMWA); Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (SMUL) (Hg.) (2013): Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012.
- THRÄN, DANIELA; ADLER, PHILIPP; BROSIOWSKI, ANDRE; FISCHER, ELMAR; HERMANN, ANDRE; MAYER, STEFAN ET AL. (2015): Method Handbook - Material flow-oriented assessment of greenhouse gas effects. Methods for determination of technology indicators, levelized costs of energy and greenhouse gas effects of projects in the funding programme "Biomass energy use". Leipzig (Energetische Biomassenutzung, Volume 4).
- Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2013): Politiksszenarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Öko-Institut e.V.
- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2017): EEG-Anlagenstammdaten. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>, zuletzt geprüft am 23.03.2018.
- VDI-Richtlinie 6025, Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen.
- VÖLLER, KLAUS; REINHOLZ, TONI (2019): Branchenbarometer Biomethan 2019. dena-Analyse. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- WELTEKE-FABRICIUS, UWE (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow-Prüzen.

Glossar

- Die (Strom-)Gestehungskosten ergeben sich aus den Kapitalkosten, den fixen und variablen Betriebskosten, den Brennstoffkosten und der Kapitalverzinsung über den Betriebszeitraum.
- Der Differenzbetrag ist der Mittelbedarf, der sich aus (diskontierten) Gestehungskosten und Markterlösen (ohne Fördermittel wie der EEG-Marktpremie) errechnet. Er beziffert den Mittelbedarf, der aus anderen Quellen als dem Marktwert der Leistung (Ertrag aus der gelieferte kWh) finanziert werden muss, um die Gestehungskosten zu decken und so einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Ist der Differenzbetrag negativ, werden keine zusätzlichen Erträge benötigt (entspricht dem negativen spezifischen Kapitalwert).
- Die Installierte Leistung ist die Spitzenleistung einer Anlage. Nennleistung bezeichnet die Leistung, mit der eine Anlage dauerhaft betrieben werden kann.
- Die Bemessungsleistung (BL) ist eine – bilanziell zu verstehende – Leistungsangabe für Anlagen nach dem EEG. Sie ergibt sich aus den effektiv produzierten Kilowattstunden geteilt durch die Summe aller Jahresstunden. Mit der Höchstbemessungsleistung von Biogasanlagen (nach EEG 2017, § 101, Abs. 1 Satz 2) wird die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr bezeichnet, für die eine Marktpremie ausgezahlt wird.
- Marktwert / Marktwertfaktor ist der spezifische Erlös einer Anlage z.B. [EU/kWh] im Verhältnis zum Marktmittelwert
- Flexibler Betrieb / Flexibilität ist „... die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ (aus BNetzA 2017 nach Eurelectric, 2014)
- Mit Überbauung(sfaktor) wird die zusätzlich inst. BHKW-Leistung im Verhältnis zur bestehenden Leistung von Bestandsanlagen bezeichnet. Das EEG erlaubt eine bis zu 5-fache Überbauung.
- Gate-to-Gate (Tor-zu-Tor)-Ansatz wird verwendet in der Lebenszyklusanalyse (Ökobilanz) und beschreibt die Systemgrenzen des untersuchten Produktsystems, die sich auf die Produktion des Produktes an einem Standort (= in diesem Fall die Biogasanlage) beschränkt und Vorketten lediglich als Input betrachtet.
- RED II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie, in Kraft getreten 2018) enthält als neues Ziel, den EU-weiten Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf 32 % auszubauen. Sie gibt Standardwerte für die Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoffe aus Biogas und deren Ausgangsstoffe vor sowie (weiterhin) fossile Referenzwerte und Mindest-Einsparungsziele für erneuerbare Kraftstoffe.
- Treibhausgas (THG)-Quotenpreis ergibt sich aus der Pflicht, THG-Emissionen bei den im Verkehr gebrauchten Kraftstoffen zu reduzieren und den unterschiedlichen Einsparungen und Potentialen unterschiedlicher erneuerbarer Kraftstoffe.
- HRT (aus dem englischen Hydraulic Retention Time) entspricht der mittleren Verweilzeit des Substrats im Bezugssystem wie dem Fermenterraum oder dem gasdichten System.
- Als Day-Ahead Strommarkt wird der Handel von Strom für den folgenden Tag bezeichnet, der an der EPEX Spot in Paris, an der EXAA in Wien oder im Over-the-Counter-Handel über außerbörslich ausgehandelte Verträge stattfindet. Stellenweise wird auch der Begriff Auktionsmarkt verwendet.

- Das Uniform Pricing (englisch für Einheitspreisverfahren) ist ein Verfahren, nach welchem die Förderhöhe für Erneuerbare-Energien-Anlagen im Ausschreibungsverfahren festgelegt wird. Zwar erhält bei Ausschreibungen dasjenige Gebot den Zuschlag, das den niedrigsten Förderbetrag beinhaltet - die tatsächliche Förderhöhe wird jedoch nach jeder Ausschreibungsrunde festgelegt und entspricht für alle Anlagen dem höchsten aller Gebote, das noch einen Zuschlag bekommen hat.
- Skaleneffekte (englisch: economies of scale): Als Skaleneffekt wird in der Energiewirtschaft das Phänomen bezeichnet, dass größere energietechnische Anlagen oft geringere spezifische Kosten (z.B. €/kW) aufweisen als Kleinanlagen. Dieser Effekt ist nicht auf die Energiewirtschaft beschränkt. Allgemein formuliert zeigen sich positive Skaleneffekte dort, wo ein vermehrter Einsatz von Produktionsfaktoren zu einer überproportionalen Steigerung des Produktionsergebnisses führt. Damit verteilen sich die Gesamtkosten auf eine relativ stärker gewachsene Produktionsmenge, was zu einer Reduktion der spezifischen Kosten führt.

A 1 Betreiberumfrage

A 1.1 Umfragebogen

LANDESAMT FÜR UMWELT,
LANDWIRTSCHAFT
UND GEOLOGIE



Kontakt LfULG (Rückmeldung & formelle Rückfragen)
Frau Brückner/Zschoche
Tel.: 035242 631 71 02/09
Email: eveline.zschoche@smul.sachsen
Fax: 0351 451 2610 009

Kontakt IER (Inhaltliche Rückfragen)
Herr Güsewell
Tel.: 0711 685 878 53
Email: joshua.guesewell@ier.uni-stuttgart.de

Umfragebogen 2019/2020 Perspektiven für Biogasanlagen in Sachsen

Sehr geehrte Betreiberinnen und Betreiber einer Biogasanlage in Sachsen,

wir möchten Sie bitten, sich an der beigefügten Umfrage zur Lage und Zukunft von Biogasanlagen (Post EEG) in Sachsen zu beteiligen. Mit Ihrer Teilnahme leisten Sie einen wichtigen Beitrag, um den Bestand der sächsischen Biogasanlagen gut zu erfassen und das Potential für einen Weiterbetrieb über die ersten 20 Jahre des EEG hinaus zu ermitteln. Aus den Ergebnissen wollen wir Hinweise für die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Anlagen in Sachsen entwickeln.

Als Dankeschön für Ihre Bemühungen erhalten Sie von uns eine Rückmeldung zu ihrer eigenen Anlage, wie sie sich bzgl. eines möglichen Weiterbetriebs in Sachsen darstellt.

Wir bedanken uns herzlich für Ihre Unterstützung!

Name des landwirtschaftlichen Betriebs bzw. des Biogasanlagenbetriebs			
Ansprechpartner/in	Straße	PLZ	Ort
Telefon	E-Mail		

Hinweise zum Ausfüllen des Fragebogens:

- Bitte füllen Sie die Felder aus oder kreuzen Sie die zutreffenden Alternativen an. Falls nicht bekannt, lassen Sie das Feld einfach leer. Bitte schicken Sie den ausgefüllten Bogen bis zum **30.01.2020** an die oben stehende Adresse zurück.
- Bei mehreren Standorten/Anlagen füllen Sie bitte je einen eigenen Fragebogen pro Biogasanlage aus.
- Als Referenzjahr für den Anlagenbestand haben wir 2019 gewählt. Bitte füllen Sie daher Daten möglichst einheitlich für das Betriebsjahr 2019 aus. Ist dies nicht möglich, tragen Sie bitte das entspr. Betriebsjahr oben im jeweiligen Abschnitt ein.
- Weiteren Platz für Anmerkungen zu den einzelnen Abschnitten finden Sie auf der letzten Seite des
- Sämtliche Daten werden anonymisiert aufbereitet und analysiert (siehe Datenschutzinformationen nach Artikel 13 Absatz 1 und 2 Datenschutz-Grundverordnung).
- Zur Erleichterung Ihrer Arbeit nutzen Sie bitte das **Umweltgutachten** Ihrer Anlagen.

Dieser Fragebogen ist urheberrechtlich geschützt.

Seite 1 von 8

 vorige / nächste Seite

1. Betriebs- & BGA-Kenndaten				Angaben beziehen sich auf ☐ Jahr 2019 ☐ Betriebsjahr:	
Grunddaten					
Größe des Betriebs Standort Ihrer BGA Inbetriebnahme der BGA Art der Genehmigung Stromerzeugung Methangehalt	Anzahl Tiere GVE Gesamte Nutzfläche ha davon: ha Ackerbau & ha Grünland PLZ Ort Monat Jahr ☐ Baugesetzbuch ☐ BImSchV ☐ StoeV Install. Leistung* kW Stromerzeugung** kWh/Jahr ☐ Überschusseinspeisung ☐ Volleinspeisung *Gesamt installierte Leistung (elektrisch) **Gesamte jährl. produzierte Strommenge (ohne Abzug des Eigenverbrauchs) Der durchschnittliche Methangehalt im Biogas beträgt: %				
Technische Daten BHKW(s)					
	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3		
Inst. Leistung (el.) Inst. Leistung (therm.) Motorart Hersteller Jahr der Inbetriebnahme: Betriebsstunden Anmerkungen	kW kW Gasmotor ☐ Zündstrahlmotor ☐ h 	kW kW Gasmotor ☐ Zündstrahlmotor ☐ h 	kW kW Gasmotor ☐ Zündstrahlmotor ☐ h 		
2. Substrate				Angaben beziehen sich auf ☐ Jahr 2019 ☐ Betriebsjahr:	
Bitte tragen Sie die jeweils eingebrachten Substratmengen ein und geben Sie an, wieviel davon zugekauft wurde. Diese Daten können aus dem Einsatztagebuch entnommen werden.					
Art	Substratinput pro Jahr			Substratkosten frei Fermenter* ohne MwSt.	Substratkosten frei BGA** ohne MwSt.
		davon in %	TS- in %	Eigenkosten in €/Tonne	Zukauf in €/Tonne
Rindergülle	m³				
Schweinegülle	m³				
Rinderfestmist	t FM				
Schweinefestmist	t FM				
Hühnertrockenkot	t FM				
Silomais	t FM				
CCM	t FM				
Ganzpflanzensilage	t FM				
Getreidekörner	t FM				
*frei Fermenter, d.h.: Kosten der Produktion, der Ernte, der Einlagerung, der Entnahme, des Transportes bis zum Fermenter ** frei BGA, d.h.: Kosten der Beschaffung, der Ernte, der Einlagerung					



Körnermais		t FM				
Grasanweilsilage		t FM				
Siloabraum		t FM				
Hirse		t FM				
Sudangras		t FM				
Futterrüben		m³				
Grünroggen		t FM				
Lieschkolbenschrot		t FM				
Futterreste		m³				
Durchw. Silphie		t FM				
Szarvasi Gras		t FM				
Zuckerrüben		t FM				
Wildblumenaufw.		t FM				
Pferdemist		t FM				
La-Pflegematerial		t FM				
Andere, welche?						
		t FM				
		t FM				
Anmerkungen / Besonderheiten:						

3. Bauliche Ausführungen der Anlagenkomponenten

Angaben beziehen sich auf

☐ Jahr 2019

☐ Betriebsjahr:

Anmischgrube für Gülle

Bruttovolumen m³

Substrataufbereitung

☐ Hammermühle

☐ Extruder

☐ Rotacut

☐ Biocracker

☐ Gorator®

☐ Getreidequetschen

☐ Querstromzersetzer

☐ Vielfrass®

☐ seepex-Macerator-Zerkleinerer

☐ chem. Aufschluss (z.B. Natronlauge)

☐ Enzyme

☐ sonstiges:

Durchschn. Betriebsdauer (in Stunden/Tag)

Installierte Leistung (kW)

Feststoffeinbringung

☐ Futtermischwagen

☐ Dosierer

☐ Flüssigfütterung

☐ andere:

Bruttovolumen: m³ install. Leistung* kW Laufzeit: h pro Tag

*inkl. Eintragsschnecke

Hydrolysestufe (bitte ausfüllen, falls vorhanden)

offen geschlossen gasdicht

☐ ☐ ☐

Bruttovolumen:

m³

Beheizte Gärbehälter		Fermenter 1	Fermenter 2	Fermenter 3	Fermenter 4	Fermenter 5
Bruttovolumen		m³	m³	m³	m³	m³
Temperatur		°C	°C	°C	°C	°C
Ist Fermenter nachgeschaltet?		☐ ja	☐ ja	☐ ja	☐ ja	☐ ja
Fermenterausführung	stehender Fermenter mit Betondecke	☐	☐	☐	☐	☐
	stehender Fermenter ohne Betondecke	☐	☐	☐	☐	☐
	liegender Fermenter	☐	☐	☐	☐	☐
	andere	☐	☐	☐	☐	☐
Gasspeicherung	Biolene	☐	☐	☐	☐	☐
	Tragluftdach	☐	☐	☐	☐	☐
	andere	☐	☐	☐	☐	☐
	Volumen	m³	m³	m³	m³	m³
Inbetriebnahme						
Rührwerk1	Typ					
	Leistung	kW	kW	kW	kW	kW
	Laufzeit	h/Tag	h/Tag	h/Tag	h/Tag	h/Tag
Rührwerk2	Typ					
	Leistung	kW	kW	kW	kW	kW
	Laufzeit	h/Tag	h/Tag	h/Tag	h/Tag	h/Tag
Rührwerk3	Typ					
	Leistung	kW	kW	kW	kW	kW
	Laufzeit	h/Tag	h/Tag	h/Tag	h/Tag	h/Tag
Gärrestlager (unbeheizt)		Gärrestlager 1		Gärrestlager 2		Gärrestlager 3
Typ	☐ Rundbehälter ☐ Erdbecken ☐ sonstiges:		☐ Rundbehälter ☐ Erdbecken ☐ sonstiges:		☐ Rundbehälter ☐ Erdbecken ☐ sonstiges:	
Bruttovolumen	m³		m³		m³	
Sind Gärrestlager gasdicht?	☐ Ja ☐ Nein		☐ Ja ☐ Nein		☐ Ja ☐ Nein	
Gasspeicherung	Ausführung	Biolene	☐		☐	
		Tragluftdach	☐		☐	
		andere	☐		☐	
		Volumen	m³		m³	
Inbetriebnahme	Jahr		Jahr		Jahr	
Gesamtlagerkapazität für Wirtschaftsdünger im LWB		Monate				



4. Wärmeerzeugung und Absatz			Angaben beziehen sich auf ☐ Jahr 2019 ☐ Betriebsjahr:	
Betriebsinterne Wärmenutzung				
Gesamtwärmebedarf für Gärprozess	kWh/Jahr	% der Brutto- Erzeugung	Art der weiteren betriebsinternen Nutzung: ☐ Holz Trocknung ☐ Gärresttrocknung ☐ Tränkwassererwärmung ☐ Getreidetrocknung ☐ Gebäudeheizung ☐ Weiteres:	
Weitere betriebsinterne Wärmenutzung	kWh/Jahr	% der Brutto- Erzeugung		
kalk. Wärmepreis:	Cent/kWh			
Externe Wärmenutzung (Verkauf an Dritte)				
Verkauf an Dritte (mittels Wärmenetz)	kWh/Jahr	% der Brutto- Erzeugung	Abnehmer:	☐ Industriekunden ☐ komm. Einrichtungen ☐ Wohnhäuser ☐ Weiteres:
vergütet mit:	Cent/kWh	☐ frei Anlage ☐ frei Abnehmer		
Weitere Anmerkungen (z.B. Wärmevergütung beträgt x €/Jahr, da Stadtwerke mein Wärmenetz finanziert haben o.Ä.)				
5. Kosten			Angaben beziehen sich auf ☐ Jahr 2019 ☐ Betriebsjahr:	
Investitionssumme Gesamtanlage bei Inbetriebnahme (ggf. Schätzung):	in Tsd. EUR			
Investitionskosten für bereits erfolgte Nachrüstungen	Kostenart	Jahr	Summe (in Tsd. €)	
Kosten für bereits erfolgte Ersatzbeschaffungen				
Summe der Restabschreibungen		Tsd € (ggf. Schätzung)		
Zeitaufwand				
Der Arbeitszeitaufwand für die BG-Anlage beträgt	h pro Tag (aller Arbeiten einschl. Büro)			
mit Arbeitszeitkosten (ggf. kalkulatorisch) von ...	€ pro h			
Eigenstrombedarf BGA				
Insgesamt weist die BGA einen Eigenstrombedarf von ...	kWh/Jahr bzw.		% der Brutto- Erzeugung	
Ich beziehe Strom aus dem Netz	☐ ja ☐ nein			
und bezahle dafür einen Arbeitspreis* von	Cent/kWh			
und einen Leistungspreis** von ...	€/kW			
Wärmebedarf				
Brennstoffbedarf:	Brennstoff:	☐ Erdgas ☐ Erdöl ☐ Holz ☐ sonstiges:		
kWh/Jahr				
t / l / m³/ pro Jahr				
* Arbeitspreis: Variabler und bedarfsabhängiger Preis, der für den Verbrauch einer Kilowattstunde anfällt. ** Leistungspreis (bzw. Grundpreis): Preis pro für die höchste vom Versorger bezogene Leistung.				



Haben Sie im Jahr 2019 Direktvermarktung (DV) betrieben?

☐ Ja, dabei nutze ich folgende Vermarktungsoption(en):

- ☐ Flexibilitätsprämie
- ☐ Managementprämie
- ☐ Bereitstellung von Regenergie
 - ☐ Positive Regenergie
 - ☐ Negative Regenergie

☐ Nein, auch zukünftig nicht vorgesehen.

☐ Nein, ist aber bereits in Planung

☐ Nein, aber ich bin grundsätzlich interessiert

Wie hoch fallen die Zusatzerlöse in der Direktvermarktung aus?

Flex. Betrieb: ct/kWh oder €/Jahr Regenergie: ct/kWh oder €/Jahr

Mit welcher Fahrweise wird Ihre Anlage betrieben?

- ☐ Grundlast (unflexibler Dauerbetrieb)
- ☐ Grundlast BHKW + Spitzenlast BHKW
- ☐ "Hochtarif/Niedrigtarif" Betrieb (z.B. 12h Last / 12h aus)
- ☐ Optimierter Wochenfahrplan (vollflexibel z.B. über DV)
- ☐ Optimierter Tagesfahrplan (vollflexibel z.B. über DV)

Anmerkungen

6. Post-EEG Weiterbetrieb / EEG-Anschlussförderung

Streben Sie generell einen Weiterbetrieb über die 20 Jahre Betriebszeit der BGA im EEG an?

☐ Ja ☐ Nein ☐ noch nicht entschieden

Befinden Sie sich bereits in einer aktiven Planung und Vorbereitung für einen Weiterbetrieb?

☐ Ja ☐ Nein

Welche Hemmnisse sehen Sie bez. eines möglichen Zubaus an BHKW-, Gas- & Wärmespeicherkapazitäten?

- ☐ Netzhydraulik
- ☐ Platzbedarf
- ☐ Trafokapazität
- ☐ Genehmigungsprobleme
- ☐ Kapazität-Gasstrecke (Kühlung, Reinigung)
- ☐ Netzanbindung

☐ Weitere:

Welche der folgenden Konzepte halten Sie für einen Weiterbetrieb Ihrer Anlage für relevant/interessant?

Anschlussbetrieb im EEG mit Erfüllung aller dazugehörigen Anforderungen

- ☐ Leistungszubau BHKW (inst. Leistung)
- ☐ Leistungsreduzierung (Bemessungsleistung)

Anschlussbetrieb außerhalb des EEG

- ☐ Eigenenergieversorgung Strom
- ☐ Eigenenergieversorgung Wärme
- ☐ Biogas-Tankstelle
- ☐ Gasaufbereitung zu Biomethan und lokale Bereitstellung
- ☐ Gasaufbereitung zu Biomethan u. Einspeisung; Entfernung Gasnetz:

m

- ☐ Weiterbetrieb und Verkauf von Strom/Wärme nach Marktbedingungen (ohne Förderung)

Weiteres



Forts. 6.: Post-EEG Weiterbetrieb / EEG-Anschlussförderung

Welche zusätzliche Erlösoptionen/Vermarktungswege können Sie sich für Ihre Anlage vorstellen? (Zutreffendes ankreuzen)

- ☐ Weitere Stromvermarktung (Intradayhandel, Regelleistung)
- ☐ "grünes" Stromprodukt (z.B. über Bereitstellung von Biodiversität wie mit dem Anbau von Blühmischung)
- ☐ Regional Stromvermarktung
- ☐ Gärprodukt Düngemittel (aufbereitetes Gärprodukt)
- ☐ Innerbetriebliche Effekte (z.B. kostenlose Wärmenutzung, Aufwertung der Düngewirkung, ...)
- ☐ Weiteres

Welche Komponenten Ihrer BGA sind nach Ende der ersten 20 Jahre Betriebsdauer für ein Weiterbetrieb geeignet? Und wie hoch schätzen Sie den Sanierungsbedarf ein?

Komponenten geeignet f. Weiterbetrieb

Sanierungsbedarf (ca. in T €)

- ☐ Silo
- ☐ Feststoffeeinbringung
- ☐ Fermenter/Nachgärer
- ☐ Gärrestlager
- ☐ BHKW
- ☐ Weitere:

Sind Ihre Gärrestlager (sofern offen) geeignet für eine gasdichte Abdeckung?

☐ ja ☐ nein

Mit welchen Kosten rechnen Sie bei einer möglichen gasdichten Abdeckung?

€/m³ oder € gesamt

Welche Voraussetzungen wären Ihrer Ansicht nach allgemein wichtig für einen Weiterbetrieb?

Veränderungen in der Förderstruktur/ bei den Förderbedingungen?

Veränderungen an den regulatorischen Anforderungen (EEG, DüV,)?

Veränderungen der ökonom. Bedingungen (Absatzmärkte, Produktionsfaktoren, ... ?)

Sonstiges



Weitere Anmerkungen:

1. Betriebs- & BGA-Kenndaten

2. Substrate

3. Bauliche Ausführungen der Anlagenkomponenten

4. Wärmeerzeugung und Absatz

5. Kosten

6. Post-EEG Weiterbetrieb / EEG-Anschlussförderung



A 1.2 Zusätzliche Auswertungen aus der AuRaSa-Betreiberumfrage

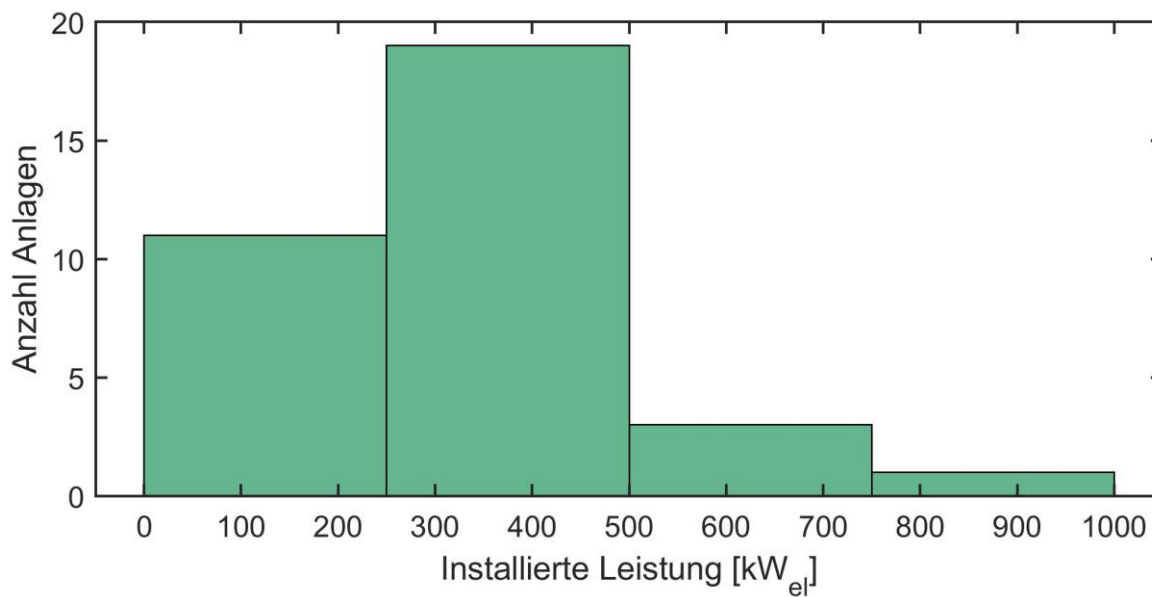


Abbildung 28: Bestandsverteilung für die installierte Leistung (des BGA-Gesamtbestandes in Sachsen)

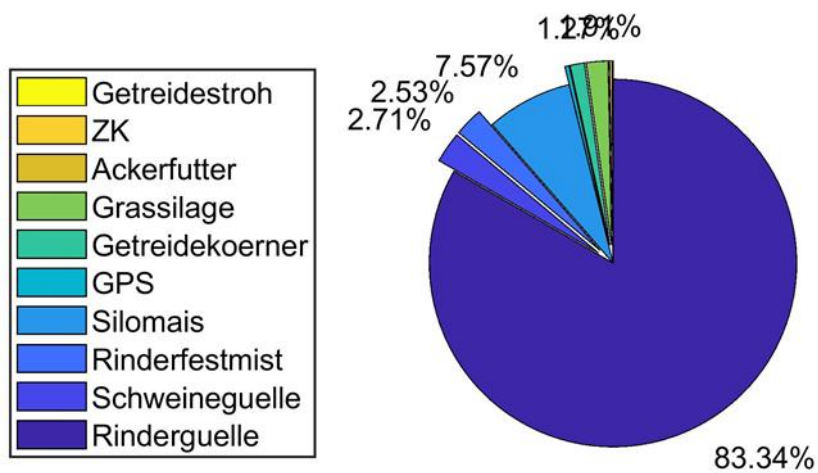


Abbildung 29: Substratmix des BGA-Gesamtbestandes in Sachsen

A 1.3 Detaillierte Auswertung des AuRaSa-Umfragebogens

Zu Umfrageabschnitt "3 Bauliche Ausführung der Anlagenkomponenten"

Anmischgrube für Gülle

Bruttovolumen

199 m³

(Mittelwert aus 20 Angaben)

Substrataufbereitung

Hammermühle	Extruder	Rotacut	Biocracker	Gorator	Getreidequetschen	Querstromzerspannen
3	1	15	2	0	8	1
Vielfrass	seepex-Macerator-Zerkleinerer	chem. Aufschluss (z.B. Natronlauge)	Enzyme	sonstiges:		
0	1	0	6	5		

Sonstiges:

- Häcksler
- Güllepumpe
- Prozesshilfsstoff/zur Entschwefelung, Spurenelemente, Silierhilfsmittel (3x)

Durchschnittliche Betriebsdauer (h/d)

6.8

(Mittelwert aus 12 Angaben)

Installierte Leistung (kW)

23.8

(Mittelwert aus 13 Angaben)

Feststoffeinbringung

Futtermischwagen	Dosierer	Flüssigfütterung	andere
7	19	1	6

Bruttovolumen

94 m³

(Mittelwert aus 25 Angaben)

Durchschnittliche Betriebsdauer (h/d)

4.2

(Mittelwert aus 19 Angaben)

Installierte Leistung (kW)

28

(Mittelwert aus 18 Angaben)

Hydrolysestufe

offen	geschlossen	gasdich
0	0	1

Bruttovolumen

345 m³

(Mittelwert aus 4 Angaben)

Zu Umfrageabschnitt "4 Wärmeerzeugung und Absatz"

Wärmebedarf für Gärprozesse

Gesamtwärmebedarf für Gärprozesse (MWh/Jahr)

1256

(Mittelwert aus 19 Angaben)

Wärmeprozessbedarf anteil an Bruttoerzeugung (%)

42.70

(Mittelwert aus 19 Angaben)

Weitere betriebsinterne Wärmenutzung

Weitere betriebsinterne Wärmenutzung (MWh/Jahr)

789

(Mittelwert aus 24 Angaben)

Wärmenutzung intern Anteil an Bruttoerzeugung (%)

28.30

(Mittelwert aus 16 Angaben)

Kalk. Wärmepreis

2.63

(Mittelwert aus 11 Angaben)

ct/kWh

Art der Wärmenutzung

Holztrocknung	Gärresttrocknung	Tränkassertrocknung	Getreidetrocknung	Gebäudeheizung	Weitere Nutzung
6	3	8	8	26	16

Sonstiges:

- Warmwasser (4x)
- Milcherhitzung
- Spargelfelder
- Milchviehanlage (4x)
- Heutrocknung (3x)
- Stallheizung Schweinezucht (2x)

Verkauf an Dritte

Verkaufte Wärmemenge (MWh/Jahr)	Wärmenutzung extern Anteil an Bruttoerzeugung (%)
411	38.30

(Mittelwert aus 8 Angaben)

(Mittelwert aus 17 Angaben)

Vergütet mit

1.75	ct/kWh frei Anlage	7.89	ct/kWh frei Abnehmer
------	--------------------	------	----------------------

(Mittelwert aus 1 Angaben)

(Mittelwert aus 3 Angaben)

Abnehmer

Industriekunden	komm. Einrichtungen	Wohnhäuser	Weiteres
3	3	12	3

Sonstiges:

- Hotel, Verein, Gastronomie
- Rinderstall
- Gewerbe

Zu Umfrageabschnitt "5 Kosten"

Wird Direktvermarktung betrieben?

Flexibilitätsprämie	Managementprämie	Bereitstellung von Regelenergie	Nein, auch zukünftig nicht vorgesehen	Nein, ist aber bereits in Planung	Nein, aber grundsätzlich interessiert
7	13	10	12	1	4

Mit welcher Fahrweise wird Ihre Anlage betrieben?

Grundlast (unflexibler Dauerbetrieb)	Grundlast BHKW + Spitzenlast BHKW	"Hochtarif/Niedrigtarif" Betrieb	Optimierter Wochenfahrplan	Optimierter Tagesfahrplan
27	2	0	2	1

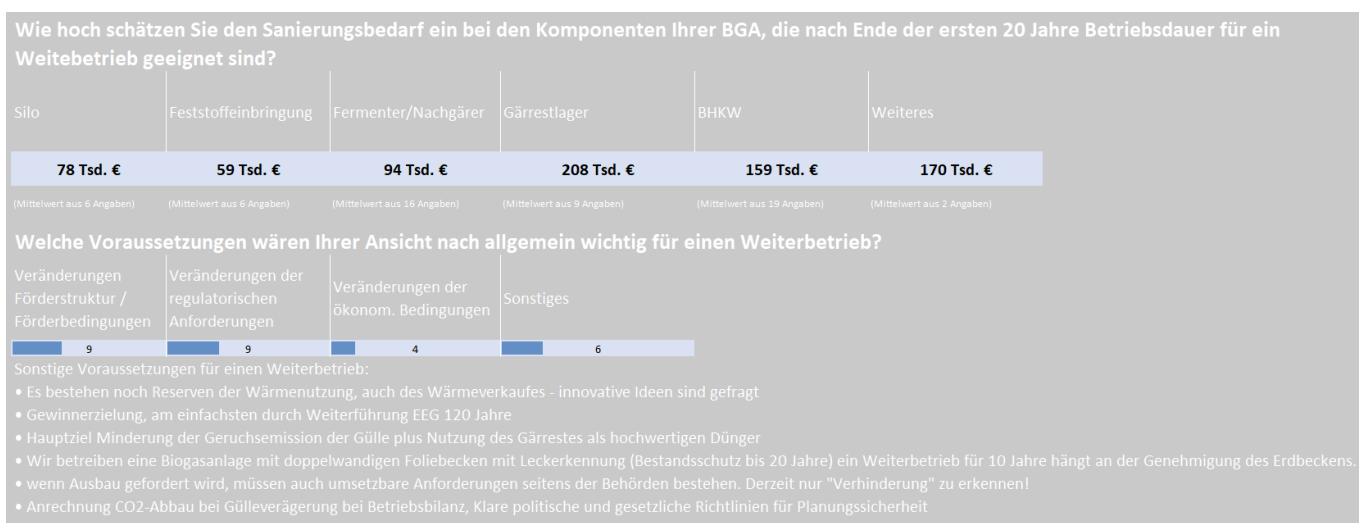
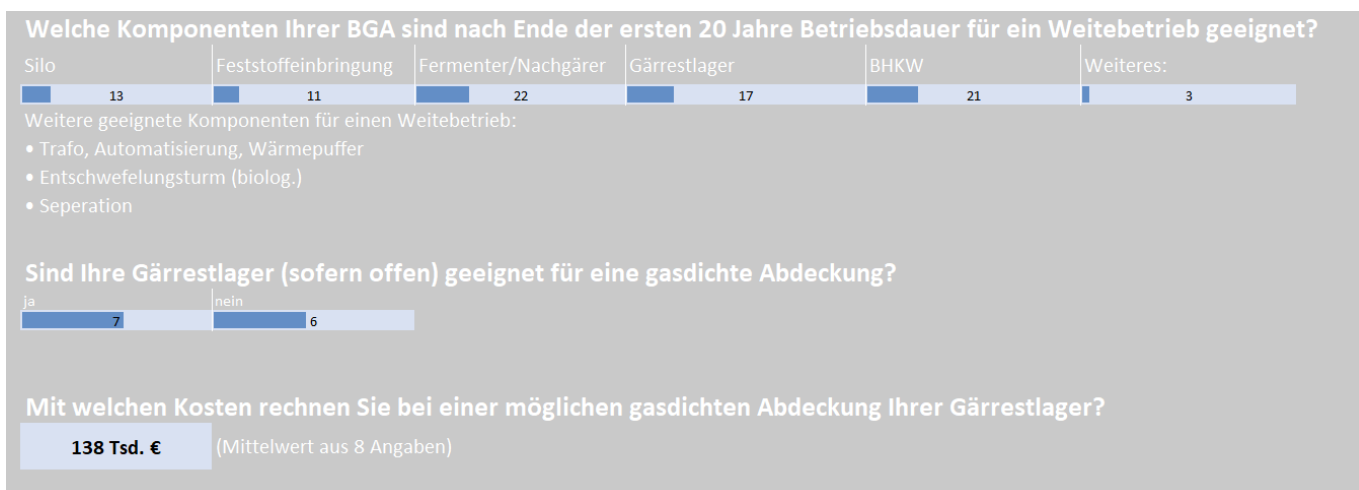
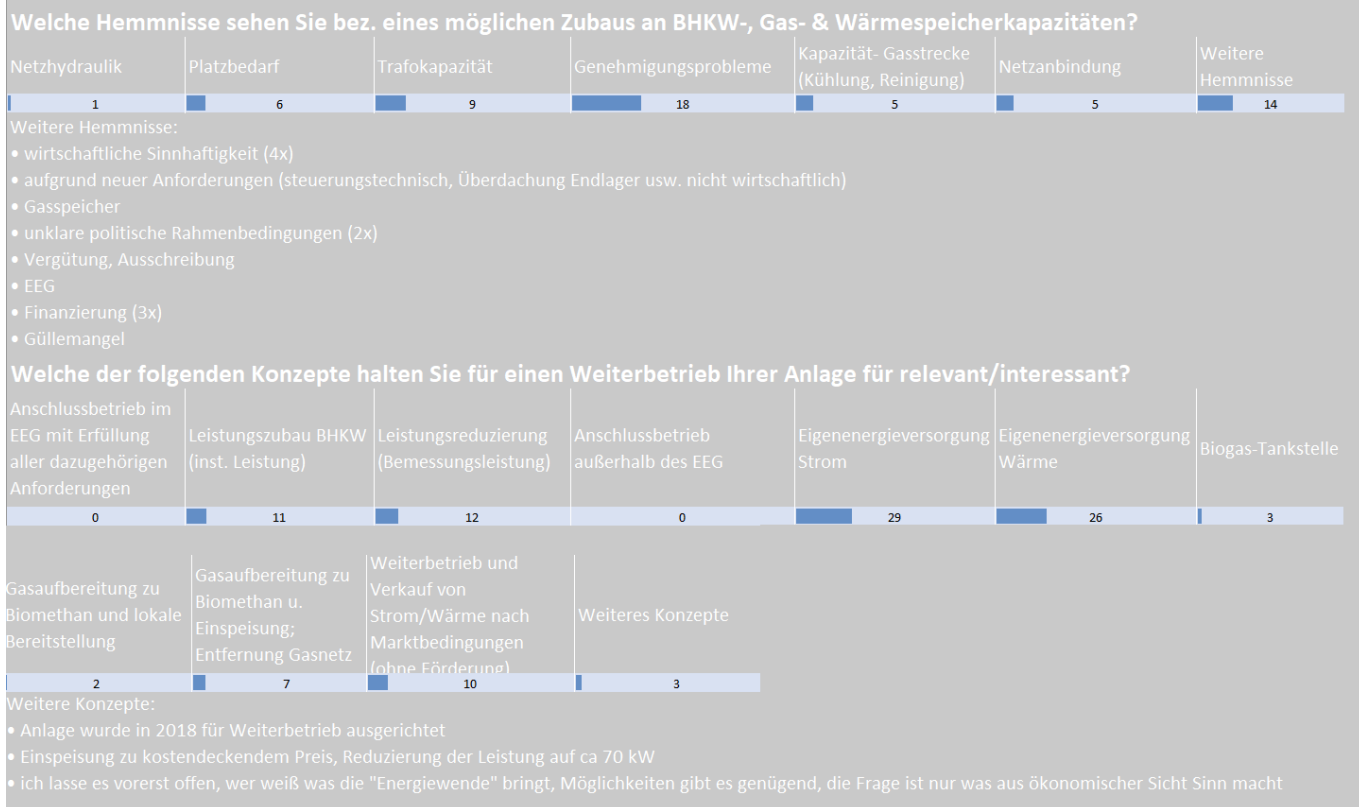
Zu Umfrageabschnitt "6 Post-EEG Weiterbetrieb / EEG-Anschlussförderung"

Streben Sie generell einen Weiterbetrieb über die 20 Jahre Betriebszeit der BGA im EEG an?

Ja	Nein	Noch nicht entschieden
29	1	4

Befinden Sie sich bereits in einer aktiven Planung und Vorbereitung für einen Weiterbetrieb?

Ja	Nein
6	26



A 1.4 Rückmeldebogen für die Teilnehmenden an der AuRaSa-Betreiberumfrage (Deckblatt, Rückseite und Ergebnisseite im Broschüreindruck)

Glossar

- Die **(Strom-)Gestehungskosten** ergeben sich aus den Kapitalkosten, den fixen und variablen Betriebskosten, den Brennstoffkosten und der Kapitalverzinsung über den Betriebszeitraum.
- Der **Differenzbetrag** ist der Mittelbedarf, der sich aus (diskontierten) Gestehungskosten und Markterlösen (ohne Fördermittel wie der EEG-Marktpremie) errechnet. Er beziffert den Mittelbedarf, der aus anderen Quellen als dem Marktwert der Leistung (Ertrag aus der gelieferte kWh) finanziert werden muss, um die Gestehungskosten zu decken und so einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Ist der Differenzbetrag negativ werden keine zusätzliche Erträge benötigt. Entspricht dem negativen spezifischen Kapitalwert.
- Die **Installierte Leistung** ist die Spitzenleistung einer Anlage. **Nennleistung** bezeichnet die Leistung, mit der eine Anlage dauerhaft betrieben werden kann.
- Die **Bemessungsleistung (BL)** ist eine – bilanziell zu verstehende – Leistungsangabe für Anlagen nach dem EEG. Sie ergibt sich aus den effektiv produzierten Kilowattstunden geteilt durch die Summe aller Jahresstunden. Mit der Höchstbemessungsleistung von Biogasanlagen (nach EEG 2017, § 101, Abs. 1 Satz 2) wird die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr bezeichnet, für die eine Marktpremie ausgezahlt wird.
- **Marktwert / Marktwertfaktor** ist der spezifische Erlös einer Anlage z.B. [EUR/kWh] im Verhältnis zum Marktmittelwert
- **Flexibler Betrieb / Flexibilität** ist „... die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ (aus BNetzA 2017 nach Eurelectric, 2014)
- Mit **Überbauungsfaktor** wird die zusätzlich inst. BHKW-Leistung im Verhältnis zur bestehenden Leistung von Bestandsanlagen bezeichnet. Das EEG erlaubt eine bis zu 5-fache Überbauung.
- **REDII (Erneuerbare-Energien-Richtlinie, in Kraft getreten 2018)** enthält als neues Ziel, den EU-weiten Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf 32 % auszubauen. Gibt Standardwerte für die Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoffe aus Biogas und deren Ausgangsstoffe vor. Gibt weiterhin fossile Referenzwerte vor und Mindest-Einsparungsziele für erneuerbare Kraftstoffe.
- **Treibhausgas (THG)-Quotenpreis** ergibt sich aus der Pflicht THG-Emissionen der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe zu reduzieren und dem unterschiedlichen Einsparmengen und Potentialen unterschiedliche erneuerbarer Kraftstoffe.
- **HRT** (aus dem englischen Hydraulic Retention Time) entspricht der mittleren Verweilzeit des Substrats im Bezugssystem wie dem Fermenterraum oder dem gasdichten System.

Erläuterungen zu 1

• **Kosten für Lagerbau:** Errechneter Investitionsbedarf für zusätzlicher Lagerkapazität zur Einhaltung von 9 Monaten Gärrestlagerkapazität. Ausführung als gasdichtes Lager wird angenommen, sofern 150-Tage-Regel nicht eingehalten wird.

• **Kosten für Abdeckung:** Errechneter Investitionsbedarf für die Abdeckung offener Gärrestlager sofern diese abdeckbar sind (wenn Angabe in Umfrage gemacht) und die Einhaltung der 150-Tage-Regel nicht eingehalten wird.

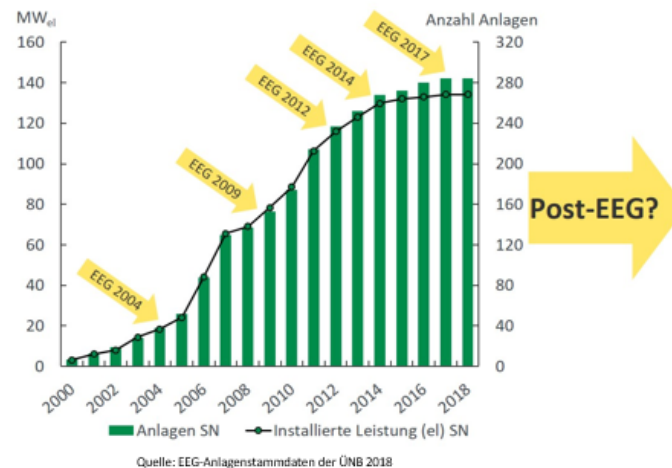
Alle Angaben ohne Gewähr.

LANDESAMT FÜR UMWELT,
LANDWIRTSCHAFT
UND GEOLOGIE



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Umfrage 2019/20 Perspektiven für Biogasanlagen in Sachsen Auswertung für Anlage: BGA 1



1 IST-Stand Ihrer BGA

Zugeordneter Anlagentyp: REF BGA 5

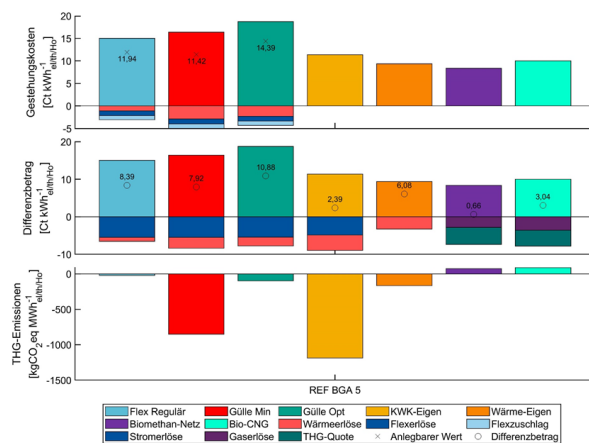
Parameter	Leistung		Substrate		Verweilzeit gasdichtes System [d]	Gasspeicher- kapazität [h]	Gärrestlager			
	Installiert [kW _{el}]	Bemessung [kW _{el}]	Substratanteile [%]	THG Einsparung Gülle [t CO ₂ -eq/a]			Methanpotential [Nm ³ /h]	Kapazität [Monate]	Gasdichte Abdeckung	Abdeckung offener Lager
Ihrer Anlagenwerte	530	509		803	102,7	51	0,8	6,9	Offen	Nein
Ø Zugeordneter Anlagentyp	651	604		1.587	132,4	96	3,9	3,7	60%	0%
Ø Gesamtbestand (Umfrage)	418	349		1.225	83,2	88	6,4	6	33%	54%
Einsparung & Bedeutung zukünftiger Veränderungen	Einsparung Gasmenge & -kosten bei 2facher-Überbauung			Mindest THG-Einsparung nach REDII erfüllt	Variable Gaskosten [Ct _g /kWh _{th}]	Veränderung durch Abdeckung offener GRL		Kosten Lagerbau*	Kosten für Abdeckung**	REDII erfüllt (mit möglicher Abdeckung)
	-8 bis -4%	-25 bis -12 t€		Nein	2,96	51	0,8	332.407 €	- €	Nein

Parameter	Weiterbetrieb				Flexibilisierung			Wärmenutzung			Eigenstrom- bedarf [%]	Personal aufwand [Ct _g /kWh _{el}]
	Restlaufzeit EEG [a]	Restlaufzeit BHKW [a]	Sanierungs- kosten [€/kW _{el,th}]	Sanierungs- kosten [% von Anfangsinvest]	Überbauungs- -faktor	Fahrweise [un / semi / vollflexibel / unbekannt]	Flexerlöse (inkl. Regelenergie) [Ct _g /kWh _{th}]	Prozess wärmebedarf [%]	Nutzung (inter+extern) [%]	Erlöspreis (gewichtet) [Ct _g /kWh _{th}]		
Ihrer Anlagenwerte	6	0,48	295	15%	1,04	Unflexibel	3,50	-	11%	5,00	-	0,26
Ø Zugeordneter Anlagentyp	9	1,8	510	21%	1,07	80% / - / 20% / -	1,88	14%	24%	2,66	3,75%	0,51
Ø Gesamtbestand (Umfrage)	10	2,4	988	22%	1,24	79% / 3% / 9% / 9%	1,58	41%	19%	1,37	6,84%	1,44

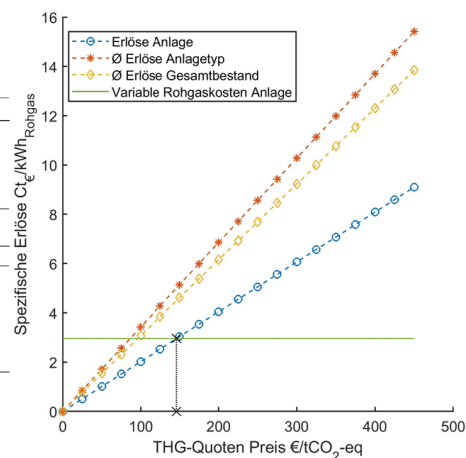
Bewertung nach Ampelsystem

gut mittel schlecht

2 Ergebnisse für Folgekonzepte Ihres Anlagentyps



3 Einordnung CO₂-Preise (Quotenhandel)



4 Zusammenfassung der Ergebnisse, Empfehlungen und Hinweise

- Gülle Min aussichtsreichstes Konzept für die EEG Ausschreibung
- Biomethanaufbereitung voraussichtlich wirtschaftlich, Mindest-Minderung nach REDII auf Grund offener GRL aber nicht eingehalten
- BHKW Laufzeit endet voraussichtlich vor EEG Ende → vorzeitiges Handeln notwendig, Voraussetzung für Flexibilisierung eher negativ
- Abweichung vom REF BGA Typ:
 - Hohe variable Gaskosten, mehr Nawaro,
 - geringe HRT, keine GRL Abdeckung, geringe Gasspeicher und
 - ❖ Hohe Wärmereise und Flexerlöse, geringer Personalaufwand

Abbildung 30: Beispiel für den Rückmeldebogen an die BGA-Betreiber und Teilnehmenden an der AuRaSa-Betreiberumfrage, BGA zugeordnet zum Typ REF BGA 5

A 2 Zusätzliche Daten der Modellierung

A 2.1 Verwendete Substrateigenschaften in der Modellierung

Tabelle 16: Standardwerte der Substrateigenschaften

	Trocken- masse-gehalt	Organische Trocken- massen-gehalt	Biogas- ertrag	Methan- gehalt	Methan-ertrag	Fugat- faktor	Kosten	THG- Emissionen	REDII Klasse
Einheit	[%]	[%]	[Nm ³ /toTM]	[%]	[Nm ³ CH ₄ /tFM]	[%]	[€/tFM]	[CO ₂ - eq/tFM]	
Rinder-guelle	0,10	0,08	380	0,55	16,7	0,98	3,00	0,054	Guelle
Schweine-guelle	0,06	0,05	420	0,60	12,1	0,98	3,00	0,060	Guelle
Rinder-festmist	0,25	0,21	450	0,55	52,6	0,93	12,00	0,096	Guelle
Schweine-festmist	0,25	0,20	440	0,60	52,8	0,93	5,62	0,208	Guelle
Silomais	0,35	0,33	650	0,52	112,4	0,76	37,00	0,156	Mais
GPS	0,35	0,33	620	0,53	109,3	0,75	46,16	0,093	Mais
Getreide-koerner	0,87	0,84	730	0,52	320,3	0,25	126,00	0,406	Mais
Grassilage	0,35	0,32	600	0,53	100,2	0,75	42,25	0,140	Mais
Ackerfutter	0,22	0,20	592	0,55	65,2	0,84	23,33	0,244	Mais
Hirse	0,28	0,25	610	0,52	79,9	0,76	30,37	0,037	Mais
HTK	0,45	0,33	500	0,55	91,2	0,76	17,59	0,102	Guelle
ZK	0,23	0,21	700	0,51	75,5	0,80	21,00	0,035	Mais
KM	0,87	0,86	730	0,53	328,4	0,25	140,00	0,272	Mais
CCM	0,65	0,64	730	0,52	241,8	0,45	83,00	0,179	Mais
Maisstroh	0,51	0,47	300	0,51	72,6	0,60	35,00	0,009	Abfall
Getreide-stroh	0,86	0,79	370	0,51	148,6	0,60	60,00	0,004	Abfall
Klee gras-silage	0,30	0,26	560	0,55	81,3	0,90	24,10	0,153	Mais
Silphie	0,28	0,26	480	0,58	72,5	0,75	32,00	0,031	Mais
LAPF-Material	0,36	0,3348	400	0,53	71,0	0,75	40	0,008	Mais

Tabelle 17: RED II THG-Standardwerte für Biogassubstrate; alle Werte in [gCO₂-eq/kWh_{Hu}]

Substrat	GRL Typ	
	Offen	Geschlossen
Gülle	3,6	-360
Mais	187,2	108
Abfall	180	50,4

Tabelle 18: Substratverteilung der Referenz-BGA (Mittelwerte)

	REF BGA1	REF BGA2	REF BGA3	REF BGA4	REF BGA5
Rindergülle	65,49%	56,55%	85,68%	83,82%	62,57%
Schweinegülle	5,15%	10,24%	0,00%	0,00%	0,00%
Rinderfestmist	0,03%	5,27%	1,93%	2,81%	7,33%
Schweinefestmist	1,86%	0,13%	0,00%	0,00%	0,00%
Silomais	19,91%	10,97%	6,90%	8,66%	21,64%
GPS	0,37%	8,82%	0,00%	0,66%	0,18%
Getreidekörner	3,38%	2,84%	3,35%	1,20%	1,73%
Grassilage	2,60%	2,95%	2,14%	2,73%	3,07%
Ackerfutter	0,00%	0,00%	0,00%	0,13%	0,46%
HTK	0,00%	2,15%	0,00%	0,00%	2,23%
ZK	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,57%
KM	1,20%	0,07%	0,00%	0,00%	0,19%
Getreidestroh	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%

A 2.2 Verwendete Kenndaten der Szenarien für die Modellierung

Tabelle 19: Zeitreihen der Szenarioparameter (Ausschreibungsvolumen, Strompreise, Wärmepreise, CO₂-Preise und -Emissionen)

Szenario	Parameter	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quellen
REF	Bioenergie Ausschreibungsvolumen Deutschland Gesamt	MW _{el}	200	200	200	200	-	-	-	(Deutscher Bundestag 2016)
FLEX++			200	500	2000	500	-	-	-	(BBE 2019)
Gülle+			200	500	1500	500	-	-	-	(HBB 2020)
Gülle+	Ø-Spot Preis Day-Ahead Markt	€ MWh _{el} ⁻¹	34	44	51	65	74	86	69	(BMUB 2017; Hermann et al. 2017; Jenny Winkler, Frank Sensfuß, Martin Pudlik 2015; Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015; Prognos AG et al. 2014; Pfluger et al. 2017; Fernahl et al. 2017; Nitsch 2019; Afman et al. 2017; Danish Energy Agency 2018; Lenz et al. 2018; dena 2018; Matthes et al. 2019; Kopiske et al. 2017)
FLEX++			45	57	65	79	79	94	74	
REF/ Gülle+	CO ₂ -Preis außerhalb Kraftstoffmarkt	€ t CO ₂ -eq ⁻¹	13	24	33	46	59	72	84	Eigene Annahmen
FLEX++			27	48	62	98	119	139	152	
REF/Gülle+	CO ₂ -Preis innerhalb Kraftstoffmarkt	€ t CO ₂ -eq ⁻¹	150	158	167	175	183	192	200	Eigene Annahmen
FLEX++			150	175	200	225	250	275	300	
REF/Gülle+/FLEX++	Wärmepreis	€ MWh _{th} ⁻¹	55	60	64	69	74	80	86	(UBA 2013)
REF/Gülle+	CO ₂ -Emissionen für Strombezug der BGA	kg MWh _{el} ⁻¹	499	469	439	419	382	333	284	(Greiner und Hermann 2016)
FLEX++			411	333	256	186	117	69	22	
REF/Gülle+	CO ₂ -Emissions Gutschrift für externe Wärmenutzung	kg MWh _{th} ⁻¹	287	269	252	240	237	234	234	(Thrän et al. 2015)
FLEX++			287	250	237	234	234	234	234	
REF/Gülle+/FLEX++	EEG Umlage	Ct kWh _{el} ⁻¹	6,67	3,98	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	(Öko-Institut e.V. 2015)

A 3 Ergebnisse der Modellierung

A 3.1 Vergleich (Leistungskennzahlen und ökonomische Daten) der Anlagen und Folgekonzepte

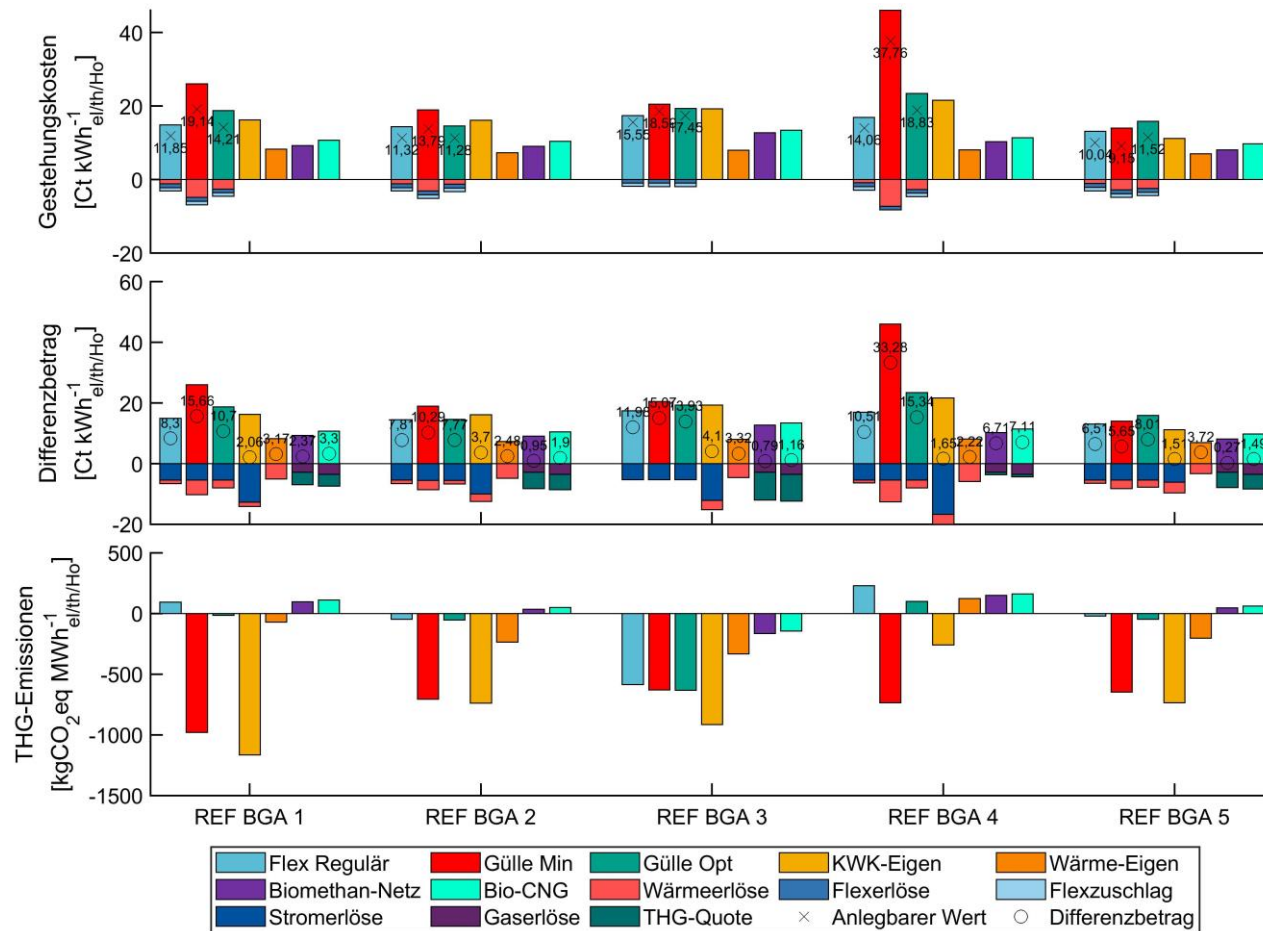


Abbildung 31: Vergleich der Leistungskennzahlen der Folgekonzepte für die ausgewählten Referenz-BGA im Szenario "Gülle+"

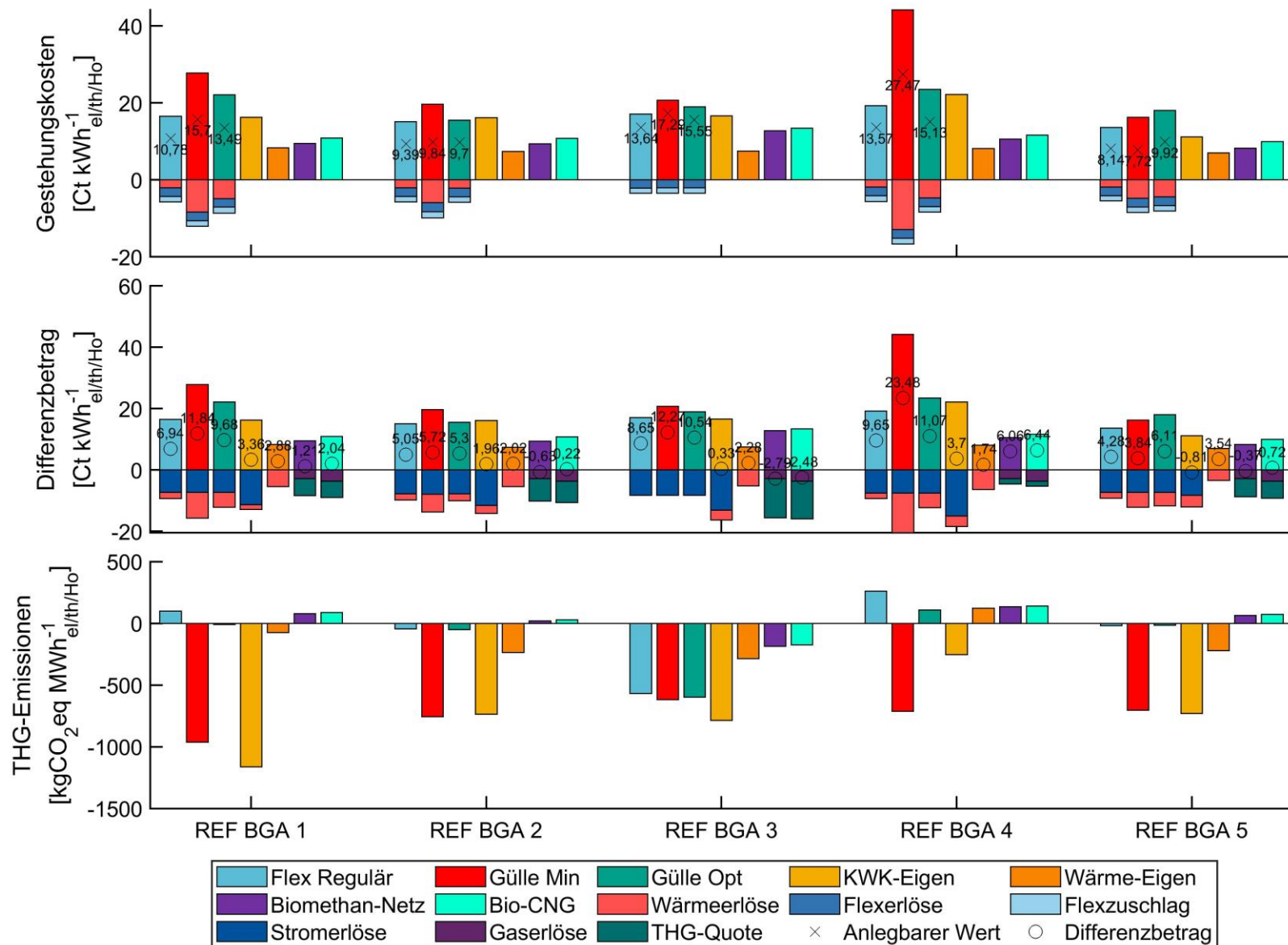


Abbildung 32: Vergleich der Leistungskennzahlen der Folgekonzepte für die ausgewählten Referenz-BGA im Szenario "Flex++"

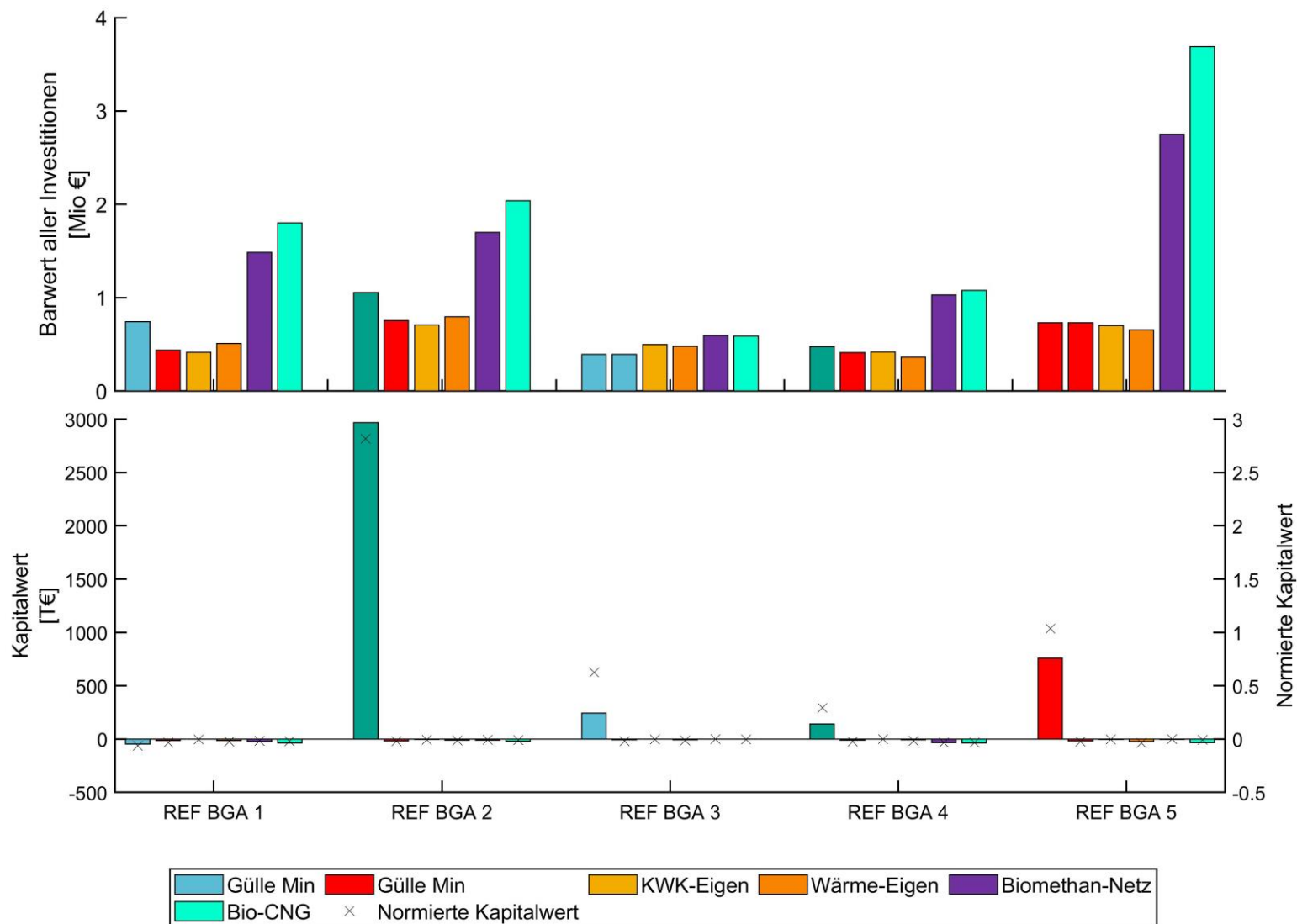


Abbildung 33: Vergleich der Investitionshöhen und Kapitalwerte der Folgekonzepte für die ausgewählten Referenz-BGA im Szenario "Gülle+"; die dargestellten Folgekonzepte 1 und 2 (Balken von links) geben jeweils das vorteilhafteste KWK-Flexibilisierung-Konzept in der EEG-Ausschreibung (1) und ohne EEG-Förderung (2) an.

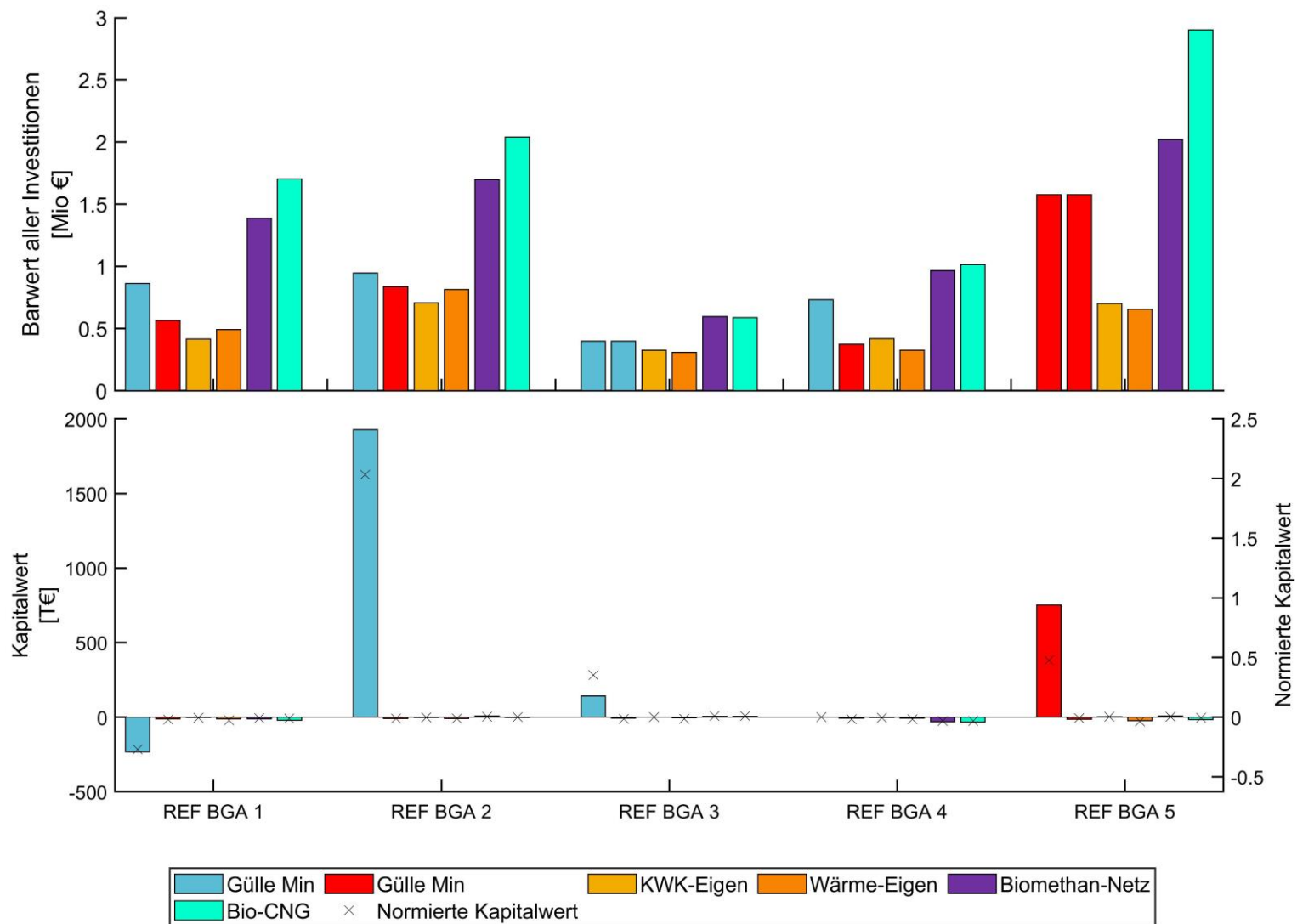


Abbildung 34: Vergleich der Investitionshöhen und Kapitalwerte der Folgekonzepte für die ausgewählten Referenz-BGA im Szenario "Flex++", Konzeptvarianten 1 und 2 (Balken von links) geben jeweils das vorteilhafteste KWK-Flexibilisierung-Konzept in der EEG-Ausschreibung (1) und ohne EEG-Förderung (2) an.

A 3.2 Kostenkurven für die Bestands-BGA in Sachsen im Szenario "REF"

In den Grafiken Abbildung 36 - 39 sind die Kosten (anlegbarer Wert, Gestehungskosten Strom und Biomethan) für die kumulierte Leistung des Biogasanlagenbestandes in Sachsen für das Szenario "REF" dargestellt. Jeder Balken stellt eine Biogasanlage dar. Die Breite des Balkens repräsentiert die Leistung. Die Farbe markiert den Anteil an Gülle im Substratmix der Anlage.

Zusätzlich sind die EEG-Vergütung für Kleingülleanlagen und die EEG-Gebotsgrenze (beide für EEG 2017) als Linie eingetragen.

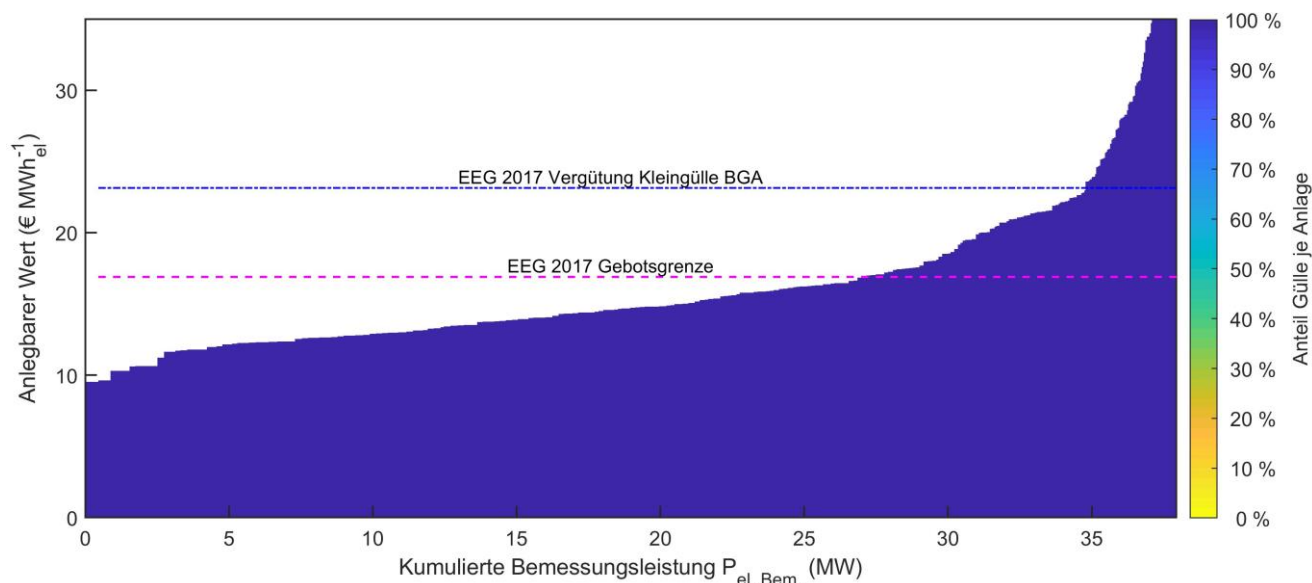


Abbildung 35: Anlegbarer Wert der BGA in Sachsen bei theoretischer Umsetzung des Folgekonzepts 'Gülle-Min' im Szenario "REF" in Abhängigkeit des Gülleanteils und der kumulierten Bemessungsleistung

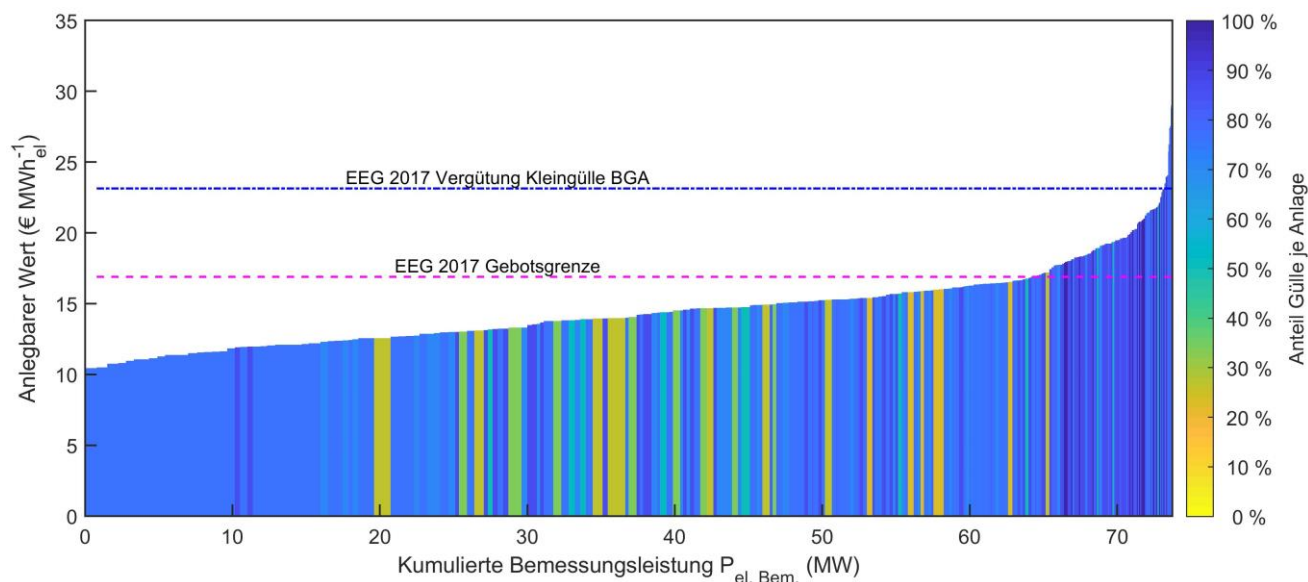


Abbildung 36: Anlegbarer Wert der BGA in Sachsen bei theoretischer Umsetzung des Folgekonzepts 'Gülle-Opt' im Szenario "REF" in Abhängigkeit des Gülleanteils und der kumulierten Bemessungsleistung

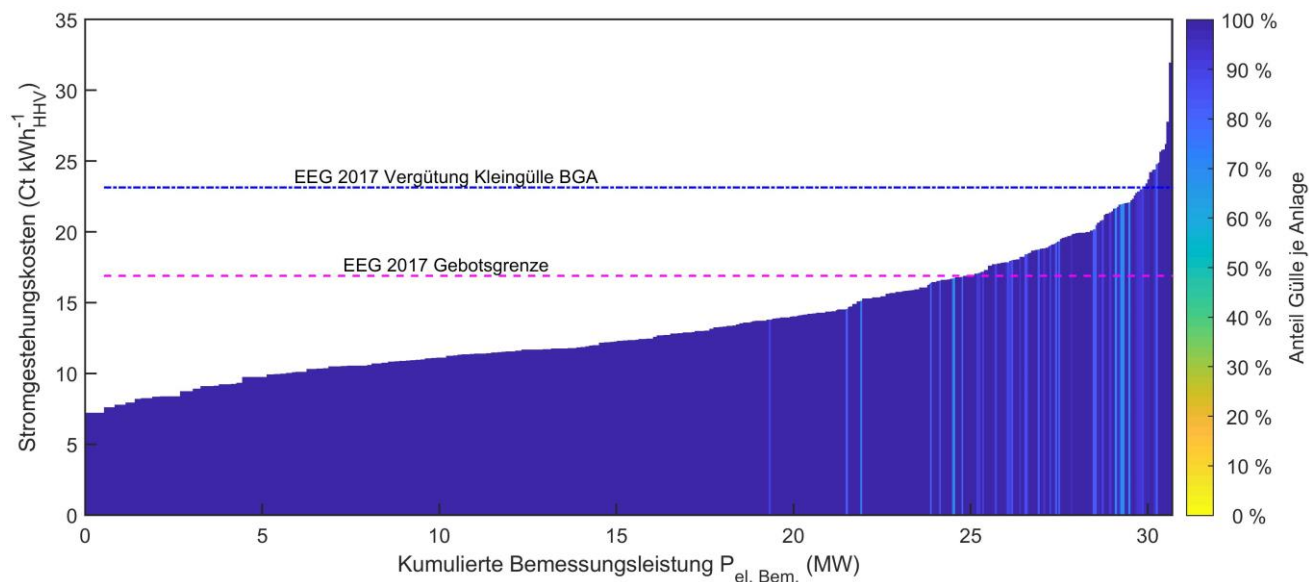


Abbildung 37: Stromgestehungskosten der BGA in Sachsen bei theoretischer Umsetzung des Folgekonzepts 'KWK-Eigen' im Szenario "REF" in Abhängigkeit des Gülleanteils und der kumulierten Bemessungsleistung

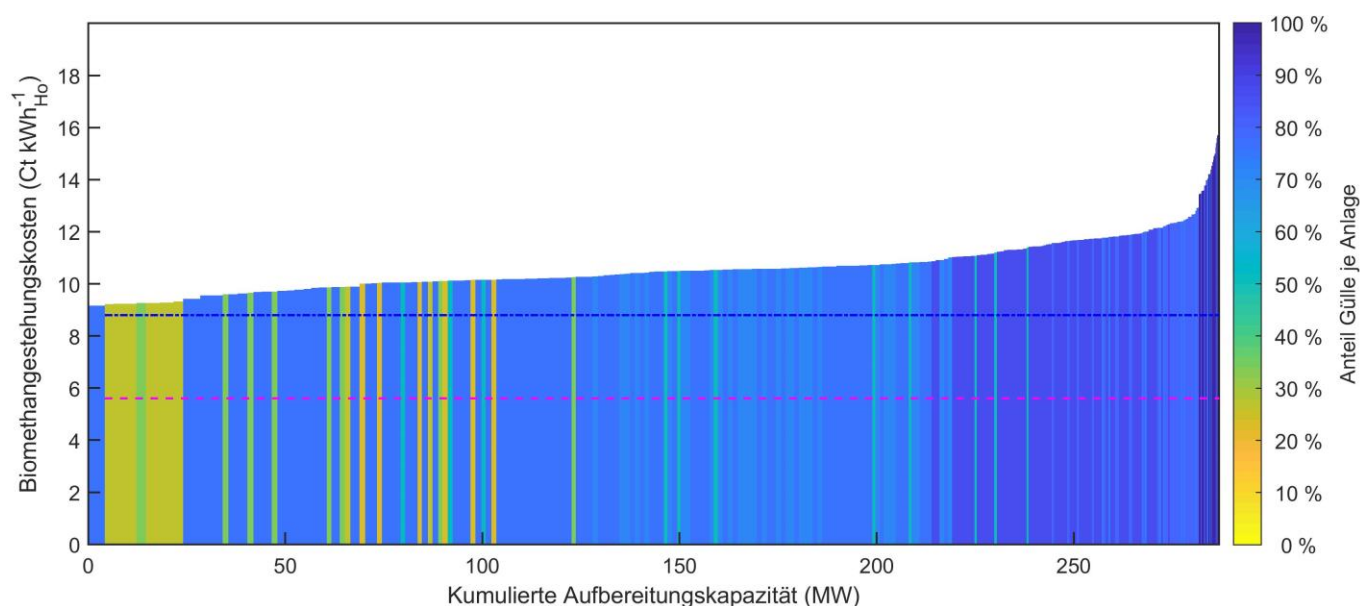


Abbildung 38: Biomethan-Gestehungskosten der BGA in Sachsen bei Umsetzung des Folgekonzepts 'Bio-CNG' im Szenario "REF" in Abhängigkeit des Gülleanteils und der kumulierten Bemessungsleistung

A 3.3 Strom- und Gaserzeugung und Substrateinsatz für die Bestands-BGA in Sachsen im Szenariovergleich bis 2035

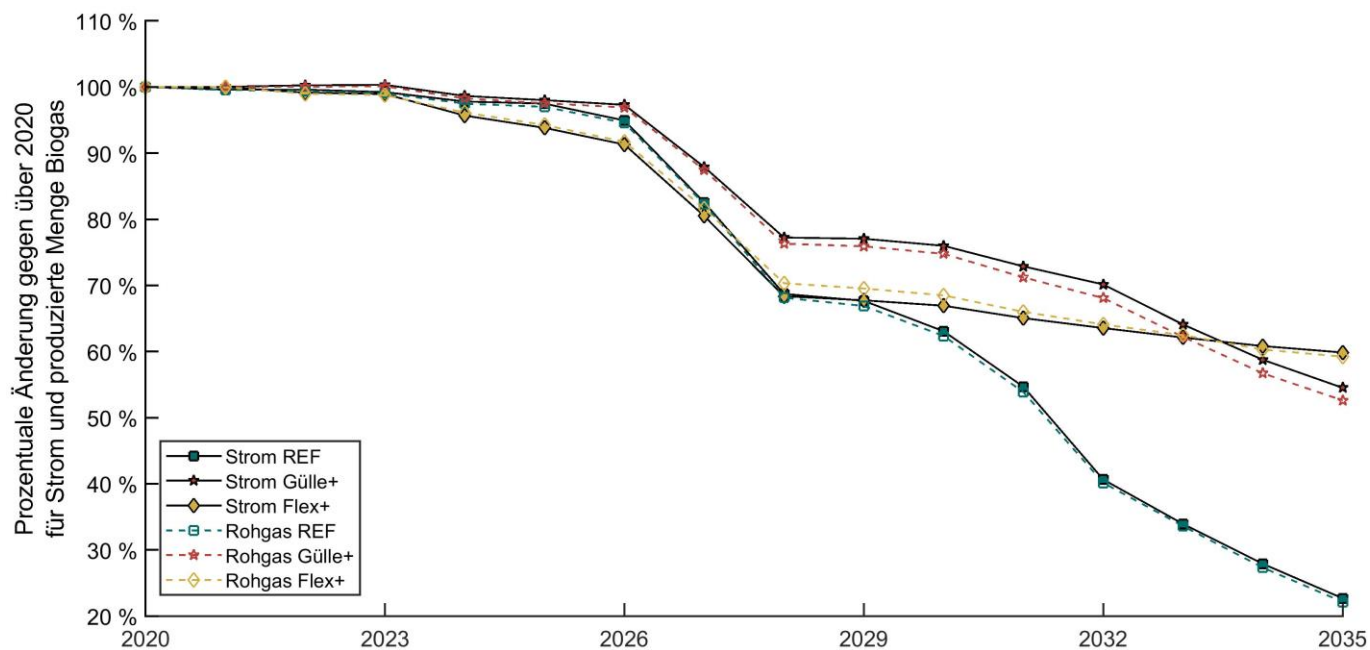


Abbildung 39: Entwicklung der Strom- und (Roh-)Gaserzeugung des BGA-Bestandes in Sachsen im Vergleich der Szenarien "REF", "Gülle+" und "Flex+" von 2020 bis 2035

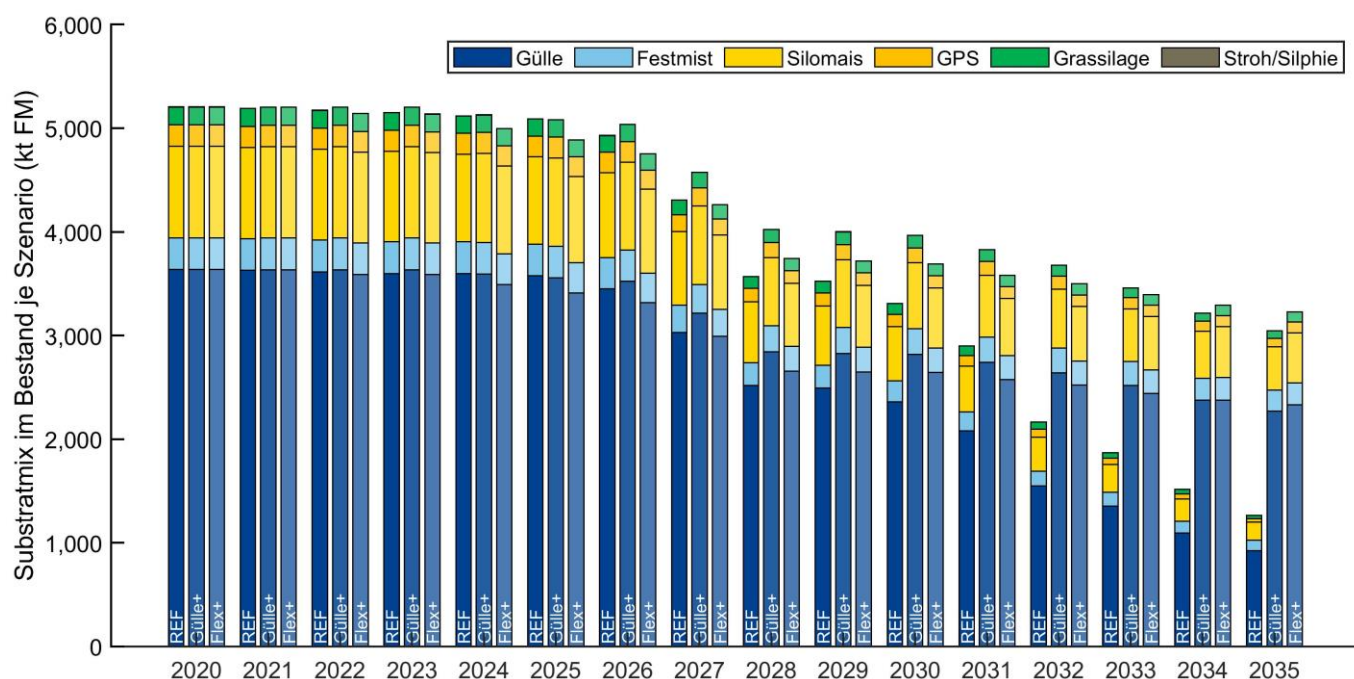


Abbildung 40: Entwicklung des Substrateinsatzes im BGA-Bestand in Sachsen im Vergleich der Szenarien "REF", "Gülle+" und "Flex+" von 2020 bis 2035

Herausgeber:

Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG)
Pillnitzer Platz 3, 01326 Dresden
Telefon: + 49 351 2612-0
Telefax: + 49 351 2612-1099
E-Mail: lfulg@smul.sachsen.de
www.lfulg.sachsen.de

Autoren:

Joshua Güsewell
Christoph Bahret
Dr. Ludger Eltrop
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Universität Stuttgart
Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart
Telefon: + 49 711 685 878 16
Telefax: + 49 711 685 878 73
E-Mail: Ludger.Eltrop@ier.uni-stuttgart.de

Redaktion:

Dr. Claudia Brückner, Eveline Zschoche
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie
Referat 71
Waldheimer Str. 219, 01683 Nossen
Postanschrift: Pillnitzer Platz 3, 01326 Dresden
Telefon: + 49 35242 631 7102
Telefax: + 49 351 2610 009
E-Mail: Claudia.Brueckner@smul.sachsen.de

Fotos:

Dr. Ludger Eltrop (IER)
Redaktionsschluss:
13.08.2020

ISSN:

1867-2868

Hinweis:

Die Broschüre steht nicht als Printmedium zur Verfügung, kann aber als PDF-Datei unter <https://publikationen.sachsen.de> heruntergeladen werden.

Verteilerhinweis

Diese Informationsschrift wird von der Sächsischen Staatsregierung im Rahmen ihrer verfassungsmäßigen Verpflichtung zur Information der Öffentlichkeit herausgegeben.

Sie darf weder von Parteien noch von deren Kandidaten oder Helfern zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für alle Wahlen.

Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt ist auch die Weitergabe an Dritte zur Verwendung bei der Wahlwerbung.

*Täglich für
ein gutes Leben.*

www.lfulg.sachsen.de