

Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem (TRANSBIO)

Methodenkompendium für Post- EEG-Fragestellungen

FKZ: 2220NR128A, 2220NR128B, 2220NR128C, 2220NR128D

**Martin Dotzauer¹, Joshua Güsewell², Tino Barchmann¹, Oliver
Haase¹, Patrick Matschoss³, Mark Paterson⁴, Nadja Rensberg¹,
Uta Schmieder¹**



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft und
rationelle Energieanwendung



¹ DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

² Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

³ Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES)

⁴ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Zuwendungsgeber Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow
Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen

Kontakt: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

M. Sc. Tino Barchmann
Tel.: +49 (0)341 2434-375
E-Mail: tino.barchmann@dbfz.de

Erstelldatum: 09.04.2024

Projektnummer DBFZ: 3230093

Projektnummer
Zuwendungsgeber: 2220NR128A

Gesamtseitenzahl + Anlagen 48

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	IV
1 Hintergrund	5
2 Potential für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung	6
2.1 Problemstellung	6
2.2 Herangehensweise	7
2.3 Potential: Biomethan-Anlagenpooling auf der Basis des Biogas-Anlagenbestandes.....	7
2.3.1 Bottom-Up-Analyse.....	8
2.3.2 Gesamtpotential: Top-Down-Analyse	10
2.3.3 Gesamtpotential: Bottom-up- und top-down- / Meta-Analyse energiewirtschaftlicher Modelle	11
3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung	12
3.1 Kapitalkostenermittlung für flexible Biogas-BHKW	12
3.1.1 Problemstellung	13
3.1.2 Herangehensweise.....	13
3.1.3 Rechenbeispiel	13
3.2 Erlöse und Marktbewertung flexibler KWK-Anlagen	16
3.2.1 Hintergrund und Grundlagen der Flexibilitätsbewertung.....	16
3.2.2 Bewertungsbasis: Preise der Strommärkte	17
3.2.3 Bewertung mit Modellen der BHKW-Einsatzoptimierung	19
3.3 Methodik zur Bewertung des Biokraftstoffquotenhandels für Biomethan im Kraftstoffmarkt	24
3.3.1 Problemstellung	24
3.3.2 Herangehensweise.....	25
3.3.3 Rechenbeispiel	25
4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle	26
4.1 Annuitätenmethode als Variante der dynamischen Investitionsrechnung.....	26
4.1.1 Problemstellung	27
4.1.2 Herangehensweise – Rahmenparameter und Datenbasis	27
4.1.3 Rechenbeispiel	29
4.2 Kapitalwertmethode als Variante der dynamischen Investitionsrechnung.....	33
4.2.1 Problemstellung	33
4.2.2 Herangehensweise.....	34
4.2.3 Rechenbeispiel	34
4.2.4 Exkurs – Funding Gap.....	39
5 Methoden zur Erfassung des Anlagenbestandes und Abschätzung zur zukünftigen Entwicklung	40
5.1 Erfassung des Status Quo.....	40
5.2 Extrapolation der zukünftigen Bestandsentwicklung.....	42
6 Methodik zur Treibhausgasbilanzierung nach RED II	43
Abbildungsverzeichnis	47
Tabellenverzeichnis	48

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
BEA	Bioenergieanlage
BEAS	Bioenergieanlagenstandorte
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
bio-CH ₄	Biologische Methanisierung
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BKI	Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern
CAPEX	Kapitalgebundene Kosten
CCU	Carbon Capture and Utilization
DAC	Direct Air Capture
DBFZ	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPEX	europäische Strombörse EPEX SPOT SE
fEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
FM	Frischmasse
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GGLP	gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
HPFC	Hourly Price Forward Curves
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaStR	Marktstammdatenregister
MW	Megawatt
MWF	Marktwertfaktor
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NPV	Net present value
PAG	Projektbegleitende Arbeitsgruppe
PQ	Leistungsquotient
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
RMW	Referenzmarktwert
THG	Treibhausgas
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
WBAF	Wärme-Bedarfs-Angebots-Faktor

1 Hintergrund

Der Bestand an EEG geförderten Bioenergieanlagen stagniert seit einigen Jahren, da mit den EEG-Novellen 2014, 2017, 2021 und 2023 die Förderanreize für viele Anlagenkonzepte reduziert worden und gleichzeitig der Investitionsbedarf und die Betriebskosten gestiegen sind. Da die Bioenergie auch zukünftig eine wichtige Rolle im Stromsektor spielen kann, stellt sich für die Bestandsanlagen die Frage nach einer Post-EEG-Perspektive. Post-EEG muss in diesem Kontext nicht unbedingt ein Betrieb innerhalb oder außerhalb des EEG bedeuten, sondern bezieht sich auf den Zeitraum nach dem ersten 20-jährigen Vergütungszeitraum (zuzüglich des Restjahres nach der Inbetriebnahme) – oft bezeichnet als 1. EEG-Förderperiode der Anlage.

Da diese Problematik auch über den Stromsektor hinaus eine große Relevanz für die Treibhausgasvermeidung und Wertschöpfung in der Landwirtschaft hat, wurden und werden durch den Projektträger des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft, die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), eine Reihe von Forschungsprojekten zur Untersuchung von Post-EEG-Konzepten gefördert. So unterschiedlich wie die möglichen Post-EEG-Ansätze, so unterschiedlich sind in den betreffenden Forschungsprojekten auch die methodischen Ansätze, um sich den verschiedenen Post-EEG-Fragestellungen zu nähern.

Das TRANSBIO-Projekt (Logo vgl. Abbildung 1) verfolgt das Ziel, die Erkenntnisse aus den bisherigen Post-EEG-Projekten zu bündeln und besser zugänglich zu machen. Neben anderen Maßnahmen gibt es dazu im TRANSBIO eine projektbegleitende Arbeitsgruppe (PAG), die die wissenschaftlichen Aspekte adressiert. Damit die Vergleichbarkeit von Ergebnissen aus den Post-EEG-Projekten erhöht werden kann und Folgeprojekte auf bestehenden Erfahrungen aufbauen können, bietet dieses Kompendium eine kompakte Übersicht der genutzten wissenschaftlichen Methoden.



Abbildung 1: Projektlogo Forschungsvorhaben TRANSBIO

Das Methodenkompendium versteht sich dabei ausdrücklich nicht als „Methodenhandbuch“, in dem bestimmte Verfahren für klar definierte Fragestellungen vorgegeben werden, es soll vielmehr eine kurze Übersicht bisher genutzter Methoden der im TRANSBIO gebündelte Post-EEG-Projekte sein. Ziel dieses Schriftstückes ist es, die Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Projekten zu erläutern und ausgewählte Unterschiede in den Methoden aufzuzeigen. Das Methodenkompendium grenzt sich damit explizit von denen bereits im Rahmen der Begleitforschung zur Energetischen Biomassenutzung erarbeiteten Methodenhandbüchern¹ ab.

¹ <https://www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppen-methoden>

2 Potential für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung

Das Methodenkompendium gliedert sich in folgende Gruppen (Kapitel Methodik):

- Kap. 2 Methoden zur Potentialermittlung für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung
- Kap. 3 Methoden für technoökonomische Teilbewertungen
- Kap. 4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle
- Kap. 5 Methoden zur Erfassung des Anlagenbestandes und Abschätzung zur zukünftigen Entwicklung
- Kap. 6 Methoden zur Ermittlung von Umweltindikatoren / Treibhausgasbilanzierung nach RED II

Ausführliche Methodenhandbücher der Begleitforschung zur energetischen Biomassenutzung:

- Methodenhandbuch, Link: <https://www.energetische-biomassenutzung.de/publikationen/schriftenreihe/04-methodenhandbuch>
- Methodensammlung Biogas; nur als englische Version verfügbar Link: <https://www.energetische-biomassenutzung.de/publikationen/schriftenreihe/07-messmethodensammlung-biogas-en>

2 Potential für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung

Ein potentielles Geschäftsfeld im Post-EEG-Kontext ist die Biogasaufbereitung zu Biomethan (auch als Bio-Erdgas bezeichnet) und Einspeisung in das Erdgasnetz. Wenn mehrere Biogasanlagen über Rohgasleitungen zusammengeschlossen werden, um gemeinsam eine größere Produktion und Gasnetzeinspeisung von Biomethan zu ermöglichen, spricht man von Biomethan-Anlagenpooling (hier auch als Biogasanlagen-Cluster bezeichnet).

2.1 Problemstellung

Das Anlagenpooling kann vor allem für Biogasanlagen von Interesse sein, bei denen der Anlagenstandort bei der Vor-Ort-Verstromung des Biogases z. B. keine ausreichende Wärmevermarktung ermöglicht, die Rohgasproduktionsmengen für eine eigene Biomethanaufbereitung zu gering ist oder bei denen die topographischen Verhältnisse für einen eigenen Anschlusspunkt zum Erdgasnetz ungeeignet sind². Diese Option setzt für den wirtschaftlichen Betrieb jedoch eine ausreichend große Rohgasproduktionsmenge und einen geeigneten Standort voraus. Hintergrund dafür ist, dass die notwendigen Aufbereitungstechnologien für kleine Volumenströme spezifisch teurer sind als für größere Anlagen und die Distanz zwischen Aufbereitungsanlage und Netzeinspeisepunkt durch eine Anschlussleitung überbrückt werden muss, die zum Teil erhebliche Zusatzkosten verursachen kann.

Um das Potential dieses Geschäftsfeldes abzuschätzen, sind einerseits die örtlichen Potentiale, die der Perspektive des Anlagenbetreibenden entsprechen, relevant (bottom-up-Ansatz). Andererseits ist das

² Paterson, M., Hülsemann, B., Roth, U., Wilken, V., Wirth, B., Bidlingmaier, C., Hartmann, S., Kempkens Palacios, C., Knill, T., Straus, P. (2021): Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas), Schlussbericht, KTBL, Universität Hohenheim, Landwirtschaftskammer Niedersachsen; URL: <https://www.fnr.de/ftp/pdf/berichte/22405416.pdf>

2 Potential für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung

gesamtwirtschaftliche Potential entscheidend, um den energiesystemisch möglichen bzw. sinnvollen Beitrag zur Energiewende abzuschätzen (top-down-Ansatz).

2.2 Herangehensweise

Zur Abschätzung der Potentiale können zwei Methoden angewandt werden, in denen die beiden Perspektiven zum Ausdruck kommen. Für die bottom-up-Perspektive haben Matschoss et al.³ – mit Blick auf den Post-EEG-Kontext – den vorhandenen BHKW-Anlagenpark und die vorhandenen Infrastrukturen zum Ausgangspunkt genommen und mit Hilfe einer Cluster-Analyse die Anzahl und geographische Verteilung potentieller Biomethan-Anlagenpools für 2030 ermittelt. Als Validierung, und um den systemisch sinnvollen Beitrag des Geschäftsfelds Biomethan unter den Bedingungen der Energiewende aufzuzeigen, wurden für die top-down-Perspektive zwei Meta-Analysen energiewirtschaftlicher Modelle durchgeführt⁴.

2.3 Potential: Biomethan-Anlagenpooling auf der Basis des Biogas-Anlagenbestandes

Über das Konzept des Biomethan-Anlagenpoolings, schematische Darstellung siehe Abbildung 2, können Betreibende am Geschäftsfeld Biomethan, trotz der eingangs genannten Hemmnisse, partizipieren. Entscheidend ist, eine möglichst hohe Biogasmenge zu bündeln, um den Effekt der Größendegression bei der Investition einer Biogasaufbereitungsanlage zu nutzen. Durch technische (Menge und Qualität des Rohgases der Anlagen) und räumliche Faktoren (Distanz zum Gasnetz und zu benachbarten Anlagen sowie topographische Bedingungen) wird die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte wesentlich beeinflusst. Nur, wenn genug Biogas innerhalb eines begrenzten Gebietes bereitgestellt werden kann, können die spezifischen Kosten für die Aufbereitung niedrig genug gehalten werden, um marktfähige Preise generieren zu können (siehe Paterson et al. 2021²).

³ Matschoss, P., Steubing, M., Pertagnol, J., Zheng, Y., Wern, B., Dotzauer, M., Thrän, D. 2020: A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. *Energy, Sustainability and Society* 10:20, pp. 1-17

⁴ Matschoss, P., Wern, B., Horst, J., Zheng, Y. 2021: Der Beitrag von Biomethan und synthetischem Methan zu einem Energiewende-kompatiblen Gassektor; in: Nelles, M. (Hg.) 15. Rostocker Bioenergieforum, Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, 2021, S. 81-94

2 Potential für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung

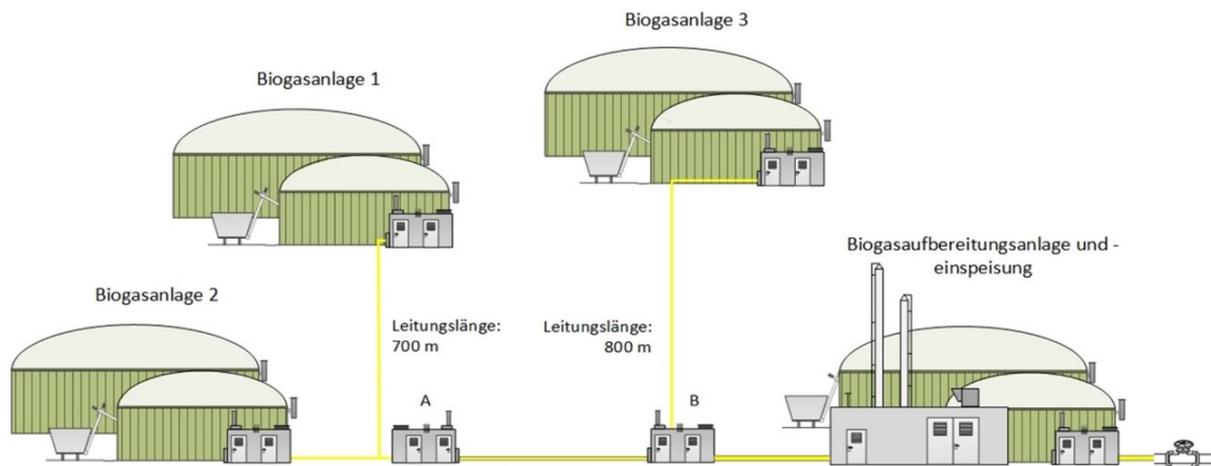


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Konzepts Biogasanlagen-Cluster zur Biomethanherzeugung anhand eines Beispiels mit vier Biogasanlagen, verbunden über ein Mikro-Rohgasnetz (© Paterson et al. 2021; Grafik: B. Wirth; Illustration: M. Paterson)

Bei diesem Konzept gilt es zu beachten, dass die Kosten von Errichtung und Betrieb des Mikrogasnetzes auf die einzelnen Biogasanlagen umgelegt werden müssen. Dies kann beispielsweise anhand des Anteils der jeweils eingespeisten Gasbruttoenergiemenge an die Aufbereitungsanlage erfolgen. Um diese Bedingungen zu prüfen, wurde die genannte Cluster-Analyse durchgeführt. Dabei wurden zunächst Bedingungen für wirtschaftlich tragfähige bzw. als Biomethan-Cluster umrüstbare Anlagenverbünde (minimale installierte Leistung, Entfernung untereinander und zum Einspeisepunkt in das Erdgasnetz etc.) definiert. Anhand dieser Kriterien wurde eine GIS-Analyse mit Hilfe ausgewählter bestehender Anlagen und Erdgasleitungen durchgeführt.

2.3.1 Bottom-Up-Analyse

Über das Konzept des Biomethan-Anlagenpoolings können auch einzelne Biogasanlagen mit geringer Rohgasproduktionsmenge die Partizipation am Geschäftsfeld Biomethan verwirklichen, auch wenn die wirtschaftlichen Hürden für eine Solo-Aufbereitung und -einspeisung zu hoch wären.

In den Betriebsmodellen landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen, die im Rahmen der Studie „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas)“ erstellt wurden, zeigte sich bei zwei der drei Modellanlagen, dass die Option Biomethanaufbereitung und -einspeisung durch ein „Anlagenpooling“ zu einem wirtschaftlich positiven Betriebsergebnis führen kann (vgl. Paterson et al. 2021)². Nichtsdestotrotz müssen für dieses Verfahrenskonzept Rahmenbedingungen vorliegen, die eine Realisierung ermöglichen. Mögliche Hemmnisse für die Umsetzung könnten z. B. sein:

- Rohgas: große Entfernung zwischen den kooperierenden Biogasanlagen und damit verbundene Steigerung der Leitungskosten,
- Biomethan: große Entfernung zum Gaseinspeisepunkt; entscheidend hierbei ist, dass das Gasnetz möglichst nah am Standort der Einspeisung verläuft,
- Bereitschaft anderer Anlagenbetreibender zum Pooling ist relevant; unterschiedliche Projektvorstellungen der Akteure können eine Projektumsetzung erschweren,

2 Potential für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung

- hoher Investitionsbedarf oder Betriebskosten durch schwierige topographische Verhältnisse (z. B. Mehraufwand durch zusätzliche Verdichterstationen oder zahlreiche Unterführungen von Infrastruktur),
- benötigte Durchleitungsgenehmigungen von Flächen Dritter; ggf. fallen Durchleitungskosten an oder es ist eine alternative Streckenplanung notwendig,
- relativ hoher Betriebsaufwand, für mehrere kleinere Biogasanlagen mit geringer Biogasbereitstellungsmenge auch bei Einbeziehung eines spezialisierten Partners für die Biomethanvermarktung, im Vergleich zu großen Anlagen oder wenigen gepoolten Biogasanlagen mit höheren Rohgasmengen.

In der Cluster-Analyse wurde der Biogasanlagenbestand anhand bestimmter Kriterien auf seine Geeignetheit zum Pooling überprüft. So müssen die Einzelanlagen eine installierte Kapazität von mind. 375 kW und der gesamte Pool in Summe min. 5 MW besitzen. Außerdem dürfen der Abstand der Satellitenanlagen zur Aufbereitungsanlage sowie des gesamten Pools zum Erdgasnetz nicht größer als 10km sein (Tabelle 1 in Matschoss et al. 2020).

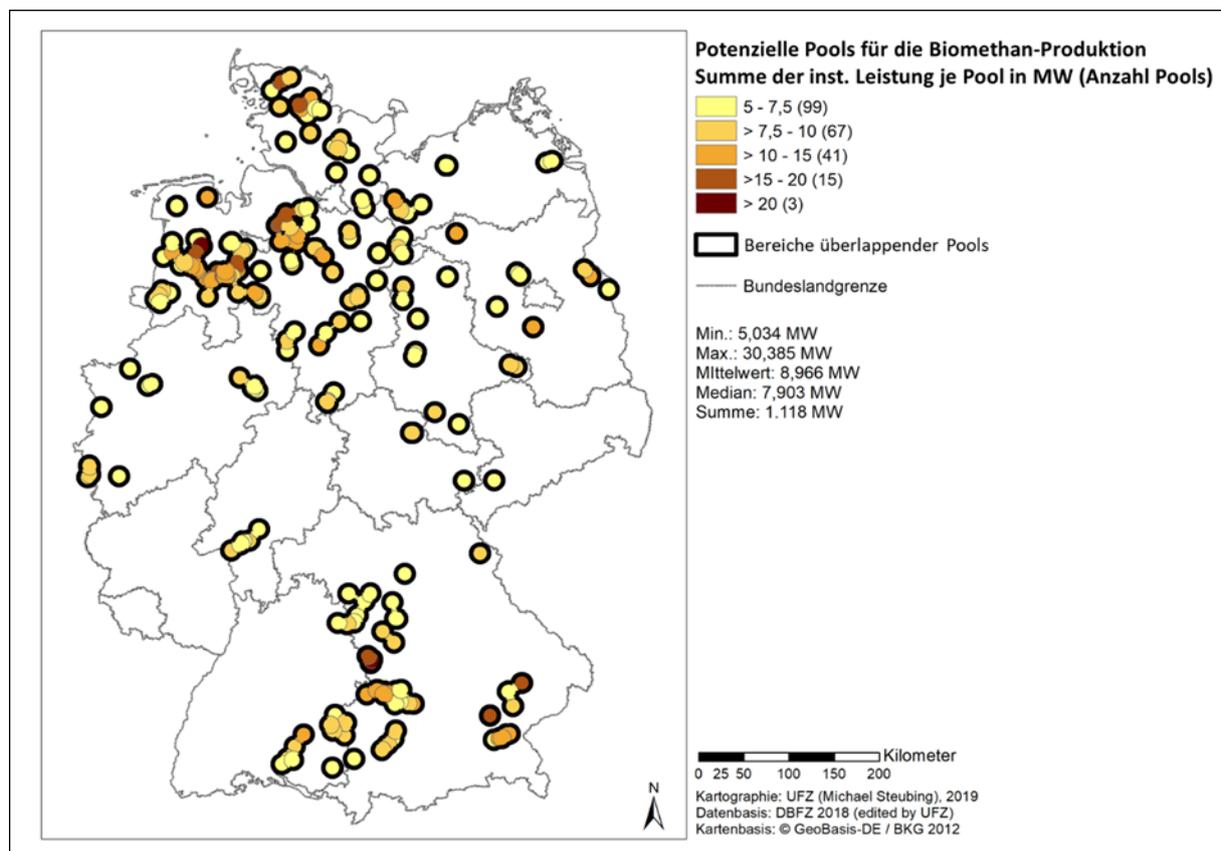


Abbildung 3: Regionale Verteilung potenzieller Biomethan-Cluster (Quelle: Dotzauer et al. 2020, Abb. 83, basierend auf Matschoss et al. 2020, Fig. 8)

Im Ergebnis wurden 1.636 Biogasanlagen mit einer kombinierten Leistung von 1,12 GW – d. h. rund 22 % des Anlagenbestands – identifiziert, die in 225 potentiellen Biomethan-Pools zusammengefasst werden können. Diese wurden in 67 Regionen zusammengefasst, wobei eine Häufung in Nordwest- (v. a. in Niedersachsen) und im mittleren Süddeutschland (entlang der Grenze zwischen Bayern und Baden-Württemberg) festzustellen ist (vgl. Abbildung 3). Mit Bezug auf Anlagenzahl und kumulierter Leistung

2 Potential für Anlagenpooling zur Biomethanherzeugung

sind 53 % bzw. 905 der gepoolten Anlagen in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Sie stehen für 54 % bzw. 602 MW der Gesamtleistung der Pools. Umgerechnet ergibt sich ein Potential von 24,9 TWh für 2030 (vgl. Tabelle 1).

2.3.2 Gesamtpotential: Top-Down-Analyse

Energiewirtschaftliche Modelle bilden die Komplexität des Biogasprozesses meistens nur unzureichend, manchmal auch gar nicht eindeutig ab. In der folgenden Abbildung 4 ist daher eine kurze Taxonomie von Methanisierungsverfahren dargestellt. Die darin erwähnten Verfahren sind technisch etabliert und können somit auch gut ökonomisch bewertet werden. Zu beachten ist, dass einige Verfahren auch mit anderen Kohlenstoff-Auffang- und -Speicheroptionen kombiniert werden. Gerade bei katalytischen Verfahren kommt dabei häufig Kohlenstoff aus fossilen Quellen zum Einsatz.

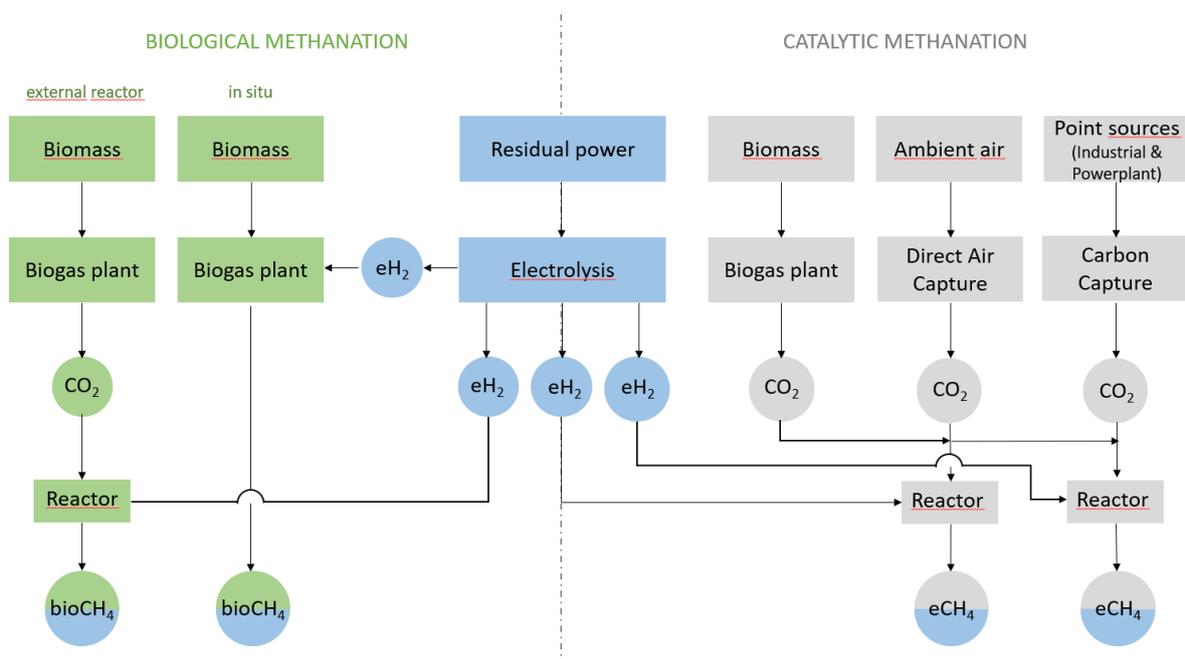


Abbildung 4: Verschiedene Methanisierungsverfahren für bio-CH₄ und e-CH₄ (Matschoss et al. 2020)

In den untersuchten energiewirtschaftlichen Modellen wird die Unterscheidung zwischen biologischer und katalytischer Methanisierung meistens nicht gemacht. Stattdessen wird einerseits in Methan aus Biogasanlagen (bio-CH₄) unterschieden. Andererseits werden in neueren Modellen – in dem Bestreben, die Defossilisierung der Sektoren Verkehr und Industrie abzubilden – häufiger Sektorenkopplungs-Technologien mit H₂-Produktion aus erneuerbarer Elektrizität und DAC (Direct Air Capture, ebenfalls mit EE-Strom) als CO₂-Quelle abgebildet, im Folgenden als synthetisches Methan (e-CH₄) bezeichnet.

So wurde in der ersten Meta-Analyse der Modelle (siehe ³) zwischen bio-CH₄ und e-CH₄ unterschieden und deren Beiträge für 2030 und 2050 dargestellt. In der zweiten Meta-Analyse (siehe ⁴) wurden – neben zusätzlichen Szenarien, kleineren Korrekturen etc. – zusätzlich e-H₂ und Erdgas aufgenommen, die Rolle des Gassektors als Ganzes betrachtet und schließlich auf 2050 fokussiert.

2.3.3 Gesamtpotential: Bottom-up- und top-down- / Meta-Analyse energiewirtschaftlicher Modelle

Im Folgenden werden die Ergebnisse beider Meta-Analysen für das hier interessierende bio-CH₄ dargestellt. In der ersten Meta-Analyse wurden insgesamt 16 Studien mit 48 Szenarien untersucht. In der zweiten Meta-Analyse kamen vier Szenarien aus zwei Studien hinzu. Alle Szenarien wurden danach ausgewählt, ob sie eine mindestens 95 %-ige THG-Reduktion bis 2050 (ggü. 1990) erreichen und ob sie quantitative Ergebnisse der entsprechenden Gase ausweisen oder abgeleitet werden konnten. Die Meta-Analysen zeigen, dass nur wenige Energiewende-Szenarien überhaupt bio-CH₄ (und e-CH₄) modellieren. Dies sind i. d. R. neuere Szenarien, in die die strengeren Ziele des Paris-Abkommens integriert sind, sodass neben der Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors auch die Defossilisierung des Transport- und Industriesektors berücksichtigt wird. Selbst in diesen Szenarien sind die Zahlen in mehreren Fällen nicht eindeutig, mussten errechnet oder abgeschätzt werden. In einigen Fällen erscheint die Modellierung von bio-CH₄ noch das Ergebnis der Setzung exogener Annahmen anstelle von Optimierungen zu sein. Letztlich konnten in der ersten Meta-Analyse neun Szenarien für das Zieljahr 2030 und zehn für das Zieljahr 2050 in die Bewertung einfließen. In der zweiten Meta-Analyse gingen 14 Szenarien für das Zieljahr 2050 in die Bewertung ein.

In Tabelle 1 sind die Ergebnisse der Cluster-Analyse (bottom-up) sowie beider Meta-Analysen für die jeweiligen Zieljahre als Spannbreiten über alle Szenarien und den Durchschnittswerten angegeben. Im Ergebnis zeigt sich eine Spannweite von 11 – 54 TWh/a im Jahr 2030, die sich auf 7 – 113 TWh/a im Jahr 2050 öffnet. Dies zeigt zunächst die Unsicherheit der Modelle bzgl. der bio-CH₄-Nutzung, die sich auch mit der Hinzunahme zusätzlicher Szenarien in der zweiten Meta-Analyse (4 – 113 TWh/a in 2050) kaum verändert hat. Insgesamt ist das Ergebnis aber das Resultat einer sinkenden bio-CH₄-Nutzung über die Zeit, da in mehreren Szenarien eine Beschränkung auf biogene Reststoffe (Auslaufen der NawaRo-Nutzung) und/oder ein nahezu völliges Auslaufen der Biogasnutzung angenommen wurde. Dies wird dadurch deutlich, dass sich bei Herausnahme des Szenarios mit der (mit Abstand) höchsten bio-CH₄-Nutzung die Spanne für 2050 auf 7 – 40 TWh/a (bzw. 4 – 50 TWh/a) verringert. Für 2030 zeigt sich, dass die Werte der bottom-up und der top-down-Analyse relativ nahe beieinander liegen und sich diese Spanne überdies mit anderen Werten aus der Literatur decken.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

Tabelle 1: Spannbreiten und Durchschnittswerte der bio-CH₄-Potentiale aus bottom-up- und top-down- Analysen (Quelle: Basierend auf Matschoss et al. 2020; Matschoss et al. 2021)

TWh/a	2030		2050	
	Min	Max	Min	Max
Bottom-up-Analyse (Matschoss et al. 2020)				
	24,9		-/-	
Erste Meta-Analyse der Modelle (Matschoss et al. 2020)				
	11	54	7	113
	32,5		60	
Zweite Meta-Analyse der Modelle (Matschoss et al. 2021)				
	-/-	-/-	4	113
	-/-		58,5	

Um die gesamtwirtschaftliche Bedeutung des Geschäftsfeldes darzustellen, hat die erste Meta-Analyse den Durchschnittswert von 24,9 - 32,5 TWh/a für 2030 zum deutschen Gasverbrauch von 2018 (928,1 TWh) in Beziehung gesetzt. Im Ergebnis entspricht das durchschnittliche bio-CH₄-Potential des Jahres 2030 ca. 2,7 - 3,5 % des Gasverbrauchs im Jahr 2018.

Offensichtlich hängt der ersetzbare Anteil vom Erdgasverbrauch (Grundwert) ab. Sinkt letzterer, wie im Zuge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine geschehen, ist der Anteil entsprechend höher. So sank der Erdgasverbrauch des Jahres 2022 auf 847,5 TWh, was einem bio-CH₄-Anteil von 2,9 - 3,8 % entspräche.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

Nachfolgend werden in Kapitel 3.1 beispielhaft die Kapitalkostenermittlung für flexible Biogas-BHKW, in Kapitel 3.1.1 die Erlöse und Marktbewertung flexibler KWK-Anlagen sowie in Kapitel 3.3 die Methodik zur Bewertung des Biokraftstoffquotenhandels für Biomethan im Kraftstoffmarkt näher erläutert.

3.1 Kapitalkostenermittlung für flexible Biogas-BHKW

Blockheizkraftwerke (BHKW) sind eine zentrale Komponente für Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung. Bei Neubauten entfällt oft ein hoher prozentualer Anteil der Gesamtinvestitionen auf die benötigten BHKW. Da über einen längeren Betrachtungszeitraum die Investitionsbezogenen Kosten unter Berücksichtigung von Wartung, Instandhaltung und Reinvestitionszyklen sowie die Betriebsweise des BHKW stark variieren können, sollen dazu nachfolgend die wichtigsten Aspekte erläutert werden.

3.1.1 Problemstellung

Für die zukünftige Stromvermarktung spielt es eine immer größere Rolle den Strom aus steuerbaren Erzeugungsanlagen zielgerichtet vor allem dann zur Verfügung zu stellen, wenn der Bedarf und damit auch die Marktpreise hoch sind. Gerade für Biogasanlagen verbinden sich damit zusätzliche Erlöspotentiale bei einer gleichzeitigen Verbesserung der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energieformen wie Windkraft und Photovoltaik.

Für flexibel betriebene Biogasanlagen wird entweder durch die Erweiterung der installierten Leistung oder der Absenkung der Bemessungsleistung (möglicherweise auch eine Kombination aus beiden Ansätzen) die jährliche Laufzeit des BHKW signifikant reduziert. Da eine starke Verminderung der jährlichen Laufzeit die kalendarische Lebensdauer der Maschinen erhöhen kann und sich das auf die notwendigen Reinvestitionszyklen bzw. verbleibenden Restwerte auswirken kann, soll hier im Folgenden beschrieben werden, welche Herangehensweise dazu in der PAG im TRANSBIO-Projekt abgestimmt wurde.

3.1.2 Herangehensweise

Um eine solide Bewertung der Kapitalkosten für flexibel betriebene BHKW vornehmen zu können, wurden innerhalb der PAG eine Reihe von Annahmen abgestimmt, um eine vergleichbare Bewertung zwischen verschiedenen Untersuchungsansätzen zu ermöglichen. Dazu wurden die nachfolgend dargestellten Annahmen, ausgehend von der Studie „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas)“², für die Bewertung der BHKW-Lebensdauer getroffen:

- 40.000 h + 20.000 h (nach Generalüberholung) Gesamtlaufzeit
- Eine einmalige Generalüberholung nach 40.000 h kostet 30 % der Erstinvestition
- Obergrenze für kalendarische Lebenszeit von 25 Jahren als konservative Annahme
- Startvorgänge werden auf die Lebensdauer angerechnet (ein Start = eine Vbh).

Diese Annahmen werden anschließend in einer dynamischen Investitionsrechnung gemäß VDI 2067⁵ zusammen mit der unten dargestellten spezifischen Kostenfunktion für Biogas-Blockheizkraftwerke zur Berechnung der kumulierten Barwerte für alle investitionsgebundenen Kosten genutzt.

Die so ermittelten Barwerte für das BHKW können anschließend in weiterführenden Berechnungen unter Berücksichtigung weiterer Kosten- (Kapitalkosten für Gas- und Wärmespeicher, Wartungskosten für das BHKW) und Erlösoptionen (z. B. Flexibilitätszuschlag, EPEX-Zusatzerlöse) übergeben werden, um die Wirtschaftlichkeit von Post-EEG-Konzepten mit flexibler Stromerzeugung insgesamt bewerten zu können.

3.1.3 Rechenbeispiel

Anhand einer typischen Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung soll für verschiedene Flexibilisierungsgrade der Effekt einer laufzeitbezogenen Abschreibung demonstriert werden. Dazu wird bei einer Bemessungsleistung von 500 kW die Überbauung in einer Bandbreite von Leistungsquotienten

⁵ VDI 2067 Blatt 1, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung (2012), <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-2067-blatt-1-wirtschaftlichkeit-gebäude-technischer-anlagen-grundlagen-und-kostenberechnung-1>

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

(PQ)⁶ zwischen PQ = 2,4 bis PQ = 8 so variiert, dass die einzelnen Stufen jeweils ganzzahlige tägliche Betriebszeiten ergeben (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Kennzahlen für die Auslegungsvarianten unterschiedlicher Flexibilisierungsgrade für eine Biogasanlage mit 500 kW Bemessungsleistung

PQ	P _{el} [kW]	Laufzeit pro Tag [h]	Vollbenutzungsstunden [h/a]
2,4	1.200	10	3.650
2,67	1.335	9	3.280
3	1.500	8	2.920
3,43	1.715	7	2.555
4	2.000	6	2.190
4,8	2.400	5	1.825
6	3.000	4	1.460
8	4.000	3	1.095

Aus den unterschiedlichen mittleren Laufzeiten bei den in Tabelle 2 dargestellten Überbauungsvarianten ergeben sich unter den in Kapitel 3.1.2 beschriebenen Annahmen über einen modellierten Abschreibungszeitraum von 20 Jahren bei wachsendem PQ verlängerte Lebenszeiten für die jeweiligen BHKW-Aggregate. Damit erhöhen sich auch die Restwerte im Falle einer Ersatzinvestition über den Betrachtungszeitraum; zum Teil kann auf eine Reinvestition für das BHKW innerhalb von 20 Jahren (vgl. Abbildung 5) auch ganz verzichtet werden.

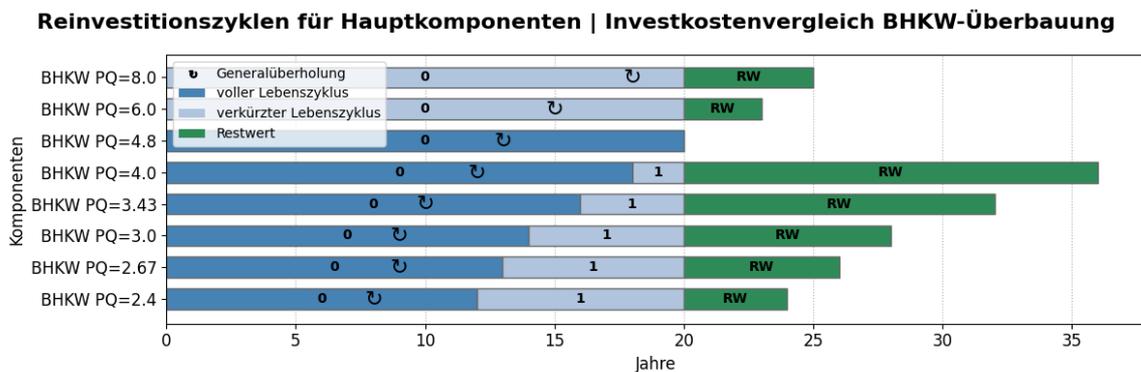


Abbildung 5: Darstellung der Reinvestitionszyklen für Hauptkomponenten einer Bioenergieanlage, hier als Vergleichsrechnung die Darstellung für BHKW mit unterschiedlichem Leistungsquotienten (PQ), Bildquelle © DBFZ M. Dotzauer, 2023

Um für eine ausgewählte Auslegungsvariante anschließend die kapitalgebundenen Kosten (CAPEX) zu ermitteln, kann anstatt auf diskrete Einzelwerte für explizite BHKW-Typen eine entsprechende Kostenfunktion genutzt werden. In Abbildung 6 ist eine spezifische Kostenfunktion auf Basis einer kleinen Stichprobe für einzelne Biogas-BHKW dargestellt, wobei die spezifischen Kosten ($C_{CHP_{ui}}$) in Abhängigkeit der installierten Leistung (P_e) variieren. Für die Ermittlung der notwendigen Gesamtinvestitionen werden die spezifischen Kosten mit der installierten Leistung multipliziert. Die

⁶ Spezifische Fachbegriffe werden im Glossar der Forschungsdatenplattform BeFuture erklärt.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

dargestellte Kostenfunktion basiert auf Kostendaten aus dem Jahr 2020 und ist nach den erheblichen Preissteigerungen in den Jahren 2021 und 2022 nicht mehr auf dem aktuellen Stand⁷.

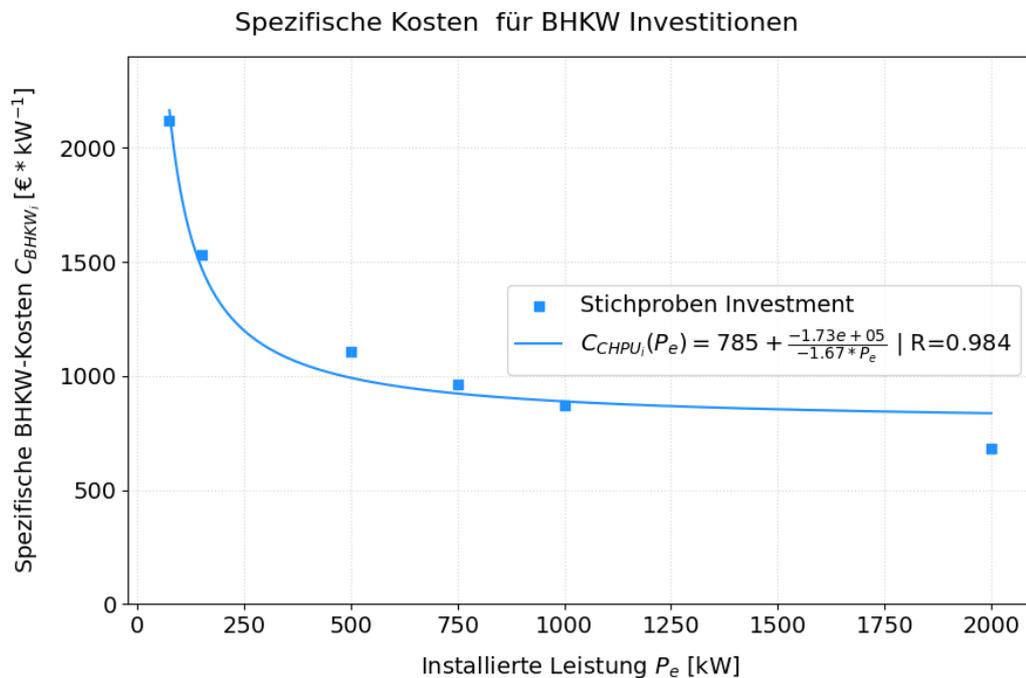


Abbildung 6: Spezifischer Investitionsbedarf für Biogas-BHKW und abgeleitete Kostenfunktion, Primärdatenquelle: <https://www.bhkw-infozentrum.de/>, Bildquelle © DBFZ M.Dotzauer, 2023

Als Beispielrechnung wurde für eine einzelne Auslegungsvariante mit einer mittleren Überbauung (PQ = 3) angenommen, woraus sich eine rechnerische BHKW-Lebensdauer von 14 Jahren ergibt. Unter den oben gegebenen Annahmen sind die wesentlichen Zahlungsvorgänge in der Abbildung 7 dargestellt, wobei die Erst- und auch die Ersatzinvestition in blau, die Generalüberholung in orange und der Restwert nach 20 Jahren in grün dargestellt sind. Auch die inflationsbedingte Preissteigerung der Ersatzinvestition ist hier nach 14 Jahren mit 2 % Teuerungsrate pro Jahr, deutlich zu erkennen.

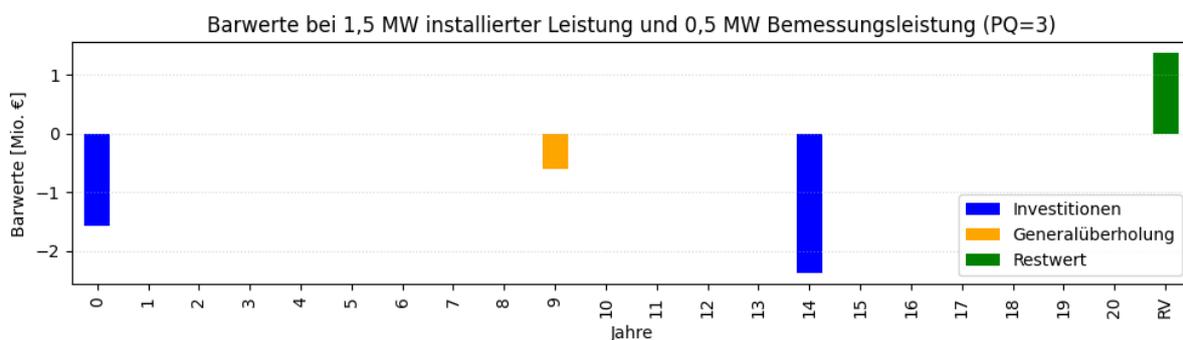


Abbildung 7: Beispielkalkulation der einzelnen Barwerte für die Auslegungsvariante mit PQ = 3, Bildquelle © DBFZ M. Dotzauer, 2023

⁷ Die angesprochene Kostenfunktion und dazugehörige Quellen für aktualisierte Werte sind auf der BeFuture Forschungsdatenplattform zu finden.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

Im Vergleich aller Auslegungsvarianten ergeben sich unter Berücksichtigung der oben genannten Annahmen je nach Häufigkeit der Reinvestitionshäufigkeiten sowie der jeweiligen Restwerte eine Reihe von Barwerte (vgl. Abbildung 8). Hierbei fällt auf, dass die Barwerte zwischen $PQ = 2,4$ und $PQ = 4,0$ stetig ansteigen. Von $PQ = 4$ auf $PQ = 4,8$ ist dann ein deutlicher Sprung zu erkennen, welcher auf die ab diesem Überbauungsgrad nicht mehr notwendige Reinvestition zurück zu führen ist. Bei weiter wachsendem PQ steigen die Barwerte wieder stetig an.

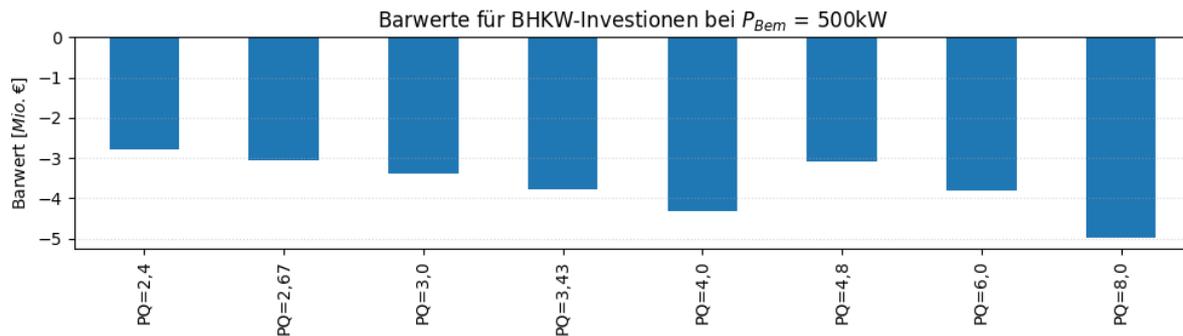


Abbildung 8: Vergleich der Barwerte für die Kapitalkosten der BHKW als Summe der Erst- und ggf. Ersatzinvestitionen, der Kosten für eine Generalüberholung zuzüglich des kalkulatorischen Restwertes, Bildquelle © DBFZ M. Dotzauer, 2023

Weiterführende Literatur

- Uwe Welteke-Fabricius, Flexibilisierung von Biogasanlagen, FNR (2018), https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf
- Hendrik Butemann, Modelle und Lösungsverfahren zur langfristigen Planung der Stromproduktion einer flexiblen Biogasanlage unter Berücksichtigung von Verschleiß, Universität Hohenheim (2021), http://opus.uni-hohenheim.de/volltexte/2021/1974/pdf/Dissertation_Hendrik_Butemann.pdf

3.2 Erlöse und Marktbewertung flexibler KWK-Anlagen

Die Erlöse aus dem flexiblen Einsatz von KWK-Anlagen, wie Biogas BHKW, und deren Marktbewertung unterliegen vielen Einflussfaktoren und damit Unsicherheiten. Das Gesamtpotential teilt sich auf verschiedene Märkte auf, die jeweils unterschiedliche Anforderungen und Anreize für Flexibilität aufweisen, worauf nachfolgend in den Kapiteln 3.2.1 bis 3.2.3 näher eingegangen werden soll.

3.2.1 Hintergrund und Grundlagen der Flexibilitätsbewertung

Das Angebot der Märkte erstreckt sich dabei auf die Bereitstellung von langfristiger saisonaler Flexibilität zur Residuallastdeckung z. B. mittels Quartals-Futures am Terminmarkt über kurzfristige Flexibilität z. B. Preisspreads am Spotmarkt bis hin zu sehr kurzfristigen Produkten in der Regelenergie (Leistungs-/Arbeitsmärkte).

Auf Grund der zunehmenden Dominanz und Charakteristik der fluktuierender Erneuerbare Energien (fEE) kann von einer zunehmenden Bedeutung der saisonaler Residuallastdeckung und der kurzfristigen Intraday Handels ausgegangen werden. Der Einsatz von Flexibilität im Intraday Markt kann dabei die

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

Prognoseunsicherheit von fEE ausgleichen und helfen der Marktwerte zu stabilisieren⁸. Die steigende kurzfristige Unsicherheit durch fEE benötigt jedoch gute Preisprognosemodelle⁹ und risikogerechte Handelsstrategien¹⁰.

Zwar können diese Märkte in der Regel kombiniert bedient werden, jedoch geht die vollständige Ausnutzung des Potentials auf einem Markt zulasten anderer Marktpotentiale einher (sogenannte Opportunitäten). Auch müssen je nach Vermarktungssituation, speziell in Bezug zum EEG, unterschiedlichen Kennzahlen zu Ermittlung des Potentials verwendet werden.

Für konventionelle fossile Kraftwerke wird der Wert der Flexibilität über die Bruttomarge (z. B. über den Clean Spark Spread Markt-Indikator für Gaskraftwerke) und dem Realoption Ansatz (siehe unten) ermittelt werden. Für Biogasanlagen mit BHKW liegen jedoch nicht die gleichen Voraussetzungen vor, da z. B. deutliche Restriktionen durch die Gasspeicher vorliegen und das produzierte Biogas in einem bestimmten Zeitraum genutzt werden muss bzw. nicht alternativ genutzt werden kann¹¹. Weiterhin sind die Erlöse der BGA im EEG über das Marktprämienmodell abgesichert, was die Produktion zu Strompreisen unter Grenzkosten als auch dem Referenzmarktwert (RMW) wirtschaftlich macht. Zum Beispiel wäre bei einem RMW von 80 €/MWh_{el}, Grenzkosten von 140 €/MWh_{el} und einem anzulegenden Wert von 190 €/MWh_{el} eine Produktion erst unter einem Strompreis von unter 30 €/MWh_{el} unwirtschaftlich. Aus diesem Grund werden BGA im Marktprämienmodell und der Direktvermarktung ausschließlich über die Spotmärkte vermarktet und eingesetzt. Als eine Option zur Abschätzung der Erlöspotentiale flexibler BGA bietet sich der Marktwertfaktor (MWF) als Kennzahl an, über den sich auch die Flexerlöse im EEG berechnen lassen.

Der MWF beschreibt auf Jahresbasis das Verhältnis der anlagenspezifischen Stromerlöse im Vergleich zum durchschnittlichen jährlichen Marktpreis. Während für fEE gezeigt wurde, dass der MWF mit steigenden Marktanteilen von fEE abnimmt¹² (Kannibalisierungseffekt), steigt der MWF von BGA mit steigenden Anteilen von fEE. Werte größer als 1 zeigen an, dass BGA ihre Flexibilität effektiv dafür nutzen und ihre Stromproduktion in Zeiten mit höheren Preisen verlagern können. Der MWF kann über Modelle der Einsatzoptimierung unter Berücksichtigung von Strompreisen und anlagenspezifischer Restriktionen bestimmt werden.

3.2.2 Bewertungsbasis: Preise der Strommärkte

Für die Strompreise können zur Bewertung historische Daten, z. B. sogenannte Hourly Price Forward Curves (HPFC) als Modell von Standardterminkontrakten (z. B. für Base-/Peakload) zusammen mit historischen Spotpreisen¹³ genutzt werden. Alternativ kommen dafür auch Daten aus fundamentalen

⁸ Pape, Christian: The impact of intraday markets on the market value of flexibility – Decomposing effects on profile and the imbalance costs. In: Energy Economics 76 (2018), S. 186–201.

⁹ Kern, Timo/Hinterstocker, Michael/Roon, Serafin von: The value of intraday electricity trading – Evaluating situation-dependent opportunity costs of flexible assets (2019).

¹⁰ Kraft, Emil/Russo, Marianna/Keles, Dogan/Bertsch, Valentin: Stochastic optimization of trading strategies in sequential electricity markets. In: European Journal of Operational Research (2022).

¹¹ Im Prinzip wird die Gasmenge mit der Ernte einmal im Jahr „festgelegt“ und ist dann in der Silage gebunden. Über ein entsprechendes Fütterungsmanagement kann die Gasproduktion verschoben werden. Dies ist jedoch bei Einsatz von Reststoffen oder Wirtschaftsdünger, die kontinuierlich vergärt werden müssen, eingeschränkt. Theoretisch besteht jedoch die Möglichkeit des kurzfristigen Zukaufs und Verkaufs des Substrates, der regionalen Markt für Silage ist jedoch sehr eingeschränkt sofern vorhanden.

¹² Hirth, Lion: The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. In: Energy Economics 38 (2013), S. 218–236.

¹³ Weber, Christoph/Möst, Dominik/Fichtner, Wolf: Economics of Power Systems. Fundamentals for Sustainable Energy. Cham 2022.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

Strommarktmodellen in Frage. Letztere können sowohl einfachere Supply Stack (Merit Order) Modelle¹⁴ als auch Parameter-reiche Marktmodelle, den zur Versorgung eines Landes notwendigen Kraftwerkspark sowie dessen Betriebsweise kostenoptimalen berechnen¹⁵. In allen Fällen sollten jedoch unterschiedliche Szenarien für die Preiszeitreihen verwendet werden, um Unsicherheiten speziell zur langfristigen Preisentwicklung abzubilden.

Auch wenn historische Daten keine sichere Aussage bzw. gute Prognose für die Zukunft liefern, da sich durch den zunehmenden EE-Ausbau die Struktur des Kraftwerksparkes fundamental ändert, können sie für eine erste Abschätzung herangezogen werden. Speziell für BGA im EEG und deren Erlöse bei flexibler Fahrweise sind kurzfristige Preisspread innerhalb eines Tages relevant. Ziel ist hierbei in erster Linie Erlöse oberhalb des Referenzmarktwertes zu erzielen, da und wie oben erwähnt eine langfristige Verschiebung der Produktion nur eingeschränkt möglich ist.

Die Auswertung der historischen Marktdaten der stündlichen Day-Ahead Auktion¹⁶ zeigt (vgl. Abbildung 9), dass dieser sich im langjährigen Verlauf trotz steigendem fEE-Ausbau kaum verändert hat. Der kurzfristige Preisspread (Top-12 Preise zu Tagesdurchschnitt) betrug im Mittel 1,21 bzw. 1,34, wenn nur die fünf Stunden mit den höchsten Preisen gezählt werden.

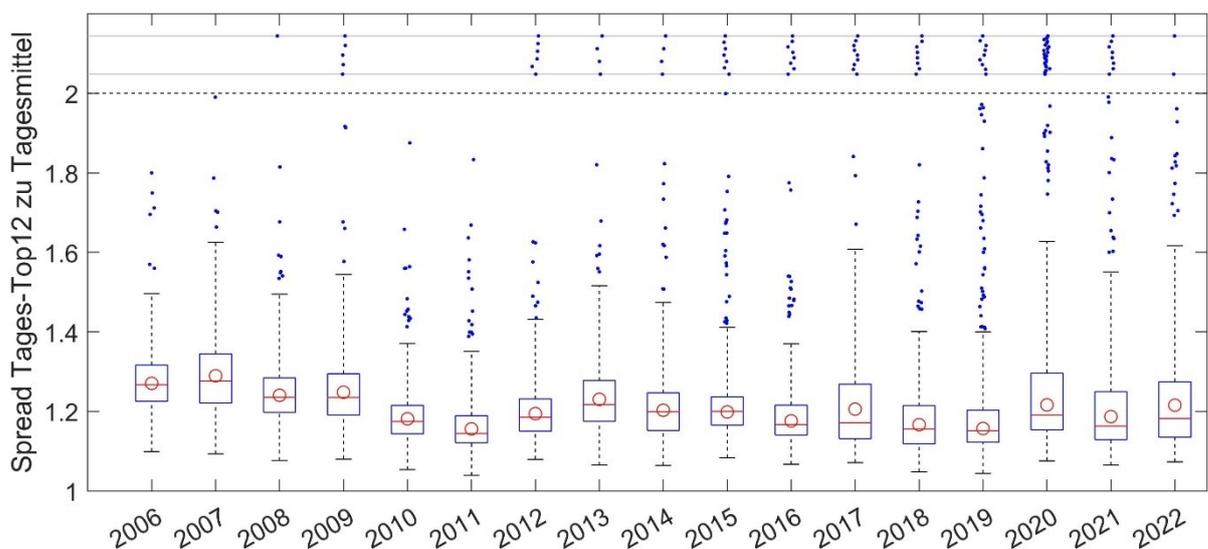


Abbildung 9: Boxplot-Verteilung der historischen Tages-Spreads (Verhältnis 12 Stunden mit höchsten Preisen zu Tagesmittel) von 2006 bis 2022; Mittelwert ohne Berücksichtigung der Ausreißer (blaue Punkte) (Quelle: Joshua Güsewell, IER Uni Stuttgart, pers. Kommunikation.)

Für eine BGA, die keinerlei Restriktionen unterliegt und ihre Produktion bei 2-facher bzw. 5-facher Überbauung innerhalb eines Tages verschiebt, entspricht dies dem theoretischen MWF. Die Ermittlung des MWF unter Berücksichtigung der Restriktionen und tagesübergreifenden optimalen Produktion kann

¹⁴ Kallabis, Thomas/Pape, Christian/Weber, Christoph: The plunge in German electricity futures prices – Analysis using a parsimonious fundamental model. In: Energy Policy 95 (2016), S. 280–290.

¹⁵ Böttger, Diana/Härtel, Philipp: On wholesale electricity prices and market values in a carbon-neutral energy system. In: Energy Economics 106 (2022), S. 105709.

¹⁶ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Smard.de. Marktdaten (<https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:false,%22selectedSubCategory%22:false,%22selectedRegion%22:false,%22from%22:163252080000,%22to%22:163347119999,%22selectedFileType%22:false%7D>, zuletzt aufgerufen am 05.10.2021).

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

wie erwähnt über ein Einsatzoptimierungsmodell erfolgen. Der auf historischen Marktdaten ermittelte MWF kann dann in Kombination mit zukünftigen erwarteten Strommarktwerten als Näherung für die zukünftigen Flexerlöse von BGA genutzt werden.

3.2.3 Bewertung mit Modellen der BHKW-Einsatzoptimierung

Die Optimierung des BHKW-Einsatzes erfolgt in der Regel über eine gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) in einer geeigneten Programmiersprache und Nutzung eines passenden Solvers¹⁷. Dieses Verfahren ist auch in anderen Bereichen eine etablierte Methode zur Prozessoptimierung.

Die Marktteilnahme am Day-Ahead-Markt setzt für den mengenmäßig bedeutendsten Marktplatz (EPEX Spot in Paris) eine zeitliche Auflösung von einer Stunde. Mittels einer rollierenden Planung können die einzelnen Optimierungsschritte kurzgehalten werden, was die Rechenzeit und Überschätzung durch eine perfekte Vorausschau bei der Nutzung historischer Preisdaten oder modellierten Preiszeitreihen mit längeren Optimierungsschritten (bis zu einem Jahr) deutlich reduziert. Ein standardmäßig rollierender Planungshorizont beträgt 72 Stunden mit einer Überlappung von 24 Stunden und übernimmt die Ausgangsspeicherstände aus dem vorherigen Lauf. Dies entspricht auch eher dem Zeithorizont der Einsatzplanung realer Anlagen. Um die Unsicherheiten des kurzfristigen Preisprognosen und den Fehler des PerfectForesight besser abzubilden, kann das anstatt einer deterministischen Vorgehensweise auch eine stochastische Optimierung vorgenommen werden.

Im Folgenden wird zur Veranschaulichung ein vereinfachtes Modell am Beispiel einer beliebigen Anzahl i an BHKW in Kombination mit einem nicht weiter definierten Spitzenlastkessel sowie Restriktionen für Gas und Wärmespeicherkapazitäten erläutert. Das Ergebnis eines Optimierungsschritt (Planungshorizont 72 h) ist als Beispiel und Illustration in Abbildung 10 dargestellt.

¹⁷ Kallrath, Josef: Gemischt-ganzzahlige Optimierung Modellierung in der Praxis. Mit Fallstudien aus Chemie Energiewirtschaft Papierindustrie Metallgewerbe Produktion und Logistik. Wiesbaden 2013.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

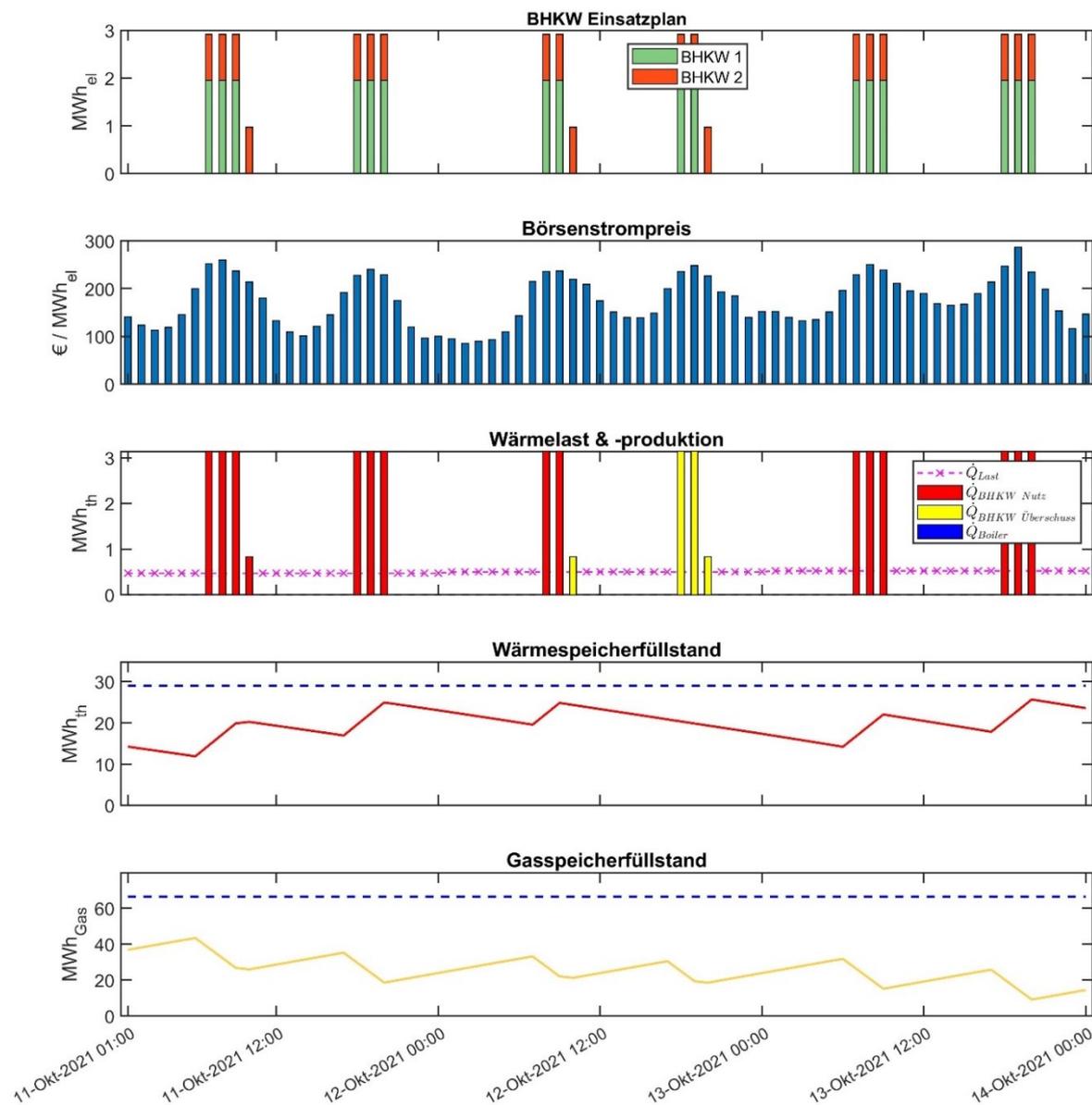


Abbildung 10: Ergebnisse einer BHKW-Einsatzoptimierung über 72h für eine BGA mit $PQ = 5$, Strompreisjahr 2021 (Quelle: Joshua Güsewell, IER Uni Stuttgart, pers. Kommunikation.)

Zielfunktion

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems ist die Maximierung des Deckungsbeitrags, der sich aus den Erlösen abzüglich aller im Modell berücksichtigten variablen Kosten zusammensetzt (Gleichung (3-1)). Die Erlöse bestehen aus dem produzierten Strom pro Zeitschritt mal dem entsprechenden Marktpreis des Spotmarktes (3-2). Im vereinfachten und idealen Fall werden die BHKW-Anlagen im Einsatz-Modell in einem diskontinuierlichen Modus (Start-Stopp-Betrieb) betrieben. Teillast sollten aus Effizienz und Emissionsgründen generell vermieden werden (Tappen et al. 2016). Die binäre BHKW-Einsatzvariable $y_{i,t}$ bestimmt, ob eine Einheit i im Zeitschritt t in Betrieb ist oder nicht.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (\text{Erlöse}_{t,i} - C_{BHKW,t,i}) - C_{Gas,t} - C_{Kessel,t} \quad (3-1)$$

$$\text{Erlöse}_{t,i} = MP_t * y_{i,t} * P_{el,i} \quad (3-2)$$

Die variablen Kosten werden aufgeteilt in variable Kosten für die BHKW-Einheiten $C_{BHKW,t,i}$ beschrieben durch Gleichung (3-3), die variablen Gasproduktionskosten (3-4) und die Kosten für den Betrieb Spitzenlastkessels (3-5). Die variablen Anlaufkosten können mit 10 - 20 €/MW¹⁸ abgeschätzt werden. Die variablen Gasproduktionskosten hängen vom Substratmix der BGA, dem Methanertrag und den variablen Kosten der einzelnen Substrate ab.

$$C_{BHKW,t,i} = y_{t,i} * C_{BHKW,var,i} + z_{t,i} * C_{BHKW,start,i} \quad (3-3)$$

$$C_{Gas,t} = Gas_{prod,t} * C_{Gas} \quad (3-4)$$

$$C_{Kessel,t} = Q_{Kessel,t} / \eta_{Kessel} * C_{Kessel,Brennstoff} \quad (3-5)$$

Charakterisierung der BHKW-Produktion

Die binäre Anfahrvariable $z_{i,t}$ kann durch die BHKW- Einsatzvariablen von zwei aufeinander folgenden Zeitschritten beschrieben werden (3-6). Der Biogasverbrauch der BHKW wird durch Gleichung (3-7) beschrieben, und der zusätzliche Gasverbrauch bei jedem Anfahren aufgrund geringerer Wirkungsgrade während des Anfahrens wird durch (3-8) mit dem Anfahrfaktor f_{start} beschrieben.

$$z_{t,i} \geq -y_{t,i} + y_{t+1,i} \quad (3-6)$$

$$Gas_{BHKW,i} = P_{el,i} / \eta_{el,i} \quad (3-7)$$

$$Gas_{start,i} = Gas_{BHKW,i} * f_{start} \quad (3-8)$$

Nebenbedingung zur Gasproduktion und -speicherung

Die Gasbilanz, die die Gasproduktion, den Gasverbrauch des BHKW und den maximalen Gasspeicherstand umfasst, wird in Gleichung (3-9) angegeben. Der Gasspeicherfüllstand zu Beginn des ersten Zeitintervalls wird auf 50 % der maximalen Speicherkapazität eingestellt und der Speicherfüllstand am Ende jedes Zeitintervalls muss zwischen 25 % und 75 % liegen.

$$0 > (-y_{t,i} * Gas_{BHKW,i} - z_{t,i} * Gas_{start,i} + Gas_{prod,t} + Gas_{Speicher,t}) \leq Gas_{Speicher,max} \quad (3-9)$$

¹⁸ Yu, Young-Jea/Schmidt, Dietrich/Winkler, Felix/Lamvers, Eric: Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (FlexKWK). Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Analyse 2022.

Nebenbedingung zur Wärmeauskopplung

Die Wärmebilanz des Modells wird in Gleichung (3-10) angegeben und umfasst die Wärmeerzeugung der BHKW und des Spitzenlastkessels, die Notkühlung und den Wärmebedarf für die Inbetriebnahme der BHKW. Der Spitzenlastkessel ist hier mit einem vollflexiblen Betriebsbereich modelliert und seine maximale Leistung entspricht der maximalen Last des Wärmebedarfs. Die variable Notkühlung ermöglicht es dem Modell, überschüssige Wärme bis zur maximalen Wärmeproduktion aller BHKW not zu kühlen und nicht zu nutzen. Gleichung (3-11) stellt sicher, dass die Notkühlung nur gleichzeitig mit dem BHKW-Einsatz läuft. Wie für die Gasspeicherung gelten auch für die Wärmespeicherung die gleichen Einschränkungen hinsichtlich der Anfangs- und Endwerte.

$$0 > -y_{t,i} * Q_{CHP,i} + z_{t,i} * Q_{CHP,start,i} - Q_{woodboiler,t} + Q_{gasboiler,t} + Q_{cooling,t} + Q_{Load,t} \leq \dot{Q}_{stor,max} \quad (3-10)$$

$$-y_{t,i} * Q_{CHP,i} + Q_{cooling,t} \leq 0 \quad (3-11)$$

Optionen zur Modellerweiterung

Neben der hier vorgestellten einfachen Modellversion, kann die Einsatzoptimierung mit weiteren Kostenfaktoren in der Zielfunktion, Variablen und Nebenbedingungen in Konsistenz mit der Forschungsfrage und Zielstellung erweitert werden. Weitere Variablen könnten z. B. für eine Gasfackel oder flexible Gasproduktion eingeführt werden. Weitere Nebenbedingungen könnten z. B. Restriktionen für Gradienten für Anfahren von BHKW oder der flexiblen Gasproduktion, Kosten für Notkühlung¹⁹, sowie Restriktionen des Redispatch-Regime 2.0 bzw. markbasiertes Netzengpassmanagement²⁰ sein.

Zudem sind weitere Märkte neben dem stündlichen Day-Ahead möglich, z. B. Regelenergie²¹, Intraday Auktion und kontinuierlicher Handel²² sowie Systemdienstleistungen für Blindleistung, Spannungshaltung und Netzwiederaufbau²³. Auch kann das Modell der Einsatzoptimierung dahin gehend erweitert werden, dass die KWK-Anlage als Teil eines Portfolios unter Berücksichtigung von Unsicherheit (stochastischer Optimierung) und Risiko (Integration von Risikokennzahlen in Zielfunktion)²⁴ betrachtet wird.

Bewertung mittels Realloption

Da flexible BGA als Realloption verstanden werden können, wenn auch in eingeschränkter Form im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken, ergeben sich zusätzliche Erlöspotentiale und Marktwerte bei langfristiger Vermarktung und Absicherung im Terminhandel. Da BGA in Zukunft auch außerhalb des EEG vermarktet werden bzw. dies auch innerhalb des EEG-Vergütungszeitraums über die sonstige

¹⁹ Gusewell, Joshua/Eltrop, Ludger/Hufendiek, Kai: Seasonal flexibilisation: A solution for biogas plants to improve profitability. In: *Advances in Applied Energy* (2021), S. 100034.

²⁰ Hümmel, Benedikt/Mast, Tanja/Holzhammer, Uwe/Gilber, Vogler: Biogasanlagen als Akteur am Smart Market - Zusätzliches Erlöspotential heben. Schlussbericht 2023.

²¹ Hochloff, Patrick/Braun, Martin: Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets. In: *Biomass and Bioenergy* 65 (2014), S. 125–135.

²² Kraft/Russo/Keles/Bertsch, Stochastic optimization of trading strategies in sequential electricity markets [wie Anm. 11].

²³ Schächinger, Johannes/Becker, Max/Wildfeuer, Matthias/Lechner, Raphael/Brückl, Oliver: Untersuchung der Potenziale und Entwicklung eines Optimierungsmodells für Biogasanlagen im Kontext des zukünftigen Stromsystems. Schlussbericht 2022.

²⁴ Kraft/Russo/Keles/Bertsch, Stochastic optimization of trading strategies in sequential electricity markets [wie Anm. 11].

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

Direktvermarktung²⁵ analog möglich ist, wird im Folgenden die Bewertung mittels Realloption kurz beispielhaft vorgestellt. Für die Details der Vorgehensweise sowie Grundlagen wird jedoch auf Zweifel et al. 2017²⁶ und Weber et al. 2022¹⁴ verwiesen. Nach letzterem lässt sich der Realloptionswert eines Kraftwerks ohne Berücksichtigung von Restriktionen analytisch wie folgt berechnen:

$$v = \sigma * (d * cdf(d) + pdf(d)) \quad (3-12)$$

Mit $d = \frac{\mu - C_{var}}{\sigma}$

μ = Erwartungswert

σ = Standardabweichung

Cdf = kumulative Verteilungsfunktion

Pdf = Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion

Abbildung 11 zeigt den Verlauf des Optionswertes nach (3-12) basierend auf dem Erwartungswert der HPFC (nach ¹³) und dessen Standardabweichung für ein Dienstag im 2. Quartal 2024 sowie dessen intrinsischen und extrinsischen Anteil.

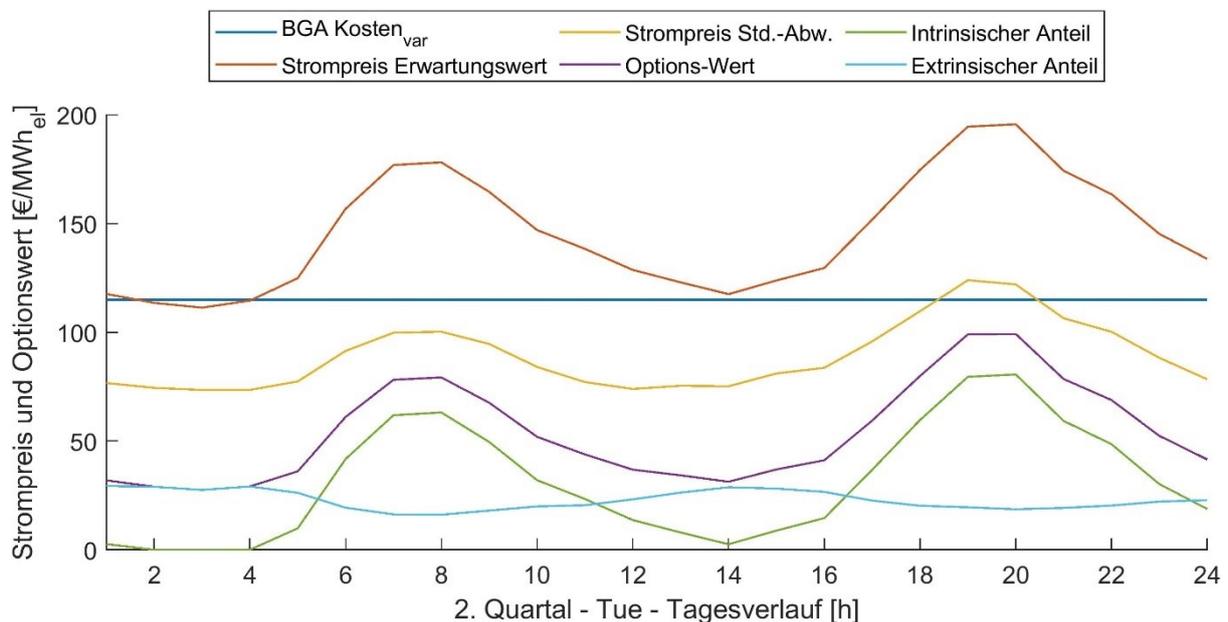


Abbildung 11: HPFC und Optionswert einer fiktiven BGA für ein Dienstag im 2. Quartal 2024, HPFC basierend auf historischen Spotpreisdaten der letzten der Jahre 2021 bis 2022 und den EEX German Power Quartalsfutures am 02.03.2023 (Quelle: Joshua Güsewell, IER Uni Stuttgart, pers. Kommunikation.)

²⁵ Dies ist vor allem durch den Preisanstieg Ende 2021 zu einer wirtschaftlichen Option geworden.

²⁶ Zweifel, Peter/Praktiknjo, Aaron/Erdmann, Georg: Energy Economics. Berlin, Heidelberg 2017.

3 Methoden für die technoökonomische Teilbewertung

Der extrinsische Anteil entspricht dem Zeitwert der Option der auf Grund der Unsicherheit (Standardabweichung) vom Erwartungswert besteht. Wie zu sehen, steigt er, wenn die Unsicherheit im Verhältnis zum Erwartungswert hoch ist und dieser nahe bei den variablen Kosten liegt (z. B. in den Stunden 1-4 oder 14). Der intrinsische Anteil ergibt sich aus der Differenz des Erwartungswert (Strompreis) und den variablen Kosten. Im Mittel beträgt der Optionswert für das gesamte Jahr 2024 über alle Quartale und Typtage gewichtet 53,72 €/MWh_{el}, was einem MWF von 1,38 entspricht.

Im Vergleich ergibt sich für die gleiche HPFC mittels der Einsatzoptimierung ein MWF von 1,6 (Mittel über 2.853 BGA mit 5-facher Überbauung). Der große Unterschied ergibt sich aus den Restriktionen, die in der Einsatzoptimierung berücksichtigt werden, und vor allem die Anzahl der Volllaststunden stark begrenzt (im Mittel auf 5 h pro Tag). Unter den gegebenen Annahmen unterstellt der Real Optionswert Ansatz deutlich höhere Volllaststunden, was absolut (Erlöse pro Jahr) gesehen zu einem besseren Ergebnis führen würde (MWF ist ein spezifischer Wert). Jedoch entspricht der mittels der Einsatzoptimierung ermittelte Wert nur dem intrinsischen Teil der Realoption, sofern die tatsächlich eintreten Preisen genau dem Erwartungswert der HPFC entspricht. Für eine Biogasanlagen, die zusätzlich am Terminmarkt agiert und darüber absichert, würde zudem noch der extrinsische Anteil hinzukommen. Da die Biogasanlagen aber eben nicht konventionellen Gaskraftwerken bzw. dem fiktiven Fall, wie unten dargestellt, entsprechen, muss eine angepasste Bewertung der Realoptionen vorgenommen werden. Biogasanlagen mit Vor-Ort Verstromung entsprechen hier eher konventionellen Speicherwasserkraftwerken (mit Reservoir und natürlichem Zufluss). Eine Übersicht über Anwendungsfälle und Studien liefert (vgl. Nadarajah et al. 2023²⁷). Solche Energie Speicher Option lassen sich jedoch nicht mehr wie (3-12) analytisch lösen.

3.3 Methodik zur Bewertung des Biokraftstoffquotenhandels für Biomethan im Kraftstoffmarkt

Im Verkehrssektor gibt es die im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) mittels der Treibhausgasquote festgelegten Möglichkeiten, die notwendigen Emissionsreduktionen zu erreichen. Diese Optionen werden jedoch noch nicht zur Gänze ausgenutzt und entfalten daher nur begrenzte Wirkung, so dass der Verkehrssektor immer wieder nahe am bzw. über das angestrebte Ziel hinaus Treibhausgase emittiert.

3.3.1 Problemstellung

Generell lassen sich die Maßnahmen in eine der drei Kategorien Vermeidung, Verlagerung oder Effizienzsteigerung einordnen. Im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) sind dazu neben Biokraftstoffen auch andere Erfüllungsoptionen vorgesehen. Insgesamt gilt jedoch, dass die Inverkehrbringer von Diesel- und Ottokraftstoffen für 2022 eine THG-Minderung von 7 % erreichen mussten. Diese Quote wird in verschiedenen Stufen bis 2030 auf 25 % nach oben angepasst. Bei Nichterfüllung dieser Quote sind empfindliche Strafzahlungen (Pönale) zu leisten. Eine erlaubte Option die THG-Quote zu erfüllen, ist diese Verpflichtung an Dritte zu übertragen.

²⁷ Nadarajah, Selvaprabu/Secomandi, Nicola: A review of the operations literature on real options in energy. In: European Journal of Operational Research 309 (2023), S. 469 – 487.

3.3.2 Herangehensweise

Wie bereits erwähnt, sind die Inverkehrbringer von Diesel- und Ottokraftstoffen verpflichtet, die Treibhausgasemissionen entsprechend der vorgegebenen Quote zu erreichen. Gleichzeitig ist es jedoch auch erlaubt diese Verpflichtung an Dritte zu übertragen, so dass ein Handel mit THG-Quoten-Erfüllungsoptionen möglich ist. Die Bandbreite der Erfüllungsoptionen ist wiederum im BImSchG geregelt. Daher sind insbesondere Erfüllungsoptionen mit einer relativ hohen Anrechenbarkeit oder mit einer mehrfachen Anrechnung sehr attraktiv, was auf Biomethan insbesondere aus Rest- und Abfallstoffen oder aus Gülle zutrifft. Zu beachten ist beim THG-Quotenhandel, dass es sich um eine bilanzielle Verrechnung der Emissionen von einem modernen Kraftstoff hin zu einem konventionellen Kraftstoff handelt. Am Beispiel von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen wird nachfolgend aufgezeigt, wie die Verrechnung funktioniert.

3.3.3 Rechenbeispiel

Im vorherigen Abschnitt wurde grob skizziert, dass Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen auf Grund der hohen THG-Gutschriften sehr attraktiv für einen Quotenhandel ist. Je emissionsärmer ein Treibstoff ist, desto weniger muss dafür zur Erreichung der THG-Quote in den Verkehr gebracht werden. Die Höhe der anrechenbaren THG-Minderung ist in der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) geregelt. Demnach wird die gesamte Wertschöpfungskette des Biomethans vom Anbau der Feldfrüchte über deren Transport und Verarbeitung bis hin zur Vergärung und Aufbereitung in die THG-Bilanzierung einbezogen. Schon aus dieser Betrachtung wird klar, dass während der Prozesskette Energie, teilweise auch aus fossilen Quellen, genutzt wird und daher sogenannte Vorkettenemissionen entstehen. Die Höhe dieser Emissionen wird von Zertifizierungsstellen überprüft und verbrieft. Die Emissionen des Biomethans berechnen sich entsprechend den Anforderungen der Biokraft-NachV aus der Summe der Emissionen aus Anbau, Landnutzungsänderung, Produktion, Transport und Nutzung abzüglich der Gutschriften für CO₂-Abscheidung oder Speicherung und Gutschriften für erneuerbaren Strom.

$$E = e_{\text{Anbau}} + e_{\text{Landnutzungsänderung}} + e_{\text{Produktion}} + e_{\text{Transport}} + e_{\text{Nutzung}} - e_{\text{Effizienzsteigerung}} - e_{\text{Abscheidung \& Speicherung}} - e_{\text{Abscheidung \& Ersatz von fossilen CO}_2} - e_{\text{Strom}}$$

Den letzten Schritt der Berechnung bildet die Berechnung der THG-Minderung. Die Formel dazu lautet

$$\text{THG - Minderung} = \left[\frac{\text{Emissionen fossiler Brennstoff} - \text{Emissionen Biomethan}}{\text{Emissionen fossiler Brennstoff}} \right] * 100$$

Die Emissionen der fossilen Brennstoffe sind in der Biokraft-NachV festgelegt.²⁸ Emittiert das im Beispiel betrachtete Biomethan 30 g_{CO₂-Äqu}/MJ, dann könnten etwa 64 % der THG-Emissionen beim Einsatz von Biomethan eingespart werden. Dieser Anteil an der Einsparung ist demnach als Erfüllungsoption handelbar und wird entsprechend der Marktverfügbarkeit vergütet.

Weiterführende Informationen: Naumann K, Müller-Langer F, Schröder J, Meisel, K, Cyffka K-F (2022): Hintergrundpapier zur Quote zur Treibhausgasemissionen bei Kraftstoffen. Leipzig: DBFZ. 11/2022.

²⁸ Der Referenz-Emissionsfaktor für Erdgas liegt derzeit bei etwa 83,0 g_{CO₂-Äqu}/MJ. Diese Werte werden regelmäßig aktualisiert.

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Nachfolgend werden in Kapitel 4.1 die Annuitätenmethode sowie in Kapitel 4.1.1 die Kapitalwertmethode als Varianten der dynamischen Investitionsrechnung eingehend dargestellt.

4.1 Annuitätenmethode als Variante der dynamischen Investitionsrechnung

Die Gesamtkosten der Vor-Ort-Verstromung von Bioenergieanlagen setzen sich aus den kapital-, verbrauchs-, betriebs- und sonstigen Kosten für Bau, Betrieb und entsprechende Erweiterungen der betrachteten Modellanlagen zusammen. Diesen Kosten stehen Erlöse aus dem Verkauf von Strom, Wärme und gegebenenfalls Erlösen für weitere (Neben-)Produkte wie Gärprodukten gegenüber. Eine Übersicht über die Zuordnung der einzelnen Kostenpositionen zu den jeweiligen Kostenarten der angewendeten Berechnungsmethode ist in Abbildung 12 dargestellt.

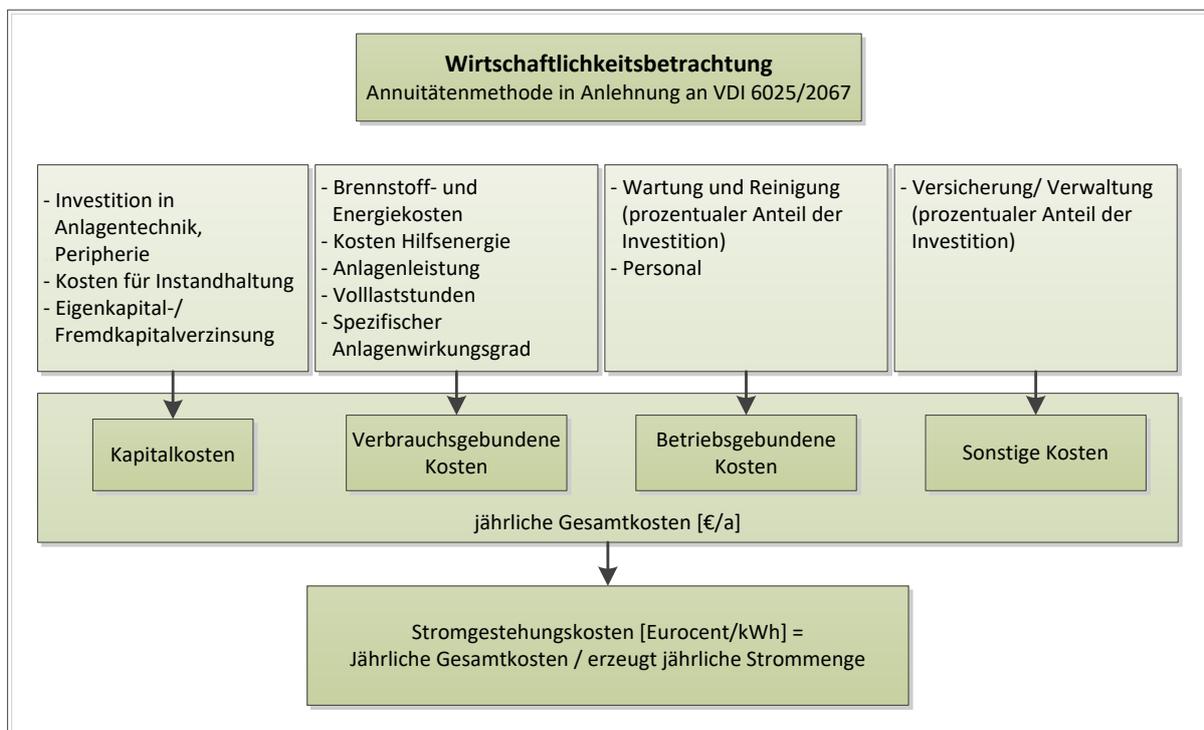


Abbildung 12: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067 (eigene Darstellung)

Der Vergütungsanspruch von Biogasanlagen in Deutschland nach dem EEG ist in der Regel auf insgesamt 20 Jahre festgeschrieben. Durch das Ausschreibungsdesign des EEG 2023 ist eine Laufzeitverlängerung von 10 Jahren möglich. Die Höchstvergütungssätze für Bestandsbiogasanlagen liegen für das Jahr 2023 bei 19,83 ct/kWh_{el} (Neuanlagen: 17,67 ct/kWh_{el}; Februar 2024: Anhebung der Gebotshöchstgrenze für Neuanlagen im Jahr 2024 auf 19,43 ct/kWh_{el})²⁹. Für Bestands-Güllekleinanlagen gelten die Regelungen

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

zur Anschlussförderung nach § 12c Erneuerbare-Energien-Verordnung - EEV mit höchstens 15,5 ct/kWh_{el} bis einschließlich einer Bemessungsleistung bis einschließlich 75 kW Bemessungsleistung und höchstens 7,5 ct/kWh_{el} bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt (Bezugsjahr: jeweils 2021; ab 2022 jeweils 0,5 % Degression pro Jahr).

Weitere Einnahmen können insbesondere durch die im EEG vorgeschriebene 2,25-fache Überbauung durch Inanspruchnahme eines Flexibilitätszuschlags generiert werden. Hinzu kommen potentielle Erlöse aus dem Verkauf von Wärme, Gärresten zur organischen Düngung oder Zusatzerlöse am Spotmarkt sowie Regelenergieerlöse.

4.1.1 Problemstellung

Je höher der elektrische Wirkungsgrad der BHKW ist, desto mehr Kilowattstunden Strom können aus dem erzeugten Biogas bereitgestellt werden. Da dieser Effekt eine hohe Sensitivität aufweist, sollten grundsätzlich BHKW – bei einer stromgeführten Fahrweise - mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad, möglichst größer 40 %, eingesetzt werden, um eine Biogasanlage möglichst dauerhaft wirtschaftlich betreiben zu können. Seit dem EEG 2014 gibt es eine Höchstbemessungsleistung für bestehende Biogasanlagen. Diese liegt bei 95 % der zum Zeitpunkt 31.07.2014 installierten elektrischen Leistung.³⁰ Sofern weitere BHKW zugebaut werden, z. B. im Rahmen einer Flexibilisierung, bleibt indes die maximal vergütungsfähige Strommenge nach dem EEG konstant. Darüber hinaus bereitgestellte und eingespeiste Kilowattstunden Strom werden jeweils maximal mit dem Börsenstrompreis an der Leipziger Strombörse EPEX Spot vergütet.

4.1.2 Herangehensweise – Rahmenparameter und Datenbasis

In Tabelle 3 sind wesentliche allgemeine wirtschaftliche Parameter aufgelistet. Sie bilden die Grundlage für alle Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Alle hier getroffenen Annahmen basieren auf Erfahrungswerten oder sind Vorgaben der VDI 2067 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung.

³⁰ Im Oktober 2022 wurde die Höchstbemessungsleistung für Biogasanlagen, die Strom erzeugen, ausgesetzt, um einer möglichen Gasmangellage entgegen zu treten. Diese Regelung wurde in der 3. Novelle des Energiesicherungsgesetz (EnSiG) bis Ende 2024 verlängert.

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Tabelle 3: Allgemeine wirtschaftliche Rahmenparameter für Modell-Biogasanlagen (u.a. aus Dotzauer et al. 2021³¹ und Paterson et al. 2021⁷, KTBL 2024³²), teilweise Angabe von möglichen aktuellen Spannweiten

Parameter	Erläuterung	Einheit	Wert
Erstinbetriebnahme	Inbetriebnahme der Biogasanlage (beispielhafte Festlegung)	-	01.01.2004
Laufzeitverlängerung	Beginn Datum für 10-jährige Laufzeitverlängerung		01.01.2024
Kalkulationszinssatz Modellanlage	Mischkalkulationssatz für Gesamtkapital	%	ca. 3 - 5
Inflation für kapitalgebundene Kosten	Investment und Instandsetzung <u>Hinweis:</u> höhere Inflationsraten in den Jahren 2022 und 2023	% a ⁻¹	1
Inflation für verbrauchs-, betriebs- und sonstige Kosten	jährliche Inflation; <u>Hinweis:</u> höhere Inflationsraten in den Jahren 2022 und 2023	% a ⁻¹	2
Instandsetzung	bezogen auf die Gesamtinvestition, variiert je nach Bauteil	% a ⁻¹	1 - 3
Arbeitskosten	Arbeitgeberbruttolohn	EUR h ⁻¹	21 - 30
Arbeitszeitbedarf		h/d	8
Versicherung	bezogen auf die Erstinvestition	% a ⁻¹	0,75 - 1,0
Allgemeine Verwaltungskosten	bezogen auf die Erstinvestition	% a ⁻¹	0,75
Nutzungsdauer t	Nutzungsdauer der Bestandsanlage bei Laufzeitverlängerung	a	10
Strombezugspreis	Bezug elektrische Energie aus Nieder- / Mittelspannungsnetz	ct kWh _{el} ⁻¹	26,0 ³³
Eigenstrombedarf	anteilig an der produzierten Strommenge; abhängig je nach technischem Konzept und Einsatzstoffen	%	8 - 15
Eigenwärmebedarf	anteilig an der der produzierten Wärmemenge	%	20 - 25
Anlegbare Wärmevergütung	Vergütung frei BHKW-Flansch Verkaufspreis frei Wärmenetz	ct kWh _{th} ⁻¹	3 - 5 frei BHKW > 10 Wärmenetz frei Verbraucher
Restwert	Sofern die Abschreibungsdauer einzelner Komponenten die Betriebslaufzeit der Gesamtanlage übersteigt, entsteht ein Restwert		

4.1.3 Rechenbeispiel

Die Verwendung der Annuitätenmethode soll im Folgenden anhand der Reinvestition in eine beispielhafte 500 kW_{el} Bestands-Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung und einer 2,25-fachen Überbauung für einen zehnjährigen Weiterbetrieb dargestellt werden. Zunächst sind hierfür neben den bereits genannten allgemeinen wirtschaftlichen Annahmen (vgl. Tabelle 3) noch weitere, anlagenspezifische Annahmen nötig. Diese sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Anlagenspezifische wirtschaftliche Parameter der Modell-Biogasanlage (500 kW_{el}, Bestand, Weiterbetrieb 10 Jahre)

Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Nennleistung	1,135 MW _{el} (500 kW Bemessungsleistung)
Wirkungsgrad elektrisch	41 %
Wirkungsgrad thermisch	44 %
Volllaststunden	3.900 h/a (EEG-2023: 45 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Mischsubstrat (30 % Getreide-GPS, 40 % Maissilage, 30 % Rindergülle), frischmassebezogen (FM))
Kosten Einsatzstoffe	50,00 €/t _{FM} für Anbaubiomasse, 0 €/t _{FM} für Rindergülle (Transportkosten 3,20 €/t _{FM} Gülle)
Wärmeauskopplung	45 % (<i>extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf produzierte Brutto-Wärmemenge; entspricht rd. 56 % der Wärmemenge nach Abzug Eigenwärmebedarf für Fermenterbeheizung</i>)
Vollwartungsvertrag BHKW	1,4 ct/kWh _{el}
Wartung und Reinigung (ohne BHKW)	2 % vom Erinvest
Kapitalkosten	
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz <i>i</i> (nominal)	4 %
Investition für Retrofit	15 % von der Erstinvestition (Annahme: Erinvest: 3,366 Mio. €)
Spezifische Investitionen	999,33 €/kW _{el} Bemessungsleistung
Vergütung	

³¹ <https://www.fnr.de/projektfoerderung/projekt Datenbank-der-fnr/projektverzeichnis-details?fkz=22407517&cHash=69e0001d37b7e73cddc572738b5e6606>

³² M. Hiß; J. Schroers (2024): Die Lohnansätze des KTBL. Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., Darmstadt; https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Management/Lohnansatz/Lohnansatz-Loehne.pdf

³³ Prognos (2023): Endkundenstrompreis für EEG-Erfahrungsbericht 2023: Berechnungen Prognos 2023.

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Anlegbarer Bestandsanlage	Wert	19,83 ct/kWh _{el}
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung		~1,0 ct/kWh _{el}
Anlegbare Wärmevergütung		3,0 ct/kWh _{th}

Die Annuität (AN) einer Investition setzt sich aus der Annuität der Einzahlungen (AN_E) sowie den Annuitäten der kapital- (AN_K), verbrauchs- (AN_V), betriebs- (AN_B) und sonstigen (AN_S) Auszahlungen zusammen. Folgende Formel wird dabei zur Berechnung genutzt:

$$AN = AN_E - (AN_K + AN_V + AN_B + AN_S)$$

Nach der Festlegung von Mischzinssatz (i) und Betrachtungszeitraum (= Nutzungsdauer t) (s. o.) müssen für die Berechnung der Annuitäten zunächst folgende Basisfaktoren errechnet werden:

- Preisänderungsfaktor $r_x = 1 + j_x$, wobei j_x die inflationär bedingten Preisänderungen der verschiedenen Kostenarten im Betrachtungszeitraum darstellt
- Aufzinsungsfaktor $q = 1 + i$, wobei i den festgelegten Mischzinssatz darstellt
- Annuitätenfaktor a

$$a = \frac{(1+i)^t * i}{(1+i)^t - 1}$$

Barwertfaktor b_x

$$b_x = \frac{1 - \left(\frac{r_x}{q}\right)^t}{q - r_x}$$

- Preisdynamischer Annuitätenfaktor $ba_x = b_x * a$

Die errechneten Basisfaktoren, welche für die weitere Berechnung der Annuitäten zugrunde gelegt wurden, sind in Tabelle 5 dargestellt.

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Tabelle 5: Ermittelte Basisfaktoren für die Annahmen zur Modell-Biogasanlage (500 kW_{el}, Bestand, Weiterbetrieb 10 Jahre)

Inflationsrate j		Annuitätenfaktor a	Aufzinsungsfaktor q	Preisänderungsfaktor r _x		Barwertfaktor b _x		Preisdynamischer Annuitätenfaktor ba _x	
1,00%	kapitalgebundene Zahlungen	0,1233	1,040	r _K	1,010	b _K	8,459	ba _K	1,043
2,00%	verbrauchsgebundene Zahlungen	0,1233	1,040	r _V	1,020	b _V	8,825	ba _V	1,088
2,00%	betriebsgebundene Zahlungen	0,1233	1,040	r _B	1,020	b _B	8,825	ba _B	1,088
2,00%	sonstige Zahlungen	0,1233	1,040	r _S	1,020	b _S	8,825	ba _S	1,088
2,00%	Zahlungen für Instandhaltung	0,1233	1,040	r _{IN}	1,020	b _{IN}	8,825	ba _{IN}	1,088
2,00%	Einzahlungen	0,1233	1,040	r _E	1,020	b _E	8,825	ba _E	1,088

In der Folge können die Annuitäten für die unterschiedlichen Kostenarten und für die Erlöse ermittelt werden, indem die zur jeweiligen Kostenart zuzuordnenden Auszahlungen bzw. die Erlöse aufsummiert und mit dem zugehörigen preisdynamischen Annuitätenfaktor multipliziert werden. Anschließend erfolgt die Subtraktion der Summe der Auszahlungen bzw. Kosten von den Erlösen. Im Ergebnis verbleibt die Gesamtannuität. Tabelle 6 zeigt die Berechnung der Gesamtannuität am Beispiel der betrachteten Modell-BGA.

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Tabelle 6: Berechnung der Gesamtannuität der Biogas-Modellanlage (500 kW_{el}, Bestand, Weiterbetrieb 10 Jahre)

1.) Strom- und Wärmeleistung					
elektrische Nettoleistung	kWh _{el} /a	4.426.500,00			
thermische Nettoleistung	kWh _{th} /a	4.750.390,24			
Netto-Wärme abzgl. Eigenwärme	kWh _{th} /a	3.800.312,20			
externe Wärmenutzung	kWh _{th} /a	2.137.675,61			
2.) Kosten					
kapitalgebundene Kosten	€/a	82.160,67	ct/kWh _{el}		1,86
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	664.586,10	ct/kWh _{el}		15,01
betriebsgebundene Kosten	€/a	208.793,05	ct/kWh _{el}		4,72
sonstige Kosten	€/a	54.940,32	ct/kWh _{el}		1,24
Summe Produktions- / Stromgestehungskosten	€/a	1.010.480,15	ct/kWh _{el}		22,83
<i>Stromgestehungskosten (ohne Wärmegutschriften)</i>	ct/kWh _{el}	22,83			
<i>mittlere Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschriften)</i>	ct/kWh _{el}	21,32			
3.) Erlöse EEG 2023 inkl. Flexibilisierung, Börsenmehrerlöse und Wärmegutschriften					
anlegbarer Wert (§39 EEG 2023)	€/a	877.907,75	ct/kWh _{el}	19,83	
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung EPEX Spot	€/a	44.265,00	ct/kWh _{el}	1	
Summe Stromerlöse (ohne Wärmegutschriften)	€/a	922.172,75	ct/kWh _{el}	20,83	
Wärmeerlöse	€/a	66.951,60	ct/kWh _{el}	1,51	
Summe Erlöse (inkl. Wärmegutschriften)	€/a	989.124,34	ct/kWh _{el}	22,35	
4.) Gesamtannuität					
Annuität (jährlich erwarteter Gewinn/Verlust)	€/a	-21.355,81			
Annuität (jährlich erwarteter Gewinn/Verlust)	ct/kWh _{el}	-0,48			

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Im betrachteten Beispiel ist zu erkennen, dass die errechnete Gesamtannuität insgesamt negativ ist. Dies würde bedeuten, dass im Mittel mit einem jährlichen Verlust zu rechnen ist. Damit wäre eine Umsetzung dieses Projektes, unter den getroffenen Annahmen, nicht wirtschaftlich. Es sollten entweder Investitionsalternativen geprüft werden oder aber, sofern möglich, Möglichkeiten zur belastbaren Anpassung der zugrundeliegenden Annahmen eruiert werden, welche ein derartiges Projekt wirtschaftlich (Gesamtannuität positiv) darstellen könnten.

Die Anpassungen wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und Annahmen kann dabei sowohl auf der Erlös- als auch auf der Kostenseite erfolgen. Bspw. könnten erlösseitig zukünftig höhere Wärmeerlöse resp. Preisgleitklauseln in Vertragsverhandlungen vereinbart oder der Verkauf von Gärprodukten optimiert werden. Zudem können auf der Kostenseite insbesondere kostengünstigere Substrate, ein niedriger Fremdkapitalzinssatz sowie ein gutes und kontinuierliches Wartungs- und Instandhaltungsmanagement mit möglichst wenigen Betriebsausfällen oder Havarien für die Gesamtanlage zu einer erheblichen Verbesserung der Gesamtannuität beitragen. Zudem sollten bei größeren Investitionen stets mehrere Angebote von Herstellern eingeholt und miteinander verglichen werden, da zum Teil erhebliche Preisunterschiede bei nahezu gleicher Leistungserbringung nicht ungewöhnlich sind.

4.2 Kapitalwertmethode als Variante der dynamischen Investitionsrechnung

Durch die in den EEG-Novellen von 2014, 2017, 2021 und 2023 formulierten Förderbedingungen für Energie aus Biomasse ist absehbar, dass sowohl die Errichtung von Neuanlagen als auch der Weiterbetrieb bestehender Anlagen für Anlagenbetreibende in Deutschland derzeit nur in speziellen Konstellationen ökonomisch dauerhaft tragfähig ist (siehe Höchstsätze im Rahmen der Ausschreibungen nach EEG 2023 in Kapitel 4.1).

4.2.1 Problemstellung

Die Kapitalwertmethode zählt ebenso wie die Annuitätenmethode zu den Methoden der dynamischen Investitionsrechnung. Die Berechnung des Kapitalwerts erfolgt auf Grundlage der VDI 6025 - Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. Hierbei werden alle prognostizierten Zahlungsströme (Einnahmen abzüglich Ausgaben) über eine angenommene kalkulatorische Nutzungsdauer der Investition aufsummiert, diskontiert und anschließend mit den kalkulierten Anschaffungskosten verrechnet. Als Ergebnis erhält man den Kapitalwert (oder auch „Nettobarwert“, „net present value“ (NPV)), welcher den erwirtschafteten Überschuss einer Investition am Anfang des Betrachtungszeitraums abbildet³⁴.

Für die Kalkulation zukünftiger staatlicher Finanzierungshilfen bedarf es einer präzisen Prognose, in welcher Höhe eine Förderung von Neubau- bzw. Bestandsprojekten ausfallen muss, damit es weder zu einer Über- noch zu einer Unterförderung kommt. Hierfür kann – als Teil der dynamischen Investitionsrechnung – die Kapitalwertmethode genutzt werden.

³⁴ https://www.energieagentur-suedwest.de/files/wirtschaftlichkeitsberechnung_vdi_2067_1_vdi_6025_vortrag_2022.pdf, zuletzt aufgerufen am 13.09.2023

4.2.2 Herangehensweise

Folgende Formel zur Berechnung des Kapitalwertes wird im Allgemeinen herangezogen:

$$KW_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{E_t - A_t}{(1-i)^t}$$

KW ₀	Kapitalwert in t=0
E _t	Einzahlung in t
A _t	Auszahlung in t
I ₀	Anschaffungsausgaben
n	Kalkulatorische Nutzungsdauer
i	Kalkulationszinssatz

Hierbei ist das Ziel herauszufinden, ob eine Investition voraussichtlich lohnenswert ist (positiver Kapitalwert) oder ob man als Ergebnis der Kalkulation einen negativen Kapitalwert erhält. Dieser würde bedeuten, dass das betrachtete Projekt in der Regel nicht umgesetzt werden würde, da es wahrscheinlich über den Zeitraum seiner Nutzung nicht genügend Rendite erzielt. Um dem entgegenzuwirken, braucht es einen zusätzlichen Anreiz (bspw. durch staatliche Förderungen), damit das betrachtete Projekt zumindest ohne Verlust umgesetzt werden könnte. Es gilt jedoch zu beachten, staatliche Förderungen auf ein Minimum zu begrenzen, um einer Wettbewerbsverzerrung vorzubeugen. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist die staatliche Förderung über das EEG geregelt.

Die Vorteile der Kapitalwertmethode sind, dass der Zeitwert des Geldes berücksichtigt wird (aufgrund von Inflation ist Geld in der Zukunft weniger wert), was im Ergebnis eine genauere Bewertung ermöglicht. Weiterhin werden alle Zahlungsströme über die gesamte prognostizierte Nutzungsdauer des Projektes betrachtet. Die Methode ermöglicht außerdem, eventuell im Betrachtungszeitraum auftretende Zinsschwankungen zu berücksichtigen, was eine realistischere Abschätzung der tatsächlich auftretenden Zahlungsströme ermöglicht.

Trotz ihrer Vorteile hat die Kapitalwertmethode auch Grenzen: in der Zukunft anfallende Kosten und Erlöse genau vorherzusagen kann schwierig sein, da Faktoren wie Marktentwicklung nicht genau abzusehen sind und eine Quelle für Ungenauigkeiten sein können. Ist die angenommene kalkulatorische Nutzungsdauer größer und liegen somit die Zahlungsströme weiter in der Zukunft, steigt auch das Risiko, dass getroffene Prognosen abweichen, weil preisliche Entwicklungen schwerer abzusehen sind. Weiterhin lässt die Kapitalwertmethode spezielle Projektrisiken außer Acht, was zu einer verzerrten Projektbewertung führen kann.

4.2.3 Rechenbeispiel

Biogasanlagen können auf unterschiedliche Art und Weise Erlöse generieren. In erster Linie kommen diese aus dem Verkauf des produzierten Stroms, in geringerem Maße aber auch aus Wärmeverkäufen, dem Verkauf von Wirtschaftsdüngern, Zuschlägen für Flexibilität oder Zusatzerlösen am Spotmarkt oder für Regelergieeinspeisung. Anlagenbetreibende erhalten ihre Einnahmen entweder über einen - im EEG festgelegten - Vergütungssatz (staatliche Förderung) oder sie vermarkten den produzierten Strom direkt an der Börse. Für beide Fälle soll im Folgenden die Verwendung der Kapitalwertmethode anhand des

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Neubaus einer in der Praxis häufig zum Einsatz kommenden, flexibilisierten 500 kW_{el} Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung und einer 2,25-fachen Überbauung demonstriert werden.

Rechenbeispiel mit staatlicher Förderung

Zunächst müssen für die Berechnungen einige Rahmenparameter festgelegt und Annahmen zu den zu erwartenden Kosten und Erlösen getroffen werden. In Tabelle 7 sind diese beispielhaft für eine Neuanlage dargestellt.

Tabelle 7: Angenommene Eingangsparameter, Kosten und Erlöse für Neubau NawaRo-BGA, 500 kW_{el}, EEG 2023

Technologie	
Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor	
Eingangsparameter	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer n	20 Jahre
Nennleistung	1,135 MW _{el} (500 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	41 %
Wirkungsgrad thermisch	44 %
Volllaststunden	3.900 h/a (EEG-2023: 45 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Mischsubstrat (30 % Getreide-GPS, 40 % Maissilage, 30 % Rindergülle), frischmassebezogen (FM))
Kosten Einsatzstoffe	50,00 €/t _{FM} für Anbaubiomasse, 0 €/t _{FM} für Rindergülle (Transportkosten 3,20 €/t FM Gülle)
Strombezugskosten	26 ct/kWh _{el} im Mittel, jährlich ändernde Werte
Eigenstrombedarf	8 %
Eigenwärmebedarf	20 % (anteilig an der produzierten Wärmemenge insgesamt)
Wärmeauskopplung	45 % (extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf produzierte Brutto-Wärmemenge; entspricht rd. 56 % der Wärmemenge nach Abzug Eigenwärmebedarf für Fermenterbeheizung)
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6 % für das Jahr 2023, 2,8 % für das Jahr 2024, 2 %/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh _{th}
Arbeitszeitbedarf	8 h/d

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Technologie	
Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor	
Arbeitskosten (Arbeitgeber brutto)	30 EUR/h
Vollwartungsvertrag BHKW	1,4 ct/kWh _{el}
Wartung und Reinigung (ohne BHKW)	2 % von der Erstinvestition
Versicherung	0,75 % von der Erstinvestition
Verwaltung	0,75 % von der Erstinvestition
Kapitalkosten	
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	6.662 €/kW _{el} Bemessungsleistung (inkl. Flexibilisierung mit ca. 2,25-facher Überbauung)
Vergütung	
Anlegbarer Wert Neuanlage	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt
Flexzuschlag für Neuanlagen	1,67 ct/kWh _{el} (EEG 2023: 65 €/kW)
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~1,0 ct/kWh _{el}

Als Datenbasis für die Strombezugskosten wurden die prognostizierten, nominalen Werte für die Sparte „Gewerbe“ aus der Strompreisprognose 2023 von Prognos³⁵ genutzt. Der maximale anlegbare Wert für die Vergütung der erzeugten elektrischen Energie beträgt nach Anhebung der Gebotshöchstgrenze im Februar 2023 für Neuanlagen 17,67 ct/kWh_{el}³⁶ (Februar 2024: Anhebung der Gebotshöchstgrenze für Neuanlagen auf 19,43 ct/kWh_{el}).

Es ist zu erwähnen, dass auch die Region, in der das Projekt realisiert werden soll, Einfluss auf die zu kalkulierenden Kosten, insbesondere auf den Investitionsaufwand, hat. So gibt es beispielsweise regionale Unterschiede bei Kosten für Baumaßnahmen, welche in den hier aufgeführten Rechenbeispielen nicht berücksichtigt wurden, bei der Bewertung von konkreten Projekten jedoch beachtet werden sollten. Hierfür eignen sich die vom Baukosteninformationszentrum Deutscher

³⁵ https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf, zuletzt aufgerufen am 13.09.2023

³⁶ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/start.html>, zuletzt aufgerufen am 13.09.2023

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Architektenkammern (BKI) bereitgestellten Regionalfaktoren, welche eine Einpreisung der Baukosten auf die jeweilige Region ermöglichen.

Tabelle 8 zeigt die jährlichen aufsummierten kalkulierten Einzahlungen, Auszahlungen sowie deren Differenz (Cashflows) über die gesamte angenommene Nutzungsdauer. Die betragsmäßig größte Auszahlung im Jahr 2023 stellt den Investitionsaufwand dar, welcher zur Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage aufzubringen ist. Während in den Jahren 2024 bis 2030 noch ein positiver Zahlungsstrom verzeichnet werden kann, kehrt dieser sich ab dem Jahr 2031 ins Negative. Vor allem in den Jahren 2033, 2035 und 2038 werden hier durch notwendige Ersatzinvestitionen hohe Spitzen erreicht.

Tabelle 8: Kalkulierte Auszahlungen, Einzahlungen und Cashflows über den Betrachtungszeitraum von 2023 bis 2043 mit staatlicher Förderung

Kalenderjahr	Jahr t	Auszahlungen A_t	Einzahlungen E_t	Zahlungsstrom Z_t
2023	0	3.366.480	0	-3.366.480
2024	1	892.562	964.643	72.081
2025	2	892.867	966.438	73.571
2026	3	902.622	967.234	64.611
2027	4	916.523	968.568	52.045
2028	5	930.798	969.929	39.131
2029	6	948.356	971.317	22.962
2030	7	968.878	972.734	3.856
2031	8	990.584	974.178	-16.406
2032	9	1.010.832	975.651	-35.180
2033	10	1.249.232	977.154	-272.078
2034	11	1.053.273	978.687	-74.586
2035	12	1.247.724	980.250	-267.474
2036	13	1.099.667	981.845	-117.822
2037	14	1.123.404	983.472	-139.932
2038	15	1.274.504	985.131	-289.374
2039	16	1.172.769	986.823	-185.946
2040	17	1.199.493	988.550	-210.944
2041	18	1.226.129	990.310	-235.819
2042	19	1.254.305	992.106	-262.198
2043	20	1.227.088	993.938	-233.150

Um den Kapitalwert letztendlich zu ermitteln wird die unter Kapitel 4.2.2 angegebene Formel genutzt. Man erhält im Ergebnis einen Wert von rund -4,38 Millionen Euro. Wie bereits zuvor erwähnt, zeigt dieser negative Wert an, dass trotz staatlicher Förderung im Rahmen des EEG eine Umsetzung des Projekts wirtschaftlich nicht sinnvoll wäre.

Rechenbeispiel ohne staatliche Förderung

Die Berechnung des Kapitalwerts ohne staatliche Förderung erfolgt nach demselben Prinzip wie die Berechnung des Kapitalwerts mit staatlicher Förderung. Die zu treffenden Annahmen unterscheiden sich nur in wenigen Punkten: im Gegensatz zu den konstant gleichbleibenden Erlösen, die nach dem EEG erzielt werden, stellt die Direktvermarktung des Stroms an der Strombörse ein größeres Risiko dar, da die zu erzielenden Erlöse nicht genau abschätzbar sind in jedes Jahr sehr unterschiedlich hoch ausfallen können. Aus diesem Grund wird hier ein kalkulatorischer Mischzinssatz i von 7 % angenommen. Die jährlich angenommenen Vermarktungserlöse sind aus Strompreisszenarien von Energy Brainpool³⁷ entnommen. Tabelle 9 zeigt die kalkulierten Einzahlungen, Auszahlungen und Cashflows für den Neubau einer 500 kW_{el} NawaRo-BGA ohne staatliche Förderung über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Tabelle 9: Kalkulierte Auszahlungen, Einzahlungen und Cashflows über den Betrachtungszeitraum von 2023 bis 2043 ohne staatliche Förderung

Kalenderjahr	Jahr t	Auszahlungen A _t	Einzahlungen E _t	Zahlungsstrom Z _t
2023	0	3.366.480	0	-3.366.480
2024	1	892.562	739.714	-152.848
2025	2	892.867	707.356	-185.511
2026	3	902.622	634.302	-268.320
2027	4	916.523	529.741	-386.782
2028	5	930.798	480.468	-450.330
2029	6	948.356	461.197	-487.159
2030	7	968.878	477.005	-491.873
2031	8	990.584	471.329	-519.254
2032	9	1.010.832	455.032	-555.799
2033	10	1.249.232	441.883	-807.349
2034	11	1.053.273	456.973	-596.300
2035	12	1.247.724	463.693	-784.031
2036	13	1.099.667	472.064	-627.603
2037	14	1.123.404	456.016	-667.387
2038	15	1.274.504	460.683	-813.822
2039	16	1.172.769	468.083	-704.686
2040	17	1.199.493	481.310	-718.184
2041	18	1.226.129	482.193	-743.936
2042	19	1.254.305	503.906	-750.399
2043	20	1.251.606	527.311	-724.295

³⁷ IEE (2023): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz; Teilvorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“, Endbericht des Fraunhofer IEE, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, Ese Büro für Energiesystemeffizienz im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Kassel, August 2023. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/erfahrungsbericht-biomkdg-230818.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am 08.02.2024)

4 Ökonomische Bewertungsmethoden für Geschäftsmodelle

Bei einem Blick auf die Zahlungsströme in Tabelle 9 fällt auf, dass über den gesamten Betrachtungszeitraum in keinem einzigen Jahr ein positiver Zahlungsstrom zu verzeichnen ist, da in jedem Jahr die kalkulierten Auszahlungen die Einzahlungen übersteigen. Somit kann schon vor der eigentlichen Berechnung des Kapitalwerts davon ausgegangen werden, dass eine Realisierung des Projekts wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Der errechnete Kapitalwert von rund – 8,68 Millionen Euro bestätigt diese Annahme.

Die Ergebnisse beider Rechenbeispiele zeigen, dass sowohl mit als auch ohne staatliche Förderung die Realisierung des Neubaus einer 500 kW_{el} NawaRo-BGA unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich wäre. Es bedarf weiterer Anreize, etwa einer attraktiveren Vergütung des bereitgestellten Stroms oder der Wärme resp. das Ausschöpfen möglicher Kostensenkungen, damit eine Umsetzbarkeit dieses Projektes wirtschaftlich realisierbar wäre (positiver Kapitalwert).

4.2.4 Exkurs – Funding Gap

Die Berechnung des Funding Gap (entspricht Kapitalwert) erfolgt nach demselben Prinzip wie die Berechnung des Kapitalwerts. Hiermit überprüft die Europäische Kommission staatliche Beihilfen, u. a. für Infrastruktur- und Energieprojekte. Es soll zum einen herausgefunden werden, ob das betrachtete Investitionsprojekt ohne Beihilfe verwirklicht werden würde (Anreiz) und zum anderen, ob der Umfang der Beihilfe auf das notwendige Minimum begrenzt ist (Vereinbarkeit)³⁸. So wird geprüft, ob – unter den gegebenen Annahmen für die einzelnen Parameter – eine Unter- oder Überförderung des jeweiligen Gesamtprojektes erkennbar ist. Hierbei gilt:

- Eine staatliche Überförderung wird insbesondere durch ein hohes positives Funding Gap ersichtlich.
- Ein besonders hohes negatives Funding Gap verweist dagegen darauf, dass – sofern dieser betrachtete Anlagentyp zukünftig verstärkt angereizt werden soll – eine Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, z. B. durch staatliche Fördersysteme wie eine höhere EEG-Vergütung, Anpassung der Höchstwerte etc. erforderlich ist.
- Ein geringfügig negatives Funding Gap bedeutet nicht zwangsläufig, dass die jeweils betrachteten Biomasseanlagen dauerhaft unrentabel betrieben werden. Im individuellen Einzelfall können einzelne Erlöspositionen, z. B. Verkaufserlöse aus dem Wärmeverkauf bei Vor-Ort-Verstromungsanlagen, Stromerlöse aus der zeitlich flexiblen Stromproduktion in der Direktvermarktung höher oder aber ausgewählte Kostenpositionen für Substrate, Energie, Betriebsmittel, Wartung- und Instandsetzung, etc. niedriger ausfallen und so das jährliche Betriebsergebnis positiv beeinflussen.
- Ein geringfügig positives Funding Gap bedeutet allerdings ebenfalls nicht, dass eine staatliche Überförderung vorliegen muss, da sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Praxis auch massiv negativ entwickeln können, z. B. durch Energiepreisschocks, Marktverwerfungen oder eine längerfristig hohe Inflation.

Weiterführende Literatur

- Annahmen und Eingangsparameter für andere Anlagenarten: IEE (2023): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-

³⁸ <https://beihilfen-blog.eu/das-funding-gap-bei-infrastrukturprojekten/> , zuletzt aufgerufen am 24.10.2023

5 Methoden zur Erfassung des Anlagenbestandes und Abschätzung zur zukünftigen Entwicklung

Gesetz; Teilvorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“ URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/erfahrungsbericht-biomkdg-230818.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- Biogas-Betriebsmodelle: Paterson, M., Hülsemann, B., Roth, U., Wilken, V., Wirth, B., Bidlingmaier, C., Hartmann, S., Kempkens Palacios, C., Knill, T., Straus, P. (2021): Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas), Schlussbericht, KTBL, Universität Hohenheim, Landwirtschaftskammer Niedersachsen; URL: <https://www.fnr.de/ftp/pdf/berichte/22405416.pdf>

5 Methoden zur Erfassung des Anlagenbestandes und Abschätzung zur zukünftigen Entwicklung

Die Erfassung des Anlagenbestandes von Biomasseanlagen wurde nicht im Rahmen der Post-EEG-Projekte des TRANSBIO-Konsortiums vorgenommen. Dennoch ist es aus Verständnisgründen sehr wichtig, wie diese Daten erhoben und bearbeitet werden und welchen Aussagen daraus generiert werden können. An dieser Stelle soll daher lediglich ein kompakter Einblick in die generelle Methodik gewährt werden. Detailliertere Angaben können im Nachgang im Bericht zum EEG Monitoring nachgeschlagen werden.

5.1 Erfassung des Status Quo

Unterschiedliche Datenquellen stellen die Basis zur Erfassung des Anlagenbestandes für Biomasseanlagen dar:

- EEG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber
- Marktstammdatenregister
- konkrete Erhebungen zum Anlagenbestand

Marktstammdatenregister

In Deutschland sind Betreibende von Biomasseanlagen verpflichtet ihre Anlagen zur Erzeugung von Strom oder Gas beim Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur zu melden. Diese Meldung umfasst unter anderem den Standort der Anlage, die Anlagengröße bzw. Leistung, Informationen zum Netzbetreiber, Informationen zum Betriebsstatus, Inbetriebnahmedatum und ggf. Datum der Stilllegung und auch die verwendeten Ressourcen bzw. der Hauptbrennstoff der Anlage. Diese Daten sind jederzeit zum Stand der Abfrage online unter marktstammdatenregister.de abrufbar. Basierend auf den Daten des Marktstammdatenregisters lässt sich die regionale Verteilung des Anlagenbestandes differenziert nach Anlagenart, Anlagenleistung und Inbetriebnahmezeitpunkte ableiten. Weiterhin ermöglichen die vorliegenden Daten des MaStR eine Analyse der Entwicklung des Anlagenbestandes unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme- und Stilllegungszeitpunkte. Es ist zu berücksichtigen, dass zum Zeitpunkt der Berichtslegung der vorliegende Datenstand des MaStR nicht vollständig und teilweise ohne abgeschlossene Netzbetreiberprüfung vorliegt. Zum Datenstand 31.07.2023 liegen für den Energieträger Biomasse insgesamt 22.218 Datensätze vor, 2.937 Datensätze davon ohne abgeschlossene Prüfung des Netzbetreibers (vgl. Tabelle 10).

5 Methoden zur Erfassung des Anlagenbestandes und Abschätzung zur zukünftigen Entwicklung

Tabelle 10: Stromerzeugungseinheiten Energieträger Biomasse im Marktstammdatenregister differenziert nach Betriebsstatus und Netzbetreiberprüfung, 31.07.2023

Status der Anlage	Netzbetreiberprüfung „geprüft“ [Anzahl MaStR-Einheiten]	Netzbetreiberprüfung „in Prüfung“ [Anzahl MaStR-Einheiten]	Netzbetreiberprüfung, keine Angabe [Anzahl MaStR-Einheiten]
in Betrieb	18.618	2.531	-
in Planung			257
vorübergehend stillgelegt	119	22	-
endgültig stillgelegt	544	127	
Summe	19.281	2.680	257

EEG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber

Die Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind als Primärdatenquelle, die als Vollerhebung für die Energieerzeugungsanlagen innerhalb des EEG vorliegen, öffentlich verfügbar. Die EEG-Jahresabrechnungsdaten umfassen dabei die durch die vier Übertragungsnetzbetreiber (Amprion, Tennet, 50Hertz und TransnetBW) veröffentlichten Bewegungsdaten für das jeweilige Abrechnungsjahr. Die Daten enthalten u. a. Angaben zur eingespeisten Jahresarbeit, der Vermarktungsform, den spezifischen EEG-Vergütungsschlüsseln und korrespondierenden EEG-Zahlungen sowie vermiedene Netzentgelte.

Komplementär zu den Bewegungsdaten werden auch Stammdaten für das jeweilige Abrechnungsjahr veröffentlicht. Die Stammdaten beinhalten Informationen zum Anlagenstandort, Angaben zur installierten elektrischen Leistung sowie die Inbetrieb- und Außerbetriebnahmezeitpunkte der Anlagen. Die EEG-Jahresabrechnung wird einmal jährlich für das zurückliegende Berichtsjahr veröffentlicht. Die Stamm- und Bewegungsdaten können über den EEG-Anlagenschlüssel verknüpft werden. Der EEG-Anlagenschlüssel ist eine eindeutige Identifikation jeder EE-Anlage, die vom Netzbetreiber vergeben wird.

Durch Auswertung der Vergütungsschlüssel (Angaben zur Vergütungsstruktur und Boni) können die Datensätze nach Art der Bioenergieträger / Hauptbrennstoff ausgewertet werden. Hierbei wird der in den Bewegungsdaten ausgewiesene Vergütungsschlüssel anhand der jeweils aufgeführten Kürzel entschlüsselt. Diese EEG-Vergütungstabellen und EE-Umlagekategorien sind online für die jeweils geltende EEG-Version abrufbar, bspw. unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnung/Abwicklungshinweise-und-Umsetzungshilfen>.

Die Analyse der Stamm- und Bewegungsdaten ermöglicht eine detaillierte Darstellung der Verteilung des Anlagenbestandes gem. EEG (Anlagendefinition EEG-Anlage) sowie die Ableitung der Stromerzeugung differenziert nach Energieträger. Im Falle von Biomasse erfolgt die Differenzierung der Energieträger nach fester Biomasse, Biogas, flüssiger Biomasse und Biomethan. Die Entwicklung des Anlagenbestandes lässt sich dabei sowohl in verschiedene Größenkategorien unterteilen als auch auf Basis unterschiedlicher Einsatzstoffe klassifizieren.

Eine Verknüpfung der vorliegenden Daten des MaStR und der EEG-Jahresabrechnung ermöglicht, ein hinreichend genaues Bild des Bestandes an Strom- und Gaserzeugungsanlagen auf Basis von Biomasse

5 Methoden zur Erfassung des Anlagenbestandes und Abschätzung zur zukünftigen Entwicklung

zu zeichnen. Unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme- und Stilllegungszeitpunkte kann die Entwicklung des Anlagenbestandes konkret abgeleitet werden. Der größte Teil der Anlagen in Deutschland erhält für die bereitgestellte Strommenge eine Förderung nach dem EEG. Nach der ersten Bewilligung wird diese Förderung für 20 Jahre gewährt. Einzelne Anlagen erhalten darüber hinaus Zuschläge, weil sie beispielsweise besonders flexibel betrieben werden können oder besondere Substrate (wie Gülle oder Abfallstoffe) verwerten.

Zusätzliche Erhebungen zum Anlagenbestand

Neben den öffentlich verfügbaren Daten zum Anlagenbestand gibt es zahlreiche weitere Quellen, u. a. die Anlagendatenbank des DBFZ bzgl. Biogas und Biomethan, welche Informationen zum Anlagenbestand erheben. Dies können ergänzende Erhebungen/ Datenerfassungen von Forschungseinrichtungen, Landesanstalten, Genehmigungsbehörden, Landesämtern, Verbänden und Weiteren sein. Derartige Daten umfassen oftmals regional begrenzt Informationen zu spezifische Anlagenparametern.

Weiterführende Literatur

- Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J. (2023). Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland: Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. (DBFZ-Report, 50). Leipzig: DBFZ. VII, 9-122 S. ISBN: 978-3-949807-02-2. DOI: 10.48480/zptb-yy32 <https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/dbfz-report-nr-50>

5.2 Extrapolation der zukünftigen Bestandsentwicklung

Um vom Status quo des Anlagenbestandes auf den zukünftigen Park an Bioenergieanlagen schließen zu können, müssen einerseits die geltenden regulatorischen Regelungen berücksichtigt, aber auch Annahmen getroffen werden, wie sich bestimmte Akteure zukünftig verhalten werden. Für viele ältere Bioenergieanlagen rückt das Ende der zwanzigjährigen Vergütungsperiode immer weiter heran. Gesetzlich ist es jedoch nicht möglich die Anlage ohne Veränderungen mit dem gleichen Vergütungsbezug weiterbetreiben zu können. Je nach Größe, Substrat und Ausgestaltung der Anlage kann es für den 10-jährigen Weiterbetrieb im EEG erforderlich sein, Investitionen zu tätigen, z. B. in neue Gärrestlagerkapazitäten oder für den flexiblen Anlagenbetrieb (BHWK, Gas- und Wärmespeicher, Transformator, etc.). Relativ gesehen einfach ist der Weiterbetrieb mit verminderter Leistung, wodurch flexibler auf Stromnetzengpässe reagiert werden kann. In diesen Bereich gibt es eine Reihe von Unternehmen, die Betreibenden den Zugang zu den Börsenstrompreisen ermöglichen. Möglich ist zudem auch die Stilllegung der Anlage. Die Gründe hierfür können von fehlender Nachfolgerschaft für die Übernahme des landwirtschaftlichen Betriebes resp. der Biogasanlage, über zu hohen Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb bis hin zu problematischer Substratbeschaffung reichen.

Am einfachsten stellt sich die Modellierung des maximalen Anlagenbestandes im Rahmen der gesetzlichen Regelungen dar. Die Grundannahme hierbei ist, dass die im EEG ausgeschriebenen Volumina für Biomasseanlagen vollständig ausgeschöpft werden. Weiterhin wird angenommen, dass alle Anlagen die maximal zulässige Anzahl an Betriebsstunden laufen und damit im Rahmen der Flexibilisierungsanforderungen ihre Leistung voll ausschöpfen. Ebenfalls wird angenommen, dass die Anlagen zeitnah nach Ende der ersten Förderperiode in den Ausschreibungen berücksichtigt werden und es zu keinen Verzögerungen im Weiterbetrieb kommt. Ein solcher Übergang lässt sich in der Regel nur

6 Methodik zur Treibhausgasbilanzierung nach RED II

gewährleisten, wenn keine technischen Veränderungen notwendig sind. Daher wird die Flexibilisierung in der Regel zurückgeführt auf ein Downsizing, sprich die installierte Leistung bleibt dabei gleich, die Bemessungsleistung wird jedoch abgesenkt, so dass die Anlage flexibel betrieben werden kann.

Ein weiteres Szenario, welches vielen Betrachtungen für die zukünftige Entwicklung zugrunde liegt, ist das sogenannte „Real- bzw. Referenzszenario“. Dabei werden - basierend auf der vergangenen Entwicklung - Annahmen getroffen, die auf dem Status Quo zum Zeitpunkt der Szenarientwicklung basieren. Hierbei ist die Grundannahme, dass nicht das gesamte zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen ausgeschöpft wird, die Ausschreibungen also unterzeichnet sind. Dabei wird je nach Anlagenkategorie ein spezifischer Prozentsatz ermittelt, welcher Anteil sich an den Ausschreibungen beteiligt. Diese erhalten dann bei maximal 80 % des Höchstgebotswertes den Zuschlag. Im Fall von Biomethananlagen wird jedoch angenommen, dass sich diese ausschließlich auf die Regelungen für hochflexible Biomethananlagen bewerben. Ebenso wurden für den Anlagenneubau Expertenschätzungen - basierend auf den Entwicklungen der letzten Jahre - zugrunde gelegt.

Mittels der genannten Angaben lässt sich daraus eine Fortschreibung der Anlagenzahl pro Kategorie für die nähere Zukunft berechnen. Weiterhin kann man unter Annahme der geforderten Überbauung auch die generierte Jahresarbeit ableiten.

6 Methodik zur Treibhausgasbilanzierung nach RED II

2018 wurde die revidierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) verabschiedet. Sie ist gültig für den Zeitraum 2021 - 2030. Im Grundsatz schreibe die RED II die Nachhaltigkeitskriterien fort, führt jedoch weitere Kriterien ein und erweitert den Geltungsbereich. Dadurch müssen seit 2021 auch Strom, Wärme und Kälte aus festen und gasförmigen Biomasse-Brennstoffen die Nachhaltigkeitskriterien nach RED II erfüllen, sofern diese auf die EU-Ziele angerechnet werden sollen. Die RED II wurde mit der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) in nationales Recht umgesetzt (Inkrafttreten 8.12.2021). Damit müssen Biogasanlagen ab 2 MW Feuerungswärmeleistung (ca. 800 kW_{el}) die Nachhaltigkeit der eingesetzten Biomasse nachweisen. Der Nachweis der Nachhaltigkeitszertifizierung ist für die betroffenen Biogasanlagen Voraussetzung, die Vergütung nach dem EEG zu erhalten. Zudem müssen Neuanlagen ab 01.01.2021 einen Nachweis der geforderten THG-Minderung erbringen.

Die THG-Einsparung wird mit den THG-Emissionen einer Versorgungskette unter Berücksichtigung eines fossilen Referenzwertes berechnet. Die Methodik der THG-Bilanzierung beruht auf einem Life Cycle Assessment-Ansatz. Die Prozesskette zur Energieerzeugung mit den wichtigsten Input- und Outputströmen zur Bilanzierung und die Systemgrenzen sind in Abbildung 13 dargestellt. Sie geben an, was in die Bilanzierung einfließt und welche Faktoren keine Berücksichtigung finden. Dabei wird grundsätzlich der gesamte Lebenszyklus des Produktes Energie betrachtet. Die Prozesspalette wird in einzelne Elemente, sog. „Schnittstellen“ unterteilt.

6 Methodik zur Treibhausgasbilanzierung nach RED II

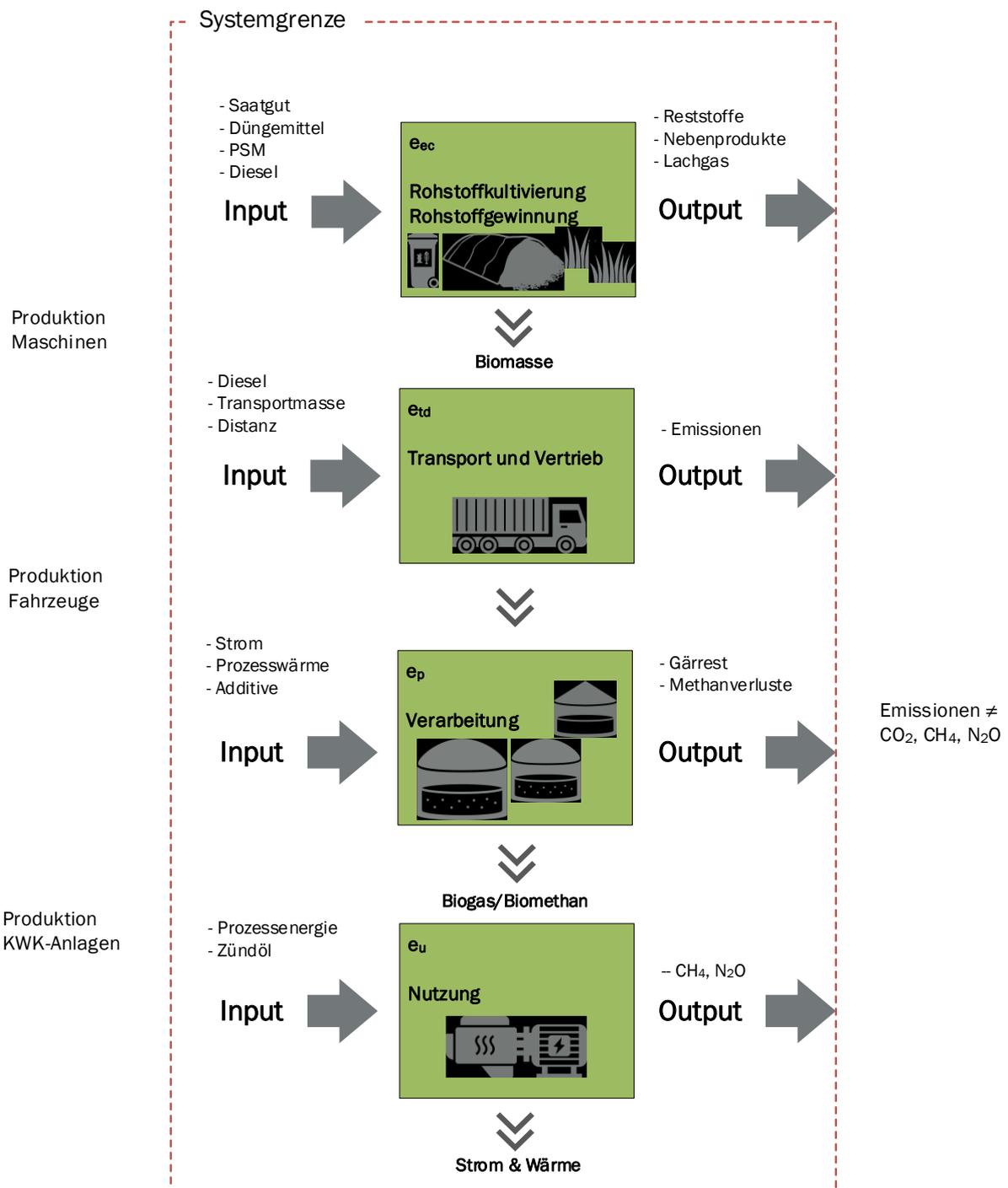


Abbildung 13: Systemgrenzen bei der THG-Bilanzierung von Bioenergieversorgungsketten und wesentliche Inputs und Outputs von beteiligten Schnittstellen³⁹

Zur Berechnung der THG-Emissionen, die bei der Erzeugung von Energie aus Biogas entstehen, stehen im Rahmen der RED II zwei Formeln zur Verfügung. Für die Nutzung eines einzelnen Rohstoffes

³⁹ Moosmann, D., Oehmichen, K., Majer, S., Rensberg, N. (2021): Leitfaden zur Treibhausgasbilanzierung von Energie aus Biogas und Biomethan für die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED II. 64 S., Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-946629-79-5. DOI: 10.48480/zthb-gs57

6 Methodik zur Treibhausgasbilanzierung nach RED II

(Monovergärung) ist folgende Formel anzuwenden. Dabei werden die entlang der Versorgungskette entstandenen Emissionen zu den Gesamtemissionen aufsummiert:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

Für die Berechnung der THG-Emissionen bei der Energieerzeugung basierend auf unterschiedlichen Substraten wird nachfolgende Formel herangezogen. Die Terme aus der o.g. Formel für einen einzelnen Rohstoff sind weitgehend übereinstimmend. Sie werden jedoch teils für jeden Rohstoff in der Substratmischung individuell angesetzt und mit einem Faktor S multipliziert, der den energetischen Anteil des Rohstoffs in der Mischung berücksichtigt:

$$E = \sum_1^n S_n \times (e_{ec,n} + e_{td,Rohstoff,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,Produkt} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

E	Gesamtemissionen bei der Produktion von Biogas oder Biomethan vor der Konversion zu Energie
S_n	energetischer Anteil des Rohstoffes n an der Substratmischung
$e_{ec,n}$	Emissionen bei Extraktion bzw. Anbau des Rohstoffes n
$e_{td,Rohstoff,n}$	Emissionen beim Transport des Rohstoffes n zur Anlage
$e_{l,n}$	Emissionen durch Änderungen im C-Bestand infolge von Landnutzungsänderungen für Rohstoff n auf das Jahr umgerechnet
e_{sca}	Emissionseinsparungen durch bessere landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken des Rohstoffes n bzw. Bonus bei Nutzung von Gülle/Mist
e_p	Emissionen bei der Verarbeitung
$e_{td,Produkt}$	Emissionen bei Transport und Distribution des Produktes (Biogas, Biomethan)
e_u	Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffes
e_{ccs}	Emissionseinsparung durch CO ₂ -Abscheidung und geologische Speicherung
e_{ccr}	Emissionseinsparung durch CO ₂ -Abscheidung und Ersetzung

Basierend auf den dargestellten Formeln können die Gesamtemissionen bei der Energieerzeugung ermittelt werden. Anschließend werden die ermittelten Emissionen in CO₂-Äquivalente umgerechnet (funktionelle Einheit: g CO_{2eq}/MJ) und die THG-Einsparung gegenüber Energie aus fossilen Rohstoffen ermittelt werden (vgl. Abbildung 14).

6 Methodik zur Treibhausgasbilanzierung nach RED II

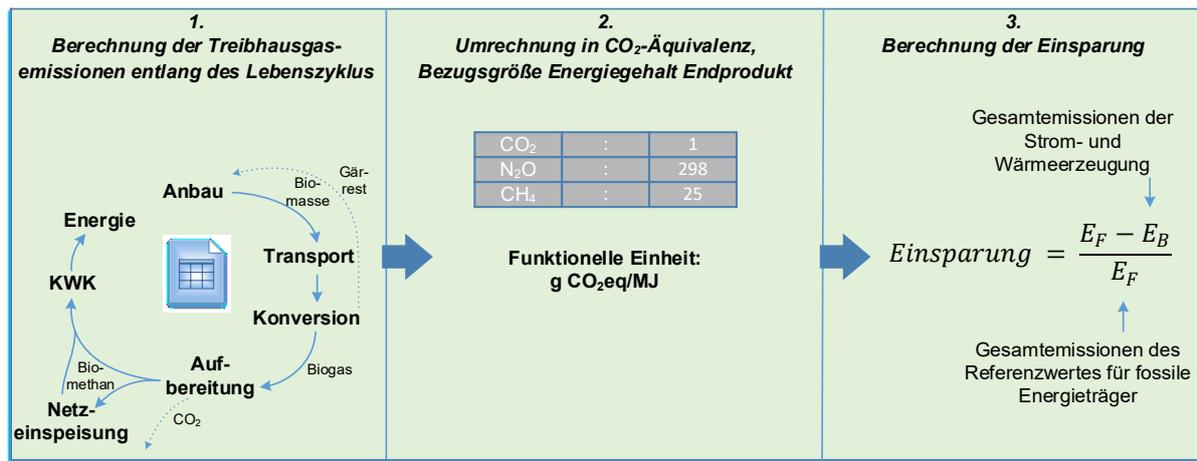


Abbildung 14: Allgemeine Vorgehensweise der THG-Bilanzierung nach RED II⁴⁰

Weiterführende Literatur

- Leitfaden zur Treibhausgasbilanzierung von Energie aus Biogas und Biomethan für die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED II (abrufbar unter: https://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/Leitfaden_Zertifizierung_Zertgas_2021.pdf) zu entnehmen.
- Effenberger, Lemmer, Loewen, Strobl, Eckel, Paterson, Schmehl (2021): Biogasanlagen effizient betreiben – Bewertungskriterien und -methoden. KTBL-Schrift 525, Hg KTBL, Darmstadt; ISBN 978-3-945088

⁴⁰ Moosmann, D., Oehmichen, K., Majer, S., Rensberg, N. (2021): Leitfaden zur Treibhausgasbilanzierung von Energie aus Biogas und Biomethan für die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED II. 64 S., Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-946629-79-5. DOI: 10.48480/zthb-gs57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektlogo Forschungsvorhaben TRANSBIO	5
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Konzepts Biogasanlagen- Cluster zur Biomethanherstellung anhand eines Beispiels mit vier Biogasanlagen, verbunden über ein Mikro-Rohgasnetz (© Paterson et al. 2021; Grafik: B. Wirth; Illustration: M. Paterson)	8
Abbildung 3: Regionale Verteilung potenzieller Biomethan-Cluster (Quelle: Dotzauer et al. 2020, Abb. 83, basierend auf Matschoss et al. 2020, Fig. 8).....	9
Abbildung 4: Verschiedene Methanisierungsverfahren für bio-CH ₄ und e-CH ₄ (Matschoss et al. 2020).....	10
Abbildung 5: Darstellung der Reinvestitionszyklen für Hauptkomponenten einer Bioenergieanlage, hier als Vergleichsrechnung die Darstellung für BHKW mit unterschiedlichem Leistungsquotienten (PQ), Bildquelle © DBFZ M. Dotzauer, 2023	14
Abbildung 6: Spezifischer Investitionsbedarf für Biogas-BHKW und abgeleitete Kostenfunktion, Primärdatenquelle: https://www.bhkw-infozentrum.de/ , Bildquelle © DBFZ M.Dotzauer, 2023	15
Abbildung 7: Beispielkalkulation der einzelnen Barwerte für die Auslegungsvariante mit PQ = 3, Bildquelle © DBFZ M. Dotzauer, 2023.....	15
Abbildung 8: Vergleich der Barwerte für die Kapitalkosten der BHKW als Summe der Erst- und ggf. Ersatzinvestitionen, der Kosten für eine Generalüberholung zuzüglich des kalkulatorischen Restwertes, Bildquelle © DBFZ M. Dotzauer, 2023	16
Abbildung 9: Boxplot-Verteilung der historischen Tages-Spreads (Verhältnis 12 Stunden mit höchsten Preisen zu Tagesmittel) von 2006 bis 2022; Mittelwert ohne Berücksichtigung der Ausreißer (blaue Punkte) (Quelle: Joshua Güsewell, IER Uni Stuttgart, pers. Kommunikation.)	18
Abbildung 10: Ergebnisse einer BHKW-Einsatzoptimierung über 72h für eine BGA mit PQ = 5, Strompreisjahr 2021 (Quelle: Joshua Güsewell, IER Uni Stuttgart, pers. Kommunikation.)	20
Abbildung 11: HPFC und Optionswert einer fiktiven BGA für ein Dienstag im 2. Quartal 2024, HPFC basierend auf historischen Spotpreisdaten der letzten der Jahre 2021 bis 2022 und den EEX German Power Quartalsfutures am 02.03.2023 (Quelle: Joshua Güsewell, IER Uni Stuttgart, pers. Kommunikation.).....	23
Abbildung 12: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067 (eigene Darstellung)	26
Abbildung 13: Systemgrenzen bei der THG-Bilanzierung von Bioenergieversorgungsketten und wesentliche Inputs und Outputs von beteiligten Schnittstellen	44
Abbildung 14: Allgemeine Vorgehensweise der THG-Bilanzierung nach RED II.....	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spannbreiten und Durchschnittswerte der bio-CH ₄ -Potentiale aus bottom-up- und top-down- Analysen (Quelle: Basierend auf Matschoss et al. 2020; Matschoss et al. 2021).....	12
Tabelle 2: Kennzahlen für die Auslegungsvarianten unterschiedlicher Flexibilisierungsgrade für eine Biogasanlage mit 500 kW Bemessungsleistung.....	14
Tabelle 3: Allgemeine wirtschaftliche Rahmenparameter für Modell-Biogasanlagen (u.a. aus Dotzauer et al. 2021 und Paterson et al. 2021 ⁷ , KTBL 2024), teilweise Angabe von möglichen aktuellen Spannweiten	28
Tabelle 4: Anlagenspezifische wirtschaftliche Parameter der Modell-Biogasanlage (500 kW _{el} , Bestand, Weiterbetrieb 10 Jahre).....	29
Tabelle 5: Ermittelte Basisfaktoren für die Annahmen zur Modell-Biogasanlage (500 kW _{el} , Bestand, Weiterbetrieb 10 Jahre).....	31
Tabelle 6: Berechnung der Gesamtannuität der Biogas-Modellanlage (500 kW _{el} , Bestand, Weiterbetrieb 10 Jahre)	32
Tabelle 7: Angenommene Eingangsparameter, Kosten und Erlöse für Neubau NawaRo-BGA, 500 kW _{el} , EEG 2023.....	35
Tabelle 8: Kalkulierte Auszahlungen, Einzahlungen und Cashflows über den Betrachtungszeitraum von 2023 bis 2043 mit staatlicher Förderung.....	37
Tabelle 9: Kalkulierte Auszahlungen, Einzahlungen und Cashflows über den Betrachtungszeitraum von 2023 bis 2043 ohne staatliche Förderung	38
Tabelle 10: Stromerzeugungseinheiten Energieträger Biomasse im Marktstammdatenregister differenziert nach Betriebsstatus und Netzbetreiberprüfung, 31.07.2023	41