

POST-EEG-BIOGASANLAGEN: CHANCEN, RISIKEN UND BETREIBERMODELLE IM WANDEL DER ENERGIEWIRTSCHAFT

GP JOULE Consult GmbH & Co. KG
Cecilienkoog 16 | 25821 Reußenköge
info@consult.gp-joule.de

November 2026

Inhaltsverzeichnis

1. Die Ausgangslage 1

2. Änderungen durch das Biomassepaket 2025 2

3. Mögliche Weiterbetriebsszenarien 4

3.1 Anschlussförderung über die Ausschreibung 4

3.2 Flexibilisierung und Direktvermarktung 4

3.3 Wärme als eigenständiges Geschäft 5

3.4 Biomethan und Sektorkopplung 6

4. Die Substratfrage 6

5. Vergleich und Entscheidungsweg 7

6. Fazit 9

7. Quellen 10

Post-EEG-Biogasanlagen: Chancen, Risiken und Betreibermodelle im Wandel der Energiewirtschaft

Herausforderungen und Lösungswege für Anlagen am Ende ihrer EEG-Förderung

Viele Biogasanlagen erreichen das Ende ihrer EEG-Förderung und stehen damit vor einer grundlegenden wirtschaftlichen Entscheidung. Die garantierte Einspeisevergütung entfällt. Gleichzeitig entstehen neben dem bereits bekannten Wärmegeschäft neue Erlösquellen durch flexible Stromerzeugung und Direktvermarktung. Die Entscheidung, die Anlage weiterzubetreiben ist dabei komplex und hängt von verschiedenen Faktoren ab: Neben der Anlagentechnik ebenso von Substratkosten, Absatz durch Wärmeverkauf und den regulatorischen Rahmenbedingungen. Der folgende Beitrag stellt vier realistische Zukunftspfade vor, bewertet ihre Voraussetzungen und Risiken und zeigt, welche Fragen ein Betreiber beantwortet haben sollte, bevor er über die Zukunft der Anlage entscheidet.

1. Die Ausgangslage

Ende 2025 waren in Deutschland 9.315 Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in Betrieb, welche über 6.816 Megawatt installierter Leistung bei einer Bemessungsleistung von 3.316 Megawatt verfügen. Die Differenz von rund 3.500 Megawatt ergibt nach Angaben des Fachverbands Biogas die Überbauung und damit die Flexibilisierung, die für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung relevant ist [1]. Neben 29 Terawattstunden Strom erzeugten diese Anlagen 32,3 Terawattstunden Wärme, von denen 18,7 Terawattstunden außerhalb der Biogasanlage genutzt wurden. Das entspricht rechnerisch der vollständigen Wärmeversorgung von 1,4 Millionen Haushalten [1]. Der verbleibende Teil ging überwiegend in den Eigenbedarf, vor allem in die Beheizung der Fermenter, für die je nach Anlage 20 bis 40 Prozent der erzeugten Wärme benötigt werden [13]. Darüber hinaus erzeugte Wärme blieb ungenutzt.

Ein großer Teil des Anlagenbestandes stammt aus den „Boomjahren“ ab 2004, welche nach Inkrafttreten des EEG 2004 begonnen haben. Diese Anlagen erreichen nun in dichter Folge das Ende der zwanzigjährigen EEG-Vergütung. Betroffen ist damit eine Anlagengeneration, die technisch und betriebswirtschaftlich für ein anderes Marktumfeld gebaut wurde: als Grundlasterzeuger, dimensioniert auf die kontinuierlich verfügbare Gasmenge, ausgelegt auf möglichst viele Betriebsstunden im Jahr und kalkuliert mit einer festen Vergütung je Kilowattstunde. Genau für dieses Modell verändert sich mit dem Förderende die ökonomische Grundlage. Mit steigendem Anteil von Wind- und Solarenergie gewinnt die steuerbare Erzeugung gegenüber der kontinuierlichen Einspeisung immer mehr an Bedeutung.

Die entscheidende Größe ist für Betreiber somit weniger die technische Machbarkeit des Weiterbetriebs als die Verfügbarkeit tragfähiger Erlösoptionen für den jeweiligen Standort. Dazu gehören unter anderem die Anschlussförderung, freie Vermarktung am Strommarkt oder eine Kombination aus beidem. Weiteres Absatzpotenzial kann auch die Wärmelieferung an ein regionales Wärmenetz bieten.

2. Änderungen durch das Biomassepaket 2025

Mit dem im Februar 2025 in Kraft getretenen Biomassepaket, welches die Europäische Kommission im September 2025 beihilferechtlich genehmigt hat, wurden die Bedingungen für die Anschlussförderung neu gefasst [2]. Der Grundmechanismus blieb unverändert. Wer nach dem Ende der ersten Förderperiode weiterbetreiben will, bewirbt sich in einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur um eine zweite Vergütungsphase. Diese umfasst nun zwölf statt zehn Jahre.

Auf der Erlösseite hat sich die Lage durch die neuen Rahmenbedingungen für Betreiber verändert. Der Flexibilitätszuschlag, mit dem der Gesetzgeber die Bereitstellung flexibler Leistung honoriert, stieg von 65 auf 100 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Jahr und die zuvor umstrittene Südquote[1] entfiel vollständig [3]. Für die Ausschreibungen des Jahres 2026 hat die Bundesnetzagentur die Höchstwerte auf 19,43 Cent je Kilowattstunde für neue und 19,83 Cent je Kilowattstunde für bestehende Anlagen festgelegt [4]. Besonders relevant für Anlagen, die ein Nahwärmenetz versorgen, ist eine weitere Neuerung. Anlagen, die bereits Anfang 2024 an eine Wärmeversorgung angeschlossen waren und es zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe noch sind, erhalten im Zuschlagsverfahren Vorrang – eine Regelung, die bis Ende 2027 befristet ist [3]. Ein bestehendes Wärmenetz wirkt sich damit über den betriebswirtschaftlichen Nutzen hinaus unmittelbar auf die Zuschlagschancen in der Ausschreibung aus.

Diesen potenziellen Verbesserungen stehen allerdings deutlich höhere Anforderungen an die Betriebsweise gegenüber. Gefördert wird künftig nur noch der Strom aus den 11.680 Viertelstunden eines Jahres, in denen die Anlage am meisten erzeugt – umgerechnet rund 2.920 Volllaststunden – und dies setzt eine dreifache Überbauung voraus. Für kleinere Anlagen bis 350 Kilowatt installierter Leistung greift eine Bagatellgrenze mit doppelter Überbauung und 16.000 förderfähigen Viertelstunden [5]. Eine darüberhinausgehende Stromerzeugung ist möglich, jedoch gibt es für diese Strommengen keine Vergütung mehr. In dieselbe Richtung wirkt die Höchstbemessungsleistung, welche die geförderte Jahresarbeit auf 45 Prozent der installierten Leistung deckelt [6]. Maßgeblich ist im Einzelfall die schärfere der beiden Grenzen. In der Summe verlangen diese Anforderungen eine Neuausrichtung des Anlagenbetriebs. Die Vergütung der zweiten Förderperiode ist an Investitionen in Überbauung und Speicherkapazität gebunden.

Für die Zeit ab 2027 liegen derzeit zwei unterschiedliche Mengenpfade vor. Welcher davon am Ende gilt, entscheidet erst das parlamentarische Verfahren, welches nach dem Kabinettsbeschluss folgt. Der aktuelle §28c EEG 2023 regelt das Ausschreibungsvolumen bis 2028 [7]. Der am 29. Juli 2026 vom Bundeskabinett beschlossene Entwurf der EEG-Novelle schreibt die Mengen immerhin bis 2032 fort und setzt für die Bioenergie ein Ausbauziel von 9,5 Gigawatt bis 2035 [8]. Die sich daraus konkret ergebenden Ausschreibungsvolumina sind in Abbildung 1 dargestellt [9]. Der Einbruch durch die EEG-Novellierung fiele damit milder aus als bislang im EEG 2023 angelegt, bliebe aber deutlich unter den 2.500 Megawatt jährlich, die die Bioenergieverbände für den Erhalt des Bestandes für nötig halten [9, 17]. Die Verbände sprechen von einem Sterbepfad, weil das Leistungsziel zwar der heutigen

[1] Mit der Südquote wurde ein fester Anteil des Zuschlagvolumens bei Ausschreibungen für Biomasse bevorzugt an Standorte in südlichen Landkreisen vergeben

installierten Leistung entspricht, die erzeugbare Strommenge bei gleichzeitig steigenden Flexibilitätsanforderungen nach ihrer Berechnung aber um gut ein Drittel sinken würde [9, 10].

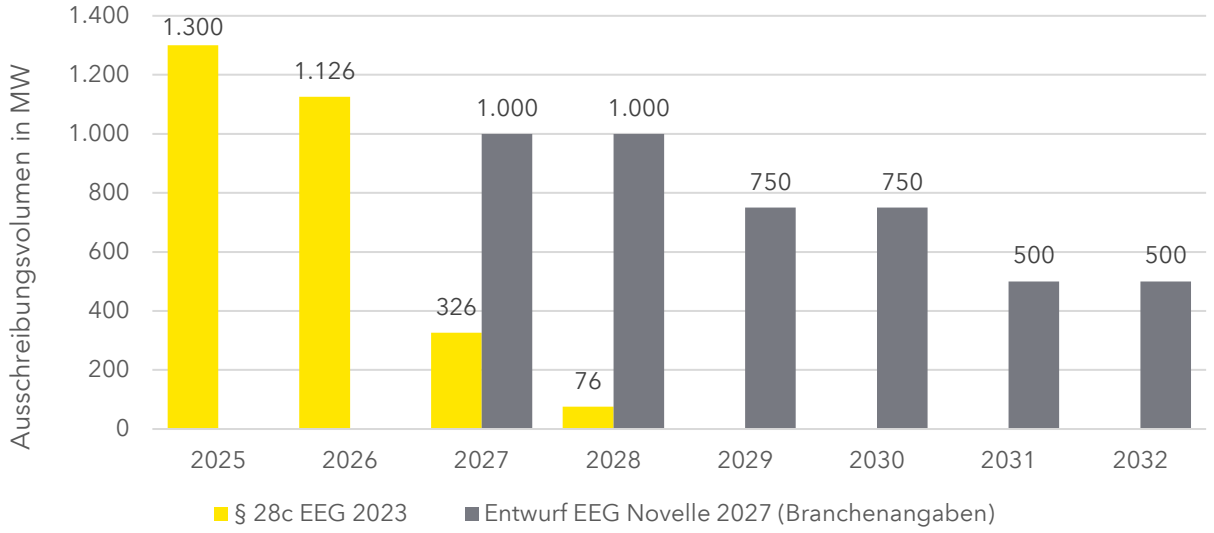

Abbildung 1: Ausschreibungsvolumen Biomasse – geltendes Recht 2025 bis 2028 im Vergleich zum Entwurf der EEG-Novelle bis 2032

Für die Praxis können daraus zwei Schlüsse gezogen werden. Wer bereits einen Zuschlag erhalten hat, kalkuliert auf gesicherter Grundlage, da erteilte Zuschläge von der Novelle unberührt bleiben. Wer dagegen noch eine Anschlussförderung anstrebt, sollte den zeitlichen Rahmen beachten: Die höchsten Ausschreibungsmengen gab es für die Gebotstermine der Jahre 2025 und 2026. Danach sinken die Ausschreibungsvolumina in beiden Varianten. Eine spätere Anhebung ist aktuell in keiner der beiden Fassungen vorgesehen. Ein früher Gebotstermin verbessert damit die Zuschlagschancen.

3. Mögliche Weiterbetriebsszenarien

Aus den beschriebenen Rahmenbedingungen ergeben sich unter anderem vier potenzielle Erlösoptionen, die einem Anlagenstandort nach dem Förderende zur Verfügung stehen. Sie unterscheiden sich weniger in der Technik als in der Frage, aus welcher Quelle die Erlöse künftig stammen sollen.

3.1 Anschlussförderung über die Ausschreibung

Die Teilnahme an der Biomasseausschreibung setzt voraus, dass die Anlage die Flexibilitätsanforderungen zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe erfüllt. Dazu zählen die Überbauung der installierten Leistung, eine entsprechend dimensionierte Gasspeicherkapazität sowie die Einhaltung des Substratrahmens. In der Regel sind dafür Investitionen in zusätzliche BHKW-Leistung, Gas- und Wärmespeicher, Steuerungstechnik und häufig auch in den Netzanschluss erforderlich. Der Flexibilitätszuschlag von 100 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Jahr deckt einen Teil dieser Aufwendungen. Der Bundesverband Erneuerbare Energie hält diesen Betrag angesichts gestiegener Bau- und Kapitalkosten jedoch für nicht ausreichend und fordert eine Anhebung auf 130 Euro je Kilowatt sowie eine Verlängerung der Vergütungsdauer von 12 auf 15 Jahre, da sich die geforderten Investitionen erst in diesem Zeitraum amortisieren ließen [11]. Ein Zuschlag legt den anzulegenden Wert und damit den Erlösrahmen für die Förderperiode fest. Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs ist das Verhältnis dieses Rahmens zu den standortspezifischen Substratkosten, dem Kapitaldienst und dem Instandhaltungsaufwand des Standorts.

3.2 Flexibilisierung und Direktvermarktung

Bei diesem Modell wird die Erzeugung an den Preisverlauf am Strommarkt angepasst, unabhängig davon, ob eine Förderung besteht. Der Fermenter produziert kontinuierlich Biogas, ein entsprechend dimensionierter Gasspeicher entkoppelt Gasproduktion und Verstromung und das überbaute Blockheizkraftwerk wird in Zeiträumen mit hohen Börsenpreisen betrieben, wie in Abbildung 2 skizziert ist. Die Erzeugung folgt damit einem Fahrplan statt einer konstanten Auslastung.

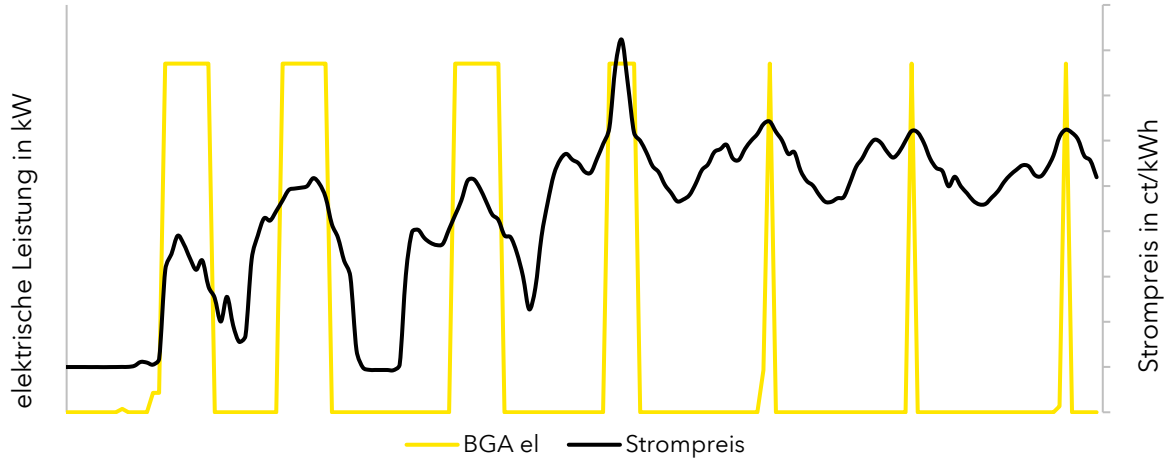

Abbildung 2: Wochenlastgang einer flexiblen, strompreisgeführten Erzeugung

Die Erlöse hängen von der Preisspreizung im Tagesverlauf ab, die mit steigenden Anteilen von Photovoltaik und Windenergie zunimmt. Auf der Risikoseite stehen die Schwankungen des Spotmarktes, die Abhängigkeit von der Prognosegüte des Direktvermarkters sowie ein erhöhter Wartungsaufwand der Motoren durch häufigere Start- und Abfahrvorgänge. Für Standorte mit Wärmenetz ergibt sich daraus eine technische Anforderung. Bei einer auf wenige Stunden konzentrierten Verstromung fällt auch die Abwärme nur in diesen Zeiträumen an. Der Wärmebedarf der angeschlossenen Kunden folgt einem davon unabhängigen Tagesgang. Ohne Entkopplung beider Größen entstehen Versorgungslücken oder es ist sind zusätzliche Spitzenlasterzeuger erforderlich. Ein Wärmespeicher ist daher Bestandteil des Flexibilisierungskonzepts.

3.3 Wärme als eigenständiges Geschäft

Wärmeerlöse unterliegen anderen Einflussgrößen als Stromerlöse: Sie beruhen auf langfristigen Lieferverträgen mit lokalen Abnehmern und sind damit weniger von Marktpreisschwankungen und förderrechtlichen Änderungen abhängig. Hinzu kommt der Effizienzaspekt. Der elektrische Wirkungsgrad eines Blockheizkraftwerks liegt je nach Bauart zwischen 34 und 55 Prozent. Erst die Nutzung der Abwärme erhöht den Gesamtwirkungsgrad auf bis zu 90 Prozent. Zwischen 20 und 40 Prozent der erzeugten Wärme werden für die Beheizung der Fermenter benötigt, wobei die Anforderungen der Prozessbiologie Vorrang haben [13].

Auf der Nachfrageseite entstehen mit der Kommunalen Wärmeplanung Planwerke, die für einzelne Gebiete untersuchen, ob eine leitungsgebundene Versorgung Potenzial hat. Bestehende Biogasstandorte mit Wärmenetz werden darin regelmäßig als Wärmequelle berücksichtigt. Für die Finanzierung steht mit der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze ein Instrument bereit, das sowohl den Neubau von Netzen als auch Maßnahmen im Bestand mit bis zu 40 Prozent der Investitionskosten unterstützt [14]. Für Biogasstandorte sind dabei zwei Punkte maßgeblich: Gegenstand der Förderung ist die Netzinfrastruktur einschließlich Wärmespeicher, nicht die Wärmeerzeugung aus Biogas. Darüber hinaus ist der zulässige Biomasseanteil an der jährlich erzeugten Wärmemenge im Zielzustand begrenzt [18]. Ein überwiegend aus Biogas gespeistes Netz erfüllt diese Vorgabe nur, wenn langfristig weitere Wärmequellen eingebunden werden. Die Förderung eignet sich damit vor allem für diejenige Infrastruktur, die für den flexiblen Betrieb ohnehin erforderlich ist.

Die Entwicklung der Wärmepreise wird von gegenläufigen Faktoren bestimmt. Preiserhöhend wirken der Kapitaldienst für Flexibilisierungsinvestitionen sowie steigende Substratkosten bei einer Umstellung des Einsatzstoffmixes. Preismindernd wirken zusätzliche Strommarkterlöse und der Flexibilitätszuschlag, soweit sie zur Deckung der Fixkosten des Standorts beitragen. Der Arbeitspreis für Biogaswärme liegt laut Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe im Mittel bei 2,6 Cent je Kilowattstunde. Die Spanne geht dabei von der kostenlosen Abgabe bis zu 9 Cent [13]. Für die Vertragsgestaltung ist maßgeblich, ob die Preisgleitklausel die tatsächlichen Kostentreiber Substrat, Kapitaldienst und Instandhaltung abbildet. Bei genossenschaftlich organisierten Standorten sind Mitglieder und Wärmekunden weitgehend identisch. Investitionsentscheidungen und Wärmepreisgestaltung betreffen damit denselben Personenkreis in zwei Rollen. Eine getrennte Darstellung von Wärmepreiskalkulation und Gewinnverwendung schafft in dieser Konstellation die Grundlage dafür, den Reinvestitionsbedarf über die Nutzungsdauer abzubilden.

3.4 Biomethan und Sektorkopplung

Bei der Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan wird das Gas in das Erdgasnetz eingespeist und kann standortunabhängig zu Wärme, Kraftstoff oder Strom umgesetzt werden. Die Wirtschaftlichkeit hängt wesentlich von der Anlagengröße ab, da die Aufbereitungstechnik ausgeprägten Skaleneffekten unterliegt. Hinzu kommen Kosten für Netzanschluss und Einspeisung. Der Kabinettsentwurf für das EEG 2027 sieht zudem vor, die Ausschreibungen für hochflexible Biomethan-Blockheizkraftwerke zu streichen [10]. Für Bestandsanlagen im typischen landwirtschaftlichen Leistungsbereich kommt dieser Weg daher vor allem dann in Betracht, wenn mehrere Anlagen im Verbund aufbereiten, eine Kooperation mit einem Stadtwerk besteht oder eine Anbindung an das Gasnetz bereits vorhanden ist.

4. Die Substratfrage

Keiner der beschriebenen Wege funktioniert ohne eine tragfähige Antwort auf die Frage, womit die Anlage künftig betrieben wird. Der sogenannte Maisdeckel begrenzt den Anteil von Mais und Getreidekorn am Jahreseinsatz. Maßgeblich für die jeweils geltende Obergrenze ist der Termin des erteilten Zuschlags, nicht das Kalenderjahr. Für Zuschläge aus dem Jahr 2025 gelten 30 Masseprozent, für Zuschläge der Jahre 2026 bis 2028 sinkt die Grenze auf 25 Masseprozent [6]. Der Kabinettsentwurf zur EEG-Novelle will sie einheitlich bei 30 Masseprozent festschreiben [16]. Als Mais im Sinne der Regelung gelten Ganzpflanzen, Körnermais, CCM und Lieschkolbenschrot. Getreide-Ganzpflanzensilage (GPS) fällt nicht darunter [3]. Für die Betriebsplanung folgt daraus eine schlichte, aber weitreichende Konsequenz: Der Zuschlagstermin legt die Substratstrategie für zwölf Jahre fest.

Der Umstellungsaufwand wird dabei häufig unterschätzt, weil die Grenze auf die Masse zielt und nicht auf den Energieertrag. Mais liefert je Tonne Frischmasse vergleichsweise viel Gas. Wird er durch energieärmere Substrate ersetzt, steigt die Menge, die gelagert, siliert, gerührt und später als Gärrest wieder ausgebracht werden muss, überproportional an. Betroffen sind Lagerkapazität, Rührwerke und Pumpen ebenso wie der Eigenstrombedarf und die verfügbare Ausbringungsfläche.

Als Alternativen kommen vor allem Getreide-GPS, Zuckerrüben, Grassilage, Zwischenfrüchte, Maisstroh und Wirtschaftsdünger in Betracht. Sie lassen sich zwei Substitutionswegen zuordnen. Der erste ersetzt Mais durch andere Energiepflanzen: Getreide-GPS ist vergleichsweise unkritisch, weil sie kaum Anpassungen der Anlagentechnik erfordert und nicht unter die Begrenzung fällt. Der zweite verschiebt den Mix in Richtung Reststoffe, insbesondere durch einen höheren Anteil an Wirtschaftsdünger. Dieser Weg verbessert zugleich die Treibhausgasbilanz und ist bei vorhandener Tierhaltung im Umfeld häufig die kostengünstigste Lösung, findet seine Grenze aber im wirtschaftlich sinnvollen Transportradius und in der geringen Energiedichte der Gülle. In der Praxis werden beide Wege kombiniert, wobei sich die Anteile am jeweils verfügbaren Angebot im Umfeld des Standorts ausrichten.

5. Vergleich und Entscheidungsweg

Die Erlösquelle allein bestimmt jedoch nicht, welcher Weg zu einem Anlagenstandort passt. Hinzu kommt der Investitionsbedarf, die jeweils zu erfüllenden Voraussetzungen sowie das potenzielle Risiko, das der Betreiber damit übernimmt. Tabelle 1 stellt diese Größen für die vier Erlösoptionen sowie für eine ebenfalls mögliche Nullvariante einander gegenüber.

Weg	Erlösquelle	Investition	Voraussetzung	Hauptrisiko
1 – Anschlussförderung	Marktprämie, Flexibilitätszuschlag	hoch	Zuschlag, Überbauung, Substratrahmen	Zuschlagsrisiko, knappe Volumina ab 2027
2 – Flexibilisierung	Strommarkt in Hochpreisstunden	mittel bis hoch	Gas- und Wärmespeicher, Direktvermarkter	Preisschwankung, höherer Wartungsaufwand
3 – Wärmegeschäft	langfristige Wärmelieferverträge	mittel	Netz, Anschlussdichte, Preisgleitklausel	Kundenakzeptanz, Investitionsstau im Netz
4 – Biomethan	Gasvermarktung, Verbundlösungen	sehr hoch	Anlagengröße, Netzzugang, Partner	Skaleneffekte, entfallende Ausschreibung
Nullvariante	Restwerte, Umnutzung des Standorts	gering	realistische Rückbaukalkulation	unterschätzte Rückbaulasten

Tabelle 1: Die Erlösoptionen im Überblick

Die Gegenüberstellung zeigt zugleich, dass sich die Wege nicht ausschließen. In der Praxis entsteht Wirtschaftlichkeit meist aus der Kombination der ersten drei Optionen, weil sich Erlösquellen mit unterschiedlichen Risikoprofilen ergänzen. Ebenso wenig sollte die Nullvariante aus der Betrachtung ausgeklammert werden. Wo die technische Restnutzungsdauer begrenzt ist, keine Wärmesenke besteht und die Substratbeschaffung dauerhaft unsicher bleibt, kann der geordnete Ausstieg die betriebswirtschaftlich rationale Entscheidung sein – vorausgesetzt, die Rückbau- und Rekultivierungskosten sind realistisch beziffert und die Verpflichtungen aus Genehmigung und Pachtverträgen geprüft.

Vier Fragen vor der Entscheidung über einen sinnvollen Weiterbetrieb:

1. Reicht die technische Restnutzungsdauer der wesentlichen Komponenten – Fermenter, Rührtechnik, Gasspeicher und Motoren – für einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren, oder steht ohnehin eine Grundsanierung an?
2. Existiert eine Wärmesenke mit hohem und langfristigem Wärmeabsatz?
3. Lässt sich der künftig zulässige Substratmix regional zu kalkulierbaren Preisen und vertraglich gesichert beschaffen?
4. Ist die für die Flexibilisierung erforderliche Investition mit dem vorhandenen Eigenkapital bankfähig darstellbar?

Erst nach Beantwortung dieser Fragen kann eine Entscheidung über eine Ausschreibungsteilnahme sinnvoll getroffen werden. Die Abhängigkeiten und ein möglicher Pfad der Entscheidungsfindung ist dazu in Abbildung 3 dargestellt.

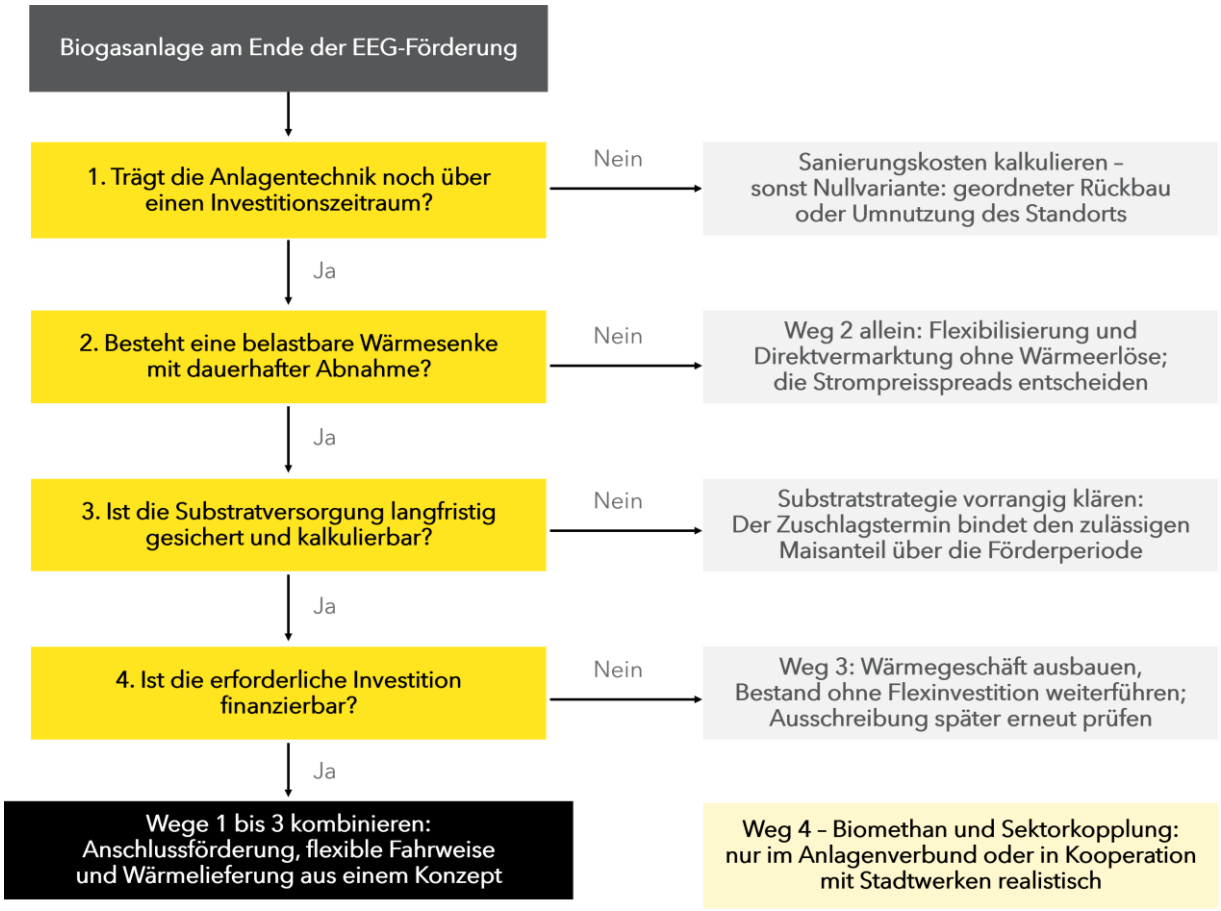

Abbildung 3: Entscheidungsbaum – Restnutzungsdauer, Wärmesenke, Substratbeschaffung und Finanzierbarkeit mit Verzweigung auf die Wege 1 bis 4 und die Nullvariante

6. Fazit

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung endet die Kopplung des Erlöses an die erzeugte Strommenge zu einem festen Satz. Maßgeblich für die Erlöse werden stattdessen Zeitpunkt und Verfügbarkeit der Erzeugung. Der Weiterbetrieb bleibt technisch möglich, über seine Wirtschaftlichkeit entscheiden jedoch die Bedingungen des jeweiligen Standorts. Der aktuell geltende Rahmen bewertet steuerbare Erzeugung höher als eine gleichmäßige Erzeugung und räumt wärmeliefernden Anlagen im Zuschlagsverfahren einen befristeten Vorrang ein. Landwirtschaftliche und genossenschaftliche Standorte mit bestehendem Nahwärmenetz erfüllen diese Voraussetzungen häufig bereits.

Die Wirtschaftlichkeit eines Post-EEG-Standorts beruht dabei auf dem Zusammenwirken von drei Größen: der Fahrweise der Anlage, der Sicherheit der Substratversorgung und der vertraglichen Ausgestaltung des Wärmegeschäfts. Einzelmaßnahmen an nur einer dieser Größen führen selten zu einem tragfähigen Ergebnis. Die Ausrichtung des Standorts verschiebt sich damit von der geförderten Stromerzeugung hin zu einer regionalen Energieversorgung mit mehreren Erlösquellen. Offen bleibt die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen ab 2027. Bis zum Abschluss des parlamentarischen Verfahrens und zur Klärung der beihilferechtlichen Grundlage empfiehlt es sich, Investitionsentscheidungen so anzulegen, dass sie auch ohne die günstigste Regelvariante tragfähig bleiben.

7. Quellen

[1] Fachverband Biogas e. V.: Branchenzahlen 2025, Stand 06.03.2026. https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/presse/branchenzahlen/26-03-06_Branchenzahlenreport_2025_final.pdf

[2] Becker Büttner Held: Neues zum EEG – „Biomasse-Paket" von EU-Kommission genehmigt. https://www.bbh-blog.de/alle-themen/beihilfenrecht/neues-zum-eeg-biomasse-paket-von-eu-kommission-genehmigt/

[3] FNR, Themenportal Biogas: Biomassepaket – Neuerungen im EEG 2023 für Biogasanlagen. https://biogas.fnr.de/rahmenbedingungen/biomassepaket-neuerungen-im-eeg-2023-fuer-biogasanlagen

[4] Bundesnetzagentur: Ausschreibungen für Biomasseanlagen (Höchstwerte 2026). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/start.html

[5] Bayerischer Bauernverband: Biomasse – Ausschreibungsvolumen kann erhöht werden, 25.09.2025. https://www.bayerischerbauernverband.de/themen-erzeuger-vermarktung/energie/biomasse-ausschreibungsvolumen-kann-erhoeht-werden-37968

[6] § 39i EEG 2023 – Besondere Zahlungsbestimmungen für Biomasseanlagen. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__39i.html

[7] § 28c EEG 2023 – Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Biomasse. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__28c.html

[8] Bundesregierung: Kabinett beschließt EEG-Novelle und Netzpaket, 29.07.2026. https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kabinett-eeg-novelle-netzpaket-strom-2448636

[9] ingenieur.de (VDI Verlag): Fast 10.000 Biogasanlagen kämpfen ums Überleben, 06.08.2026. https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/fast-10-000-biogasanlagen-kampfen-ums-uberleben-berlin-fordert-neue-gaskraftwerke/

[10] Hauptstadtbüro Bioenergie: EEG 2027 im Kabinett beschlossen, 29.07.2026. https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/aktuelles/pressemitteilungen/eeg-2027-im-kabinett-beschlossen-bundesregierung-ignoriert-vorschlaege-der-bioenergiebranche

[11] Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE): Stellungnahme zur EEG-Novelle 2027. https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-stellungnahme-zur-eeg-novelle-2027

[12] si – Sanitär + Heizung: Nachbesserungsbedarf bei Kabinettsbeschlüssen EEG 2027 und Netzpaket (Aussage Horst Seide, Fachverband Biogas). https://www.si-shk.de/nachbesserungsbedarf-kabinettsbeschluesse-eeg-reform-und-netzpaket-249663/

[13] FNR, Themenportal Biogas: Wärme. https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/waerme

[14] BAFA: Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html

[15] Becker Büttner Held: BEW – BAFA kündigt Ende der Förderung von Transformationsplänen an. https://www.bbh-blog.de/allgemein/bundesfoerderung-fuer-effiziente-waermenetze-bafa-veroeffentlicht-neues-merkblatt-zu-foerderbedingungen-und-kuendigt-ende-der-foerderung-von-transformationsplaenen-an/

[16] DGRV: Arbeitsentwurf zur EEG-Novelle 2027 bekannt geworden. https://www.dgrv.de/news/arbeitsentwurf-zur-eeg-novelle-2027-bekannt-geworden/

[17] Hauptstadtbüro Bioenergie: Stellungnahme zum Entwurf der Bundesregierung für ein EEG 2027 vom 29.07.2026. https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/aktuelles/stellungnahmen/stellungnahme-zum-entwurf-der-bundesregierung-fuer-ein-eeg-2027-vom-29072026

Über GP JOULE

GP JOULE ist mit seinen drei Kernbereichen Projektierung, Bau sowie Betrieb und Service in der gesamten Energie-Wertschöpfungskette aktiv: von der Erzeugung über die Speicherung und den Transport bis zur Nutzung.

Ob Wind- und Solarstrom, Wärmenetze, Ladeinfrastruktur, Batteriespeicher oder Wasserstoff-projekte: GP JOULE sorgt für Energielösungen mit erlebbarem Nutzen – und das von der Beratung über die Finanzierung und Planung bis zur Umsetzung, Betriebsführung und der Vermarktung.

So gestaltet GP JOULE seit 2009 aus Deutschland heraus das Energiesystem mit Zukunft in Europa. Für eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung für Unternehmen, für Kommunen, für die Logistik – für alle.



Dennis Ahrenstorf
Senior Consultant | Verfasser des Fachbeitrages
E-Mail: d.ahrenstorf@gp-joule.de
M: +49 151 2633 2491