

# Weiterbetrieb flexibilisierter Biogasanlagen – realisierbare Gebotspreise im EEG 2017

Kevin Haensel, Tino Barchmann, Martin Dotzauer, Erik Fischer, Jan Liebetrau

Mit dem Ausschreibungsverfahren des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2017 wurde die Möglichkeit geschaffen, Bestandsbiogasanlagen durch Neuinbetriebnahme in eine 10-jährige Anschlussförderung zu überführen. Eine genaue Untersuchung über mögliche Erlöse und Kosten kann ein Vorteil bei der Gebotspreisabgabe sein und Klarheit über die betriebswirtschaftliche Situation für den Zeitraum der Anschlussvergütung schaffen. Dieser Fachbeitrag zeigt für ausgewählte Bestandsbiogasanlagen in Deutschland, dass es wirtschaftliche Optionen im Strommarkt gibt, um unter Fortschreibung der Ausschreibungskorridore über das Jahr 2022 hinaus – im Zuge einer EEG-Novellierung – die 10-jährige Anschlussvergütung in Anspruch zu nehmen. Maßgeblich für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb einer Anlage über den 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraum hinaus sind, neben der Fähigkeit zum flexiblen Betrieb, vor allem die im Anschlusszeitraum realisierbaren Stromgestehungskosten. Sofern ein Zuschlagspreis erzielt werden kann, welcher die mittleren Stromgestehungskosten im Anschlusszeitraum übersteigt, ist ein wirtschaftlicher Betrieb sichergestellt. Andernfalls müssen zusätzliche Erlösquellen oder Kostensenkungspotenziale erschlossen werden.

## Schlüsselwörter

Biogas, Flexibilisierung, Wirtschaftlichkeit, EEG 2017, Ausschreibung, Gebotspreise

Mit der Energiewende hat sich die Stromeinspeisung aus volatilen regenerativen Energiequellen in Deutschland seit der Jahrtausendwende stark erhöht. Dies führt dazu, dass die Residuallast im Stromsystem in kurzen Zeitabständen immer stärkeren Schwankungen unterliegt, wodurch sich ein steigender Bedarf für flexible Bereitstellungskapazitäten zum Ausgleich der Residuallastschwankungen ergibt. Die bedarfsgerechte Strombereitstellung aus Biogas wird durch das EEG über die Direktvermarktung und die Flexibilitätsprämie bereits seit 2012 angereizt, wobei die Direktvermarktung für bestimmte Neuanlagen bereits seit dem EEG 2012 verpflichtend ist. Mit dem Ausschreibungsverfahren des EEG 2017 wurde die Möglichkeit geschaffen, Bestandsanlagen durch Neuinbetriebnahme nach § 39f in eine 10-jährige Anschlussförderung zu überführen. Um an den Ausschreibungen teilnehmen und somit den wirtschaftlichen Weiterbetrieb nach dem Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütungsperiode sicherstellen zu können, müssen Biogasanlagenbetreiber mindestens die doppelte BHKW-Leistung in Bezug auf die Bemessungsleistung vorhalten. Die Investition in die Flexibilisierung soll durch die Auszahlung einer Flexibilitätsprämie, in Abhängigkeit von der zusätzlich installierten elektrischen Leistung, für bis zu 10 Jahre über die Restlaufzeit der ersten EEG-Vergütungsperiode finanziert werden. Der vollständige Wegfall der bisherigen EEG-Vergütung nach 20 Jahren lässt sich mit der folgenden 10-jährigen Anschlussförderung zum Teil kompensieren. Dazu besteht bei erfolgreichem Wechsel in das Ausschreibungsverfahren Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag von 40 Euro pro Kilowatt installierter elektrischer BHKW-Leistung und Jahr nach § 50a EEG 2017.

Ob der Weiterbetrieb über diese Anschlussförderung ein insgesamt wirtschaftlich tragfähiges Konzept darstellt, muss dabei für jede Biogasanlage individuell ermittelt werden. Neben der gesetzlich festgelegten Förderung über Flexibilitätsprämie und -zuschlag spielt der Mindestgebotspreis, den die Anlage bei gleichzeitiger Deckung der anfallenden jährlichen Kosten im Anschlusszeitraum erzielen kann, eine entscheidende Rolle. Somit kann eine mögliche Gebotspreisspanne identifiziert werden, die sich aus dem individuellen, kostendeckenden Mindestgebotspreis und dem Höchstgebotspreis der Ausschreibung bestimmt. Biogasanlagenbetreiber können so den Umfang möglicher Gewinne in der EEG-Anschlussvergütung abschätzen und durch eine fundierte Gebotsabgabe den wirtschaftlichen Weiterbetrieb ihrer Biogasanlage gewährleisten.

In der dritten Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen im Rahmen des EEG 2017 zum Gebotstermin 1. April 2019 wurde das zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen von insgesamt 133,3 MW erneut nicht ausgeschöpft. Unter den 19 bezuschlagten Biomasseanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 25,5 MW befanden sich 15 Bestandsanlagen (> 150 kW installierter elektrischer Leistung) mit einer gesamten installierten Leistung von rund 22,5 MW. Diese konnten zu einem nach § 39f Abs. 5 Nr. 3 EEG 2017 festgesetzten Höchstgebotspreis von 16,56 EUR ct kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup> (2020: 16,40 EUR ct kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup>) bieten, wobei der gewichtete mittlere Zuschlagswert bei 12,12 EUR ct kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup> lag (BNETZA 2019a). Nach den ersten drei Ausschreibungsrunden des EEG 2017 haben somit bereits insgesamt 83 Biomasseanlagen (> 150 kW installierter elektrischer Leistung) mit einer installierten Gesamtleistung von rund 89,3 MW einen Zuschlag für den Wechsel in das Ausschreibungsregime nach dem EEG 2017 erhalten.

Die Flexibilisierung einer Biogasanlage durch Erhöhung der installierten elektrischen Leistung auf mindestens das Doppelte der Bemessungsleistung bzw. die Absenkung der Bemessungsleistung auf die Hälfte der bereits vorhandenen installierten elektrischen Leistung sind fundamentale Voraussetzungen zum Erhalt der Vergütung im Anschlusszeitraum gemäß § 39h Abs. 2 EEG 2017. Es ist darüber hinaus aber noch genauer zu spezifizieren, wie die Anlage idealerweise konfiguriert sein sollte, um nach der Flexibilisierung möglichst attraktive Segmente im Strommarkt bedienen zu können. Von den sieben von DOTZAUER et al. (2019) beschriebenen Indikatoren für flexible Biogasanlagen sind hier der Leistungsquotient (Verhältnis von installierter Leistung und Bemessungsleistung) und die Reaktionsgeschwindigkeiten in Form von Lastrampen relevant sowie die Zeitspannen bei Hoch- und Niedriglast, welche maßgeblich durch die Fahrweise und den vorhandenen Gasspeicher bestimmt werden (LAUER et al. 2017). Diese zeigen, dass ein flexibler Betrieb unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen am lukrativsten ist, bei dem alle BKHW einer Biogasanlage zu einem virtuellen Gesamtblock gekoppelt werden, der dann im Start-Stopp-Betrieb gefahren wird. Der Wechsel in das Ausschreibungsregime des EEG 2017 kann gemäß § 39f Abs. 2 EEG 2017 bei erfolgreicher Gebotsbeteiligung frühestens 12 Monate und spätestens 36 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags erfolgen. Die Ausschreibung findet nach Anpassung des § 28 Abs. 3 EEG 2017 zweimal jährlich zum 1. April und 1. November statt. Somit würde die Anlage Förderungsansprüche der ersten Vergütungsperiode verlieren, wenn sie mehr als 36 Monate vor Ende des ersten Vergütungszeitraums einen Zuschlag erhielte. Bei Teilnahme an einer Ausschreibung mit weniger als 12 Monaten vor Ende des ersten Vergütungszeitraums würde die Anlage eine Zeit lang weder die bestehenden noch die auktionierten Vergütungsansprüche aus der Ausschreibung in Anspruch nehmen können und damit zeitweise allein die Einnahmen aus der Strombörse EPEX Spot generieren können. Um einen nahtlosen Übergang sicherzustellen, sollten daher die oben genannten Wechselfristen beachtet werden.

Durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (Energiesammelgesetz) vom 17. Dezember 2018 reduziert sich die Gesamtmenge der über die Flexibilitätsprämie vergüteten zusätzlich installierten elektrischen Leistung, die nach dem 31. Juli 2014 installiert und an das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemeldet wird, von 1.350 auf 1.000 MW. Dieser Deckel wurde Ende Juli 2019 erreicht, wodurch eine 15-monatige Frist bis 30. November 2020 in Kraft getreten ist, in der übergangsweise die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie über den Deckel hinaus weiterhin möglich ist (BNetzA 2019b). Sobald diese Übergangsfrist verstrichen ist, haben bestehende Biomasseanlagen keinen Anspruch mehr auf die Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2017.

Durch die 10-jährige Laufzeitverlängerung innerhalb des Ausschreibungsverfahrens ergeben sich für die Betreiber von Biogasanlagen eine Reihe an Mehrkosten – insbesondere durch zusätzliche technische Komponenten im Rahmen der Flexibilisierung, technische und bauliche Instandhaltungs- und Repoweringmaßnahmen sowie neue (genehmigungs-)rechtliche Verordnungen, Vorschriften und Gesetze. Um sicherzustellen, dass diese Mehrkosten kompensiert werden können, sollten über den Flexibilitätszuschlag hinaus stets zusätzliche Erlösquellen im anschließenden Förderzeitraum in Betracht gezogen werden.

Für eine optimierte Wärmenutzung bei Vor-Ort-Verstromungsanlagen gibt es in der Praxis mittlerweile zahlreiche Beispiele. Wichtige Kriterien zur Erlössteigerung bzw. zur Optimierung der Wärmenutzung sind die saisonale Verschiebung von Wärmebereitstellung und -abnahme über Großwärmespeicher inklusive einer möglichen saisonalen Fütterung von Substraten, der Ausbau bzw. die Neuerschließung zusätzlicher Wärmesenken, die Bereitstellung höherwertiger Prozesswärme sowie der Ausbau der Wärmelieferqualität in Form einer Vollversorgung inklusive Spitzenlastabdeckung (WELTEKE-FABRICIUS 2018). Allerdings gibt es in Deutschland erhebliche Unterschiede bei der Zahlungsbereitschaft für den Bezug von Wärme zum Heizen und zur Warmwasserbereitstellung. Diese lag im Jahr 2016 für Haushaltskunden mit einem Grundversorgungsvertrag mit Erdgas für eine Kilowattstunde „frei Haus“ bei durchschnittlich 6,99 EUR ct kWh<sup>-1</sup> (thermisch), für 2018 bei 6,64 EUR ct kWh<sup>-1</sup> (thermisch) (STATISTA 2019). Die durchschnittliche Zahlungsbereitschaft lag im selben Jahr für den Bezug von Wärme von einer Biogasanlage bei lediglich 2,2 EUR ct kWh<sup>-1</sup> (thermisch) ohne eine gewährleistete Vollversorgung sowie 3,90 EUR ct kWh<sup>-1</sup> (thermisch) mit einer Vollversorgung (FACHVERBAND BIOGAS 2016). Als möglichen Erklärungsansatz führt STROBL (2017) eine Quersubventionierung durch den KWK-Bonus des EEG 2004 und EEG 2009, eine ungünstige Standortwahl der Biogasanlage, welche eine werthaltige Erschließung eines Nahwärmemarktes erschwert und ein nicht ausreichendes Marketing seitens der Biogasanlagenbetreiber an, um Kunden mit einer höheren Zahlungsbereitschaft für Wärme zu gewinnen.

Aufgrund der Fokussierung in diesem Fachbeitrag auf die Wirtschaftlichkeit im Strommarkt, insbesondere in Bezug auf die Gebotspreisermittlung, erfolgt an dieser Stelle keine gesonderte Untersuchung der Wärmeoptimierung und deren individuellen Herausforderungen inklusive hieraus folgender Erlöspotenziale für Biogasanlagen. Hierzu sei auf weiterführende Fachliteratur verwiesen (HERBES et al. 2018, KARSCHIN und GELDERMANN 2015, DOTZAUER et al. 2016). Technisch gibt es verschiedene Flexibilisierungsoptionen im Stromsektor, z.B. durch Pumpspeicher, Batteriekraftwerke, Supercaps bzw. Kondensatoren (STERNER und STADLER 2017) oder durch ein Demand-Side-Management.

## Material und Methoden

Für die Ermittlung der realisierbaren Gebotspreise, im Sinne der mindestens zu deckenden Stromgestehungskosten einer Anlage über die Ausschreibungsphase hinweg, werden zunächst die Berechnungswerkzeuge, die methodischen Grundlagen, die ausgewählten Praxisanlagen und anschließend die Herleitung der berechneten Szenarien beschrieben.

### Beschreibung der Werkzeugsammlung „BioFlex“

Die grundsätzliche Vorgehensweise zur ökonomischen Betrachtung von Biogasanlagen wurde in einer Weiterentwicklung der am DBFZ bereits seit einigen Jahren entwickelten Werkzeugsammlung „BioFlex“ implementiert, welche Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Basis der Annuitätenmethode nach der Richtlinie der VDI 2067 „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung“ (VDI 2000) zulässt. Die Werkzeugsammlung besteht aus insgesamt sechs Berechnungsmodulen, welche als Microsoft® Excel®-Dateien angelegt sind und über Visual Basic for Applications (VBA)-Skripte Daten untereinander austauschen. Weiterhin enthalten einige Module auch VBA-Skripte, um automatisierte interne Berechnungen durchzuführen und Ergebnisse grafisch abzubilden. Das grundlegende Funktionsschema der „BioFlex“-Werkzeugsammlung in seiner vorherigen Version, welche bereits für eine Studie der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) verwendet worden ist (DOTZAUER et al. 2018) zeigt Abbildung 1. Für die vorliegende Untersuchung wurde das Ökonomiemodul dahingehend angepasst, dass die unterschiedlichen Betrachtungszeiträume (EEG 1.0, EEG 1.1, EEG 2.0), welche in Kapitel 2.2 erläutert werden, nicht nur für sich genommen, sondern auch gemeinsam betrachtet und bewertet werden können, was bisher nicht möglich war.

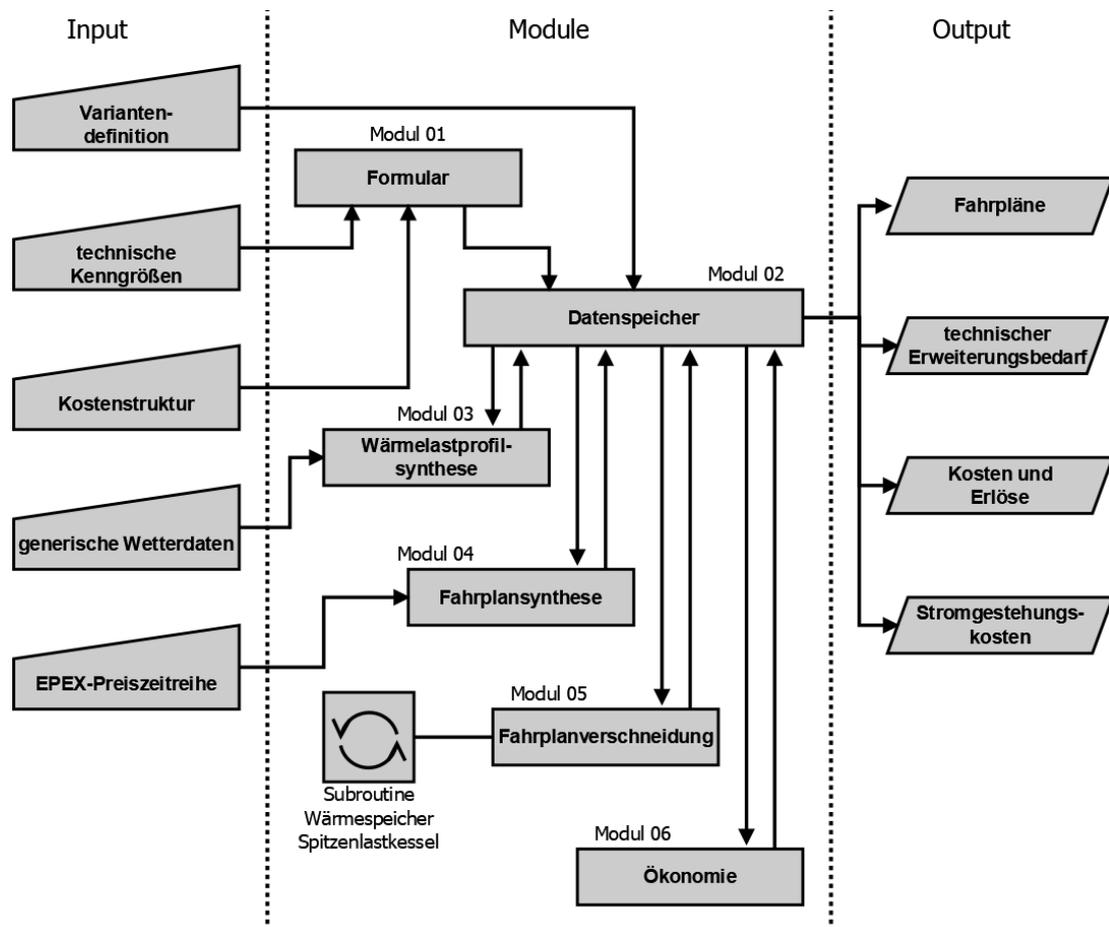


Abbildung 1: Funktionsschema der Werkzeugsammlung „BioFlex“, untergliedert in Input, Module und Output

Zunächst werden relevante technische und ökonomische Parameter der Biogasanlage über ein Formular (Modul 01) in den Datenspeicher (Modul 02) eingegeben. Weiterhin werden auf Grundlage von Echtzeit-Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes aus dem Bezugsjahr 2017 Wärmelastprofile erstellt (Modul 03). Die Erstellung der BHKW-Fahrpläne in Modul 04 wird durch eine tageweise Optimierung der Stundenpreise der Strombörse EPEX Spot mittels einer Preisrangmethodik auf Basis von Preisdaten aus dem Jahr 2017 (EPEX Spot) durchgeführt (EPEX SPOT SE 2018). Dabei werden, abgesehen von der zur Verfügung stehenden elektrischen Leistung der installierten BHKW, keine weiteren technischen Restriktionen unterstellt. Um eine schonende flexible BHKW-Fahrweise sicherzustellen, werden bei der Erstellung flexibler Fahrpläne durch den Direktvermarkter üblicherweise Beschränkungen der täglichen Start-Stopp-Vorgänge auf maximal zwei bis drei tägliche Starts bzw. Stopps, Mindestlaufzeiten nach einem Start sowie Mindeststillstandzeiten nach einem Stopp berücksichtigt. Eine Vereinfachung der flexiblen Fahrweise stellt das Prinzip der sogenannten Doppelhöcker dar, wobei jeweils am Vormittag und in den frühen Abendstunden jeweils in einem zusammenhängenden Block Stunden mit im Mittel höheren Börsenstrompreisen abgefahren werden. Die Länge der Verstromungsblöcke hängt dabei von der zugebauten elektrischen Leistung ab. Weiterhin kann festgestellt werden, dass an Werktagen und in den Wintermonaten hohe Börsenstrompreise vorherrschen und eine entsprechende Konzentration der BHKW-Laufzeiten in diesen Perioden zu Mehrerlösen gegenüber einer kontinuierlichen Fahrweise führen kann (STROBL 2018).

### Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung umfasst fünf Biogasanlagen mit jeweils drei Szenarien in Form von unterschiedlichen Leistungsquotienten ( $Q_p$ ) der BHKW bei konstanter Bemessungsleistung. Die drei Szenarien orientieren sich dabei grob an Leistungsquotienten von  $Q_p \approx 2$  (Flex-Szenario A),  $Q_p \approx 3$  (Flex-Szenario B) sowie  $Q_p \approx 4$  (Flex-Szenario C) der installierten elektrischen BHKW-Leistung.

Im Folgenden wird die Anpassung der Methodik zur Wirtschaftlichkeitsberechnung in Modul 06 „Ökonomie“ der Werkzeugsammlung „BioFlex“ im Detail beschrieben. Die ökonomische Bewertung umfasst eine dynamische Investitionsrechnung anhand der Annuitätenmethode, die an die VDI 2067 angelehnt ist. Dabei wurde diese Methode an die bei einer Flexibilisierung einer Biogasanlage typischen zeitlichen Abfolgen der Investitionsmaßnahmen angepasst. Das bedeutet, dass die im Rahmen dieses Beitrags betrachteten Biogasanlagen jeweils etwa die Hälfte ihres 20-jährigen Vergütungszeitraums erreicht haben bzw. sich bereits in der zweiten Hälfte ihrer EEG-Vergütungsphase befinden und zu diesem Zeitpunkt in eine technische Flexibilisierung investieren. Diese Investitionsmaßnahmen verteilen sich dabei auf drei zeitlich gestaffelte Teilabschnitte: EEG 1.0, EEG 1.1 und EEG 2.0 (Abbildung 2). Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Annuitäten für Erlöse und Kosten der Biogasanlagen über den jeweiligen Betrachtungszeitraum angegeben und darauf basierend die Stromgestehungskosten für eine 10-jährige Periode nach Ende der ersten Vergütungsperiode in Cent je Kilowattstunde. Die Gesamtannuitäten der drei Teilabschnitte können als durchschnittlicher jährlicher Gewinn bzw. Verlust interpretiert werden.

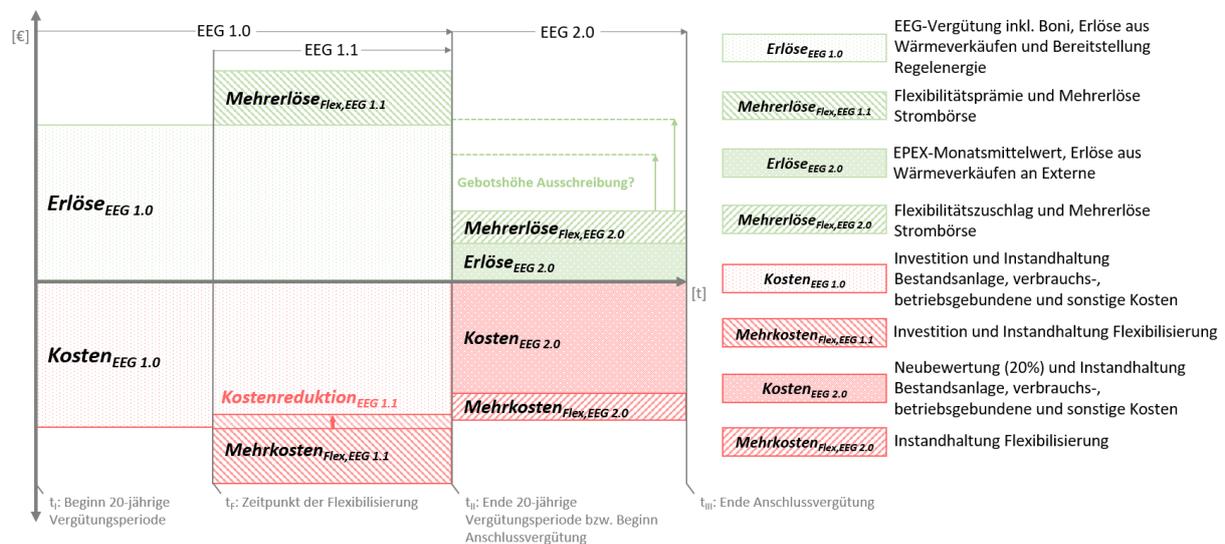


Abbildung 2: Schema der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Abhängigkeit der Zeitabschnitte des Investitionsprojekts

Der Abschnitt EEG 1.0 bildet den Status Quo der Anlage ohne Investition in eine Flexibilisierung ab, bei dem diese in ihrer jetzigen Form nur bis zum Ende des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraums betrieben wird. Es wird angenommen, dass aus der Stilllegung der Biogasanlage keine Kosten durch den Rückbau oder Erlöse durch einen Restwert resultieren, auch wenn in der Praxis im Regelfall Rückstellungen für die Demontage einer Biogasanlage nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben erfolgen sollten. Hierbei kann mit Rückstellungen in Höhe von etwa 5 % der Investition in die Neuanlage bzw. des Erstinvests kalkuliert werden (HOFFSTEDTE et al. 2018). Für die BHKW werden nach 65.000 Betriebsstunden eine Generalüberholung und nach weiteren 30.000 Betriebsstunden

eine Ersatzinvestition berücksichtigt. Die Grundannuität der Biogasanlage wird über den gesamten EEG-Vergütungszeitraum von 20 Jahren ermittelt. Für die Anwendung der Annuitätenmethode ist es notwendig, alle historisch angefallenen Folgeinvestitionen mithilfe des Abzinsungsfaktors auf ihren Barwert in der Periode  $t = 0$  zu transformieren.

Die jährlich anfallenden verbrauchs-, betriebsgebundenen und sonstigen Kosten wurden bei den Biogasanlagenbetreibern für das Jahr 2017 abgefragt. Da die Annuitätenmethode eine konstante Preissteigerung vom Beginn des Betrachtungszeitraums berücksichtigt, werden in der angepassten Methodik die jährlichen Kosten vor der Berechnung der preisdynamischen Annuität mit der zugrunde liegenden Preisänderungsrate zunächst auf das Preisniveau des ersten Jahres des Anlagenbetriebs zurückgerechnet. Anschließend wird die Annuität über den gesamten 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraum mit dem preisdynamischen Annuitätenfaktor berechnet.

Der Abschnitt EEG 1.1 bildet den Zeitraum ab der Investition in eine Flexibilisierung bis zum Ende des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraums ab. Zusätzlich zur Grundannuität der Bestandsanlage im Referenzszenario fallen Mehrkosten und Mehrerlöse durch die Flexibilisierung an. Die Investition in die Flexibilisierung wird dabei vollständig auf die Restlaufzeit der EEG-Festvergütung verteilt und erhöht somit die Stromgestehungskosten im Abschnitt EEG 1.1. Für die Investition in die Flexibilisierung besteht daher am Ende des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraumes kein Restwert.

Der Teilabschnitt EEG 2.0 betrachtet die 10-jährige EEG-Anschlussvergütung bei erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung nach dem EEG 2017. Im Rahmen dieses Beitrags wird davon ausgegangen, dass der Wechsel in die Anschlussvergütung exakt mit dem Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung vollzogen wird. In Anlehnung an die ökonomischen Berechnungen von DANIEL-GROMKE et al. (2020), in denen ein fest definierter Zeitraum von 2020 bis 2030 für den Teilabschnitt EEG 2.0 festgelegt ist und die Reinvestitionsfaktoren nach baulichen und technischen Komponenten erstellt sind, wird eine vereinfachte, pauschale Neubewertung der Biogasanlage mittels eines durchschnittlichen Reinvestitionsfaktors in Höhe von 20 % des Erstinvestitionsvolumens vorgenommen, welcher die Kosten für umfassende Anlagensanierungen im Rahmen der geplanten Laufzeitverlängerung abdecken soll. Die BHKW werden bei der Neubewertung nicht berücksichtigt, da Kosten für Revisionen und Ersatzinvestitionen – wie oben beschrieben – über die kumulierte BHKW-Laufzeit berechnet werden. Zusätzlich zur Neubewertung werden die laufenden Kosten und Erlöse der Bestandsanlage und der Flexibilisierung berücksichtigt.

Abbildung 2 zeigt eine schematische Übersicht der angepassten Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Abhängigkeit von der vorgenommenen Einteilung in die drei beschriebenen zeitlichen Teilabschnitte des Investitionsprojekts. Die Kostenreduktion im Teilzeitraum EEG 1.1 ergibt sich aus den verringerten Laufzeiten der Flex-BHKW im Vergleich zum Referenzszenario und den damit verbundenen geringeren Wartungs- und Instandhaltungskosten. Im Abschnitt EEG 2.0 erwirtschaftet die Biogasanlage Markterlöse, die sich aus den mittleren Stromerlösen an der Strombörse EPEX (Monatsmittelwert), den durch eine strompreisorientierte Fahrweise erzielbaren Börsenmehrerlöse sowie aus möglichen Wärmeverkäufen an externe Abnehmer zusammensetzen. Die ermittelten Gesamtkosten decken weiterhin der Flexibilitätszuschlag und die Marktprämie, die dem Gebotspreis (anzulegender Wert) bei erfolgreicher Ausschreibungsteilnahme abzüglich dem EPEX-Monatsmittelwert entspricht.

Mit der Einführung des Mischpreisverfahrens im Jahr 2018 änderte die Bundesnetzagentur die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Bereitstellung von Regelenergie. Dies wird aktuell von vielen Marktteilnehmern kritisch hinterfragt (BEE 2019). Durch diese Änderungen und weitere absehbare

Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen unterliegen die zukünftigen Erlöse aus der Bereitstellung von Regelenergie durch Biogasanlagen hohen Unsicherheiten. Daher werden diese Erlöse in Abschnitt EEG 2.0 nicht mitbetrachtet. Durch den vollständigen Wegfall des früheren Bonussystems und der jährlichen Degressionsrate der Gebotspreishöchstgrenze von 1 % im Ausschreibungsverfahren des EEG 2017 wird die Kostendeckung für Biogasanlagen zukünftig deutlich schwieriger und hängt stark von der Höhe der individuellen Stromgestehungskosten der Anlagen ab.

Unter Berücksichtigung der Erlöse und Kosten für die Anlagenflexibilisierung, die Erweiterung des Betrachtungszeitraums um die 10-jährige Anschlussvergütung sowie die Einbeziehung der dann gültigen Förderbedingungen können die Stromgestehungskosten der Biogasanlage in einem Anschlusszeitraum ermittelt werden. Zunächst kann berechnet werden, ob die Stromgestehungskosten der Anlagen im Anschlusszeitraum, nach Abzug der oben beschriebenen zusätzlichen Erlöse, die Höchstgebotspreisgrenze unterschreiten und ob die jeweilige Anlage somit überhaupt für die Teilnahme an einer Ausschreibung unter der Bedingung eines wirtschaftlichen Weiterbetriebs in Frage kommt. In einem weiteren Schritt lässt sich darüber hinaus abschätzen, wie sich die Gesamtwirtschaftlichkeit der Biogasanlage im Anschlusszeitraum in Abhängigkeit von der erzielten Förderhöhe (bezuschlagtes Gebot) innerhalb einer Periode im EEG 2.0 entwickelt. Dabei können die erzielbaren Erlöse, unter Annahme der möglichen Höchstgebote, die Wirtschaftlichkeit im EEG 2.0 beschreiben. Es kann aber auch die Vergütungshöhe bestimmt werden, mit der die Stromgestehungskosten der Biogasanlage im EEG 2.0 genau gedeckt werden. Diese stellt somit den Mindestgebotspreis dar, mit dem sich die Chancen auf eine Zuschlagerteilung bei überzeichneten Ausschreibungen erhöhen und die Anlage sicher in die Anschlussvergütung überführt werden kann, wenngleich hierbei das Potenzial für mögliche Gewinne vergeben wird, da die Zuschlagserteilung nach dem pay-as-bid-Verfahren erfolgt und Betreiber von Biogasanlagen bei Bezuschlagung lediglich die gebotene Vergütung erhalten.

Die Ausweitung bestehender Wärmenutzungskonzepte wird in der Berechnung nicht berücksichtigt, kann die Wirtschaftlichkeit in der EEG-2.0-Phase aber zusätzlich positiv beeinflussen und sollte in der Praxis in jedem Fall mit in Betracht gezogen werden.

### **Auswahl und Beschreibung der untersuchten Biogasanlagen**

Für diesen Beitrag wurden insgesamt fünf landwirtschaftliche Biogasanlagen in Deutschland ausgewählt, welche in den Bundesländern Brandenburg, Sachsen und Thüringen stehen. Alle Anlagen wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens „Biogas-Messprogramm III – Teil 1: Faktoren für einen effizienten Betrieb von Biogasanlagen; Teilvorhaben 1: Energiebilanzierung, Flexibilisierung, Ökonomie“ (Förderkennzeichen: 22403515, Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. FNR) wissenschaftlich begleitet. Dabei umfasste ein 1-jähriges, unentgeltliches Anlagenmonitoring die Aufnahme von Energieströmen der Biogasanlage, die regelmäßige Analyse prozessbiologischer Parameter sowie die Aufnahme ökonomischer Daten. Das Anlagenmonitoring teilte sich hierbei in zwei Zeiträume (2016/2017 und 2017/2018) auf, in denen insgesamt je 30 Biogasanlagen untersucht worden sind.

Bei der konkreten Auswahl aus den insgesamt 60 untersuchten Biogasanlagen wurden folgende Kriterien berücksichtigt:

- Datenqualität von ökonomischen Kenngrößen
- Alter der Biogasanlage
- Unterscheidbarkeit der Anlagen hinsichtlich installierter elektrischer Leistung, Substrateinsatz, Wärmekonzept und Überlegungen des jeweiligen Betreibers bzgl. einer Flexibilisierung inklusive einer Laufzeitverlängerung durch die Möglichkeit zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren nach dem EEG 2017

Es wurden vor allem solche Anlagen betrachtet, die derzeit noch keine oder lediglich eine sehr geringe Flexibilisierung (BGA 04) aufweisen und etwa die Hälfte ihres 20-jährigen Vergütungszeitraums erreicht haben. Dies ist insofern wichtig, da die Flexibilitätsprämie für maximal 10 Jahre gewährt wird und eine möglichst vollständige Ausschöpfung dieses Zeitraumes für die Refinanzierung der Zusatzinvestitionen im Teilabschnitt EEG 1.1 für eine ökonomische Entlastung des Teilabschnittes EEG 2.0 angestrebt wird. Sofern die noch verbleibende Restlaufzeit einer Anlage deutlich geringer ausfällt, wirkt sich dies negativ auf das ökonomische Gesamtergebnis im Zeitraum EEG 1.1 aus, da eine verkürzte Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie eine Refinanzierung der Flexibilisierungsinvestitionen erschwert und damit auch den Folgezeitraum (EEG 2.0) kostenseitig belasten kann.

Durch Temperaturschwankungen können sich Volumenänderungen des im Gasspeicher eingeschlossenen Gases ergeben (nicht-adiabate bzw. quasi isobare Zustandsänderungen), die das Netto-Speichervolumen verringern. Hierzu wird angenommen, dass bei einer Jahresmitteltemperatur innerhalb des Gasspeichers von 40 °C eine maximale tägliche Temperaturschwankung von 30 Kelvin auftreten kann (z. B. von 25 bis 55 °C). Für diese temperaturbedingte Ausdehnung des Biogases wird ca. 20,7 % beansprucht (LAUER et al. 2017). Zur Vereinfachung wird bei allen fünf untersuchten Bestandsbiogasanlagen für die Umrechnung von Bruttovolumen auf nutzbares Nettovolumen 80 % des verfügbaren Bruttogasspeichervolumens angesetzt. Nachfolgend werden die fünf ausgewählten Biogasanlagen hinsichtlich ihres Aufbaus, der technischen Auslegung, des Substrateinsatzes sowie der Gasverwertung kurz beschrieben:

Die Anlage BGA 01 steht auf dem Gelände eines Rinder- und Schweinemastbetriebes in Brandenburg. Die Anlage besteht aus einem Fermenter mit etwa 1.500 m<sup>3</sup> Nutzvolumen, ausgeführt als Stahlrundbehälter mit einem innenliegenden Tauchmotorrührwerk, einem Doppelmembrangasspeicherdach sowie einem freien Überlauf in den Nachgärer. Der Nachgärer mit einem Nutzvolumen von ca. 2.080 m<sup>3</sup> besitzt ebenfalls ein Doppelmembrangasspeicherdach sowie zwei Tauchmotorrührwerke und ist auch als Stahlbetonrundbehälter ausgeführt. Gärrestmengen werden mit einer Pumpe ins offene Gärrestlager (Volumen 2.650 m<sup>3</sup>) gefördert. Das gesamte Gasspeichervolumen an der Anlage beträgt brutto 1.450 m<sup>3</sup>. Seit Inbetriebnahme wurden an der Anlage keine größeren Umbaumaßnahmen vorgenommen. Als Feststoffe werden Maissilage, Schweinemist und vor Ort gemahlener Roggenschrot über einen 32 m<sup>3</sup> Schubbodendosierer mit Steig- und Stopfschnecke direkt in den Fermenter eingetragen. Die gefütterte Gülle besteht zu ca. 90 % aus Schweinegülle und zu ca. 10 % aus Rindergülle. Am Anlagenstandort ist ein BHKW mit Zündstrahlmotor installiert. Die erzeugte Wärme wird neben der Deckung des Eigenbedarfs zur Beheizung der Schweinemastställe und des Sozialgebäudes am Standort genutzt.

Die Anlage BGA 02 steht auf dem Gelände eines Landwirtschaftsbetriebes in Thüringen. Die Anlage besteht aus einem Fermenter mit 2.001 m<sup>3</sup> Nutzvolumen, ausgeführt als Stahlrundbehälter mit

Zentralrührwerk sowie einem Stahlbetonrundbehälter als Nachgärer mit einem Nutzvolumen von ca. 1.300 m<sup>3</sup> und einem integrierten Foliengasspeicher mit einem Bruttogasspeichervolumen von 600 m<sup>3</sup>. Zur Homogenisierung des Gärsubstrates sind zwei Tauchmotorrührwerke im Nachgärer im Einsatz. Die Lagerung des Gärrestes erfolgt in zwei nachgeschalteten Stahlbetonrundbehältern mit geruchsmindernder Abdeckung mit je 3.500 m<sup>3</sup> Lagervolumen. Die Anlage wurde für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (Mais- und Grassilage) sowie für tierische Exkrementen (Rindermist) geplant. Die Anlage ist als Trockenfermentationsanlage kategorisiert, d. h. es herrscht ein durchschnittlicher Trockensubstanzgehalt von 12 bis 14 % im Fermenter. Die Feststoffe werden in einem Futtermischfahrzeug vorgemischt und über einen Feststoffbunker mit Schubboden dosiert. Die Beschickung der Substrate in den Fermenter erfolgt mit einer Exzentrerschneckenpumpe (Rachentrichter-Pumpe) durch den Einsatz von Rezikulat aus dem Nachgärer. Weiterhin ist ein zusätzlicher Nasszerkleinerer mit integriertem Schwergutabscheider im Zuführsystem integriert. Der Fermenter wird im mesophilen Temperaturbereich (40–45 °C) betrieben. Über einen freien Überlauf gelangt das Substrat in den Nachgärer und dann ebenfalls über einen freien Überlauf in das Gärrestlager. Das Biogas wird vor Ort in einem BHKW verstromt. Die erzeugte Wärme wird neben der Deckung des Eigenbedarfs als Nutzwärme (Prozessdampf) an einen benachbarten Gewerbebetrieb abgegeben.

Die Anlage BGA 03 steht auf dem Gelände einer Rindermastanlage in Sachsen und besteht aus zwei parallel betriebenen Fermentern mit einem Nutzvolumen von je ca. 1.300 m<sup>3</sup>. Die Fermenter sind baugleich als Stahlbetonrundbehälter mit Foliengasspeicher ausgeführt und jeweils mit zwei Langwellenrührwerken ausgestattet. Der Nachgärer ist ebenfalls ein Stahlbetonrundbehälter mit einem Nutzvolumen von ca. 1.500 m<sup>3</sup>. Dieser enthält ein Langwellenrührwerk und wird neben einem offenen Gärrestlagerbehälter als Gärrestzwischenlager genutzt. Das Flüssigsubstrat Rindergülle wird direkt aus dem Stall in die Fermenter gepumpt. Die Feststoffsubstrate Maissilage und Grassilage werden mit einem Radlader in den Dosierbehälter mit Mischfunktion eingebracht und abwechselnd direkt in die beiden Fermenter dosiert. Die Fahrweise erfolgt im mesophilen Temperaturbereich (40–43 °C). Das Gärsubstrat wird mithilfe einer Zentralpumpe in den Nachgärer und anschließend in das Gärrestlager gepumpt. Die Verwertung des Biogases erfolgt über ein BHKW. Die Nutzwärme wird nach Bedarf dem Verwaltungsgebäude, der Werkstatt sowie dem Melk- und Abkalbbereich geliefert.

Die Anlage BGA 04 steht auf dem Gelände eines Landwirtschaftsbetriebes in Thüringen. Die Anlage besteht aus einem Fermenter mit ca. 1.600 m<sup>3</sup> Nutzvolumen und einem Nachgärer mit Gärrestlagerfunktion mit 5.100 m<sup>3</sup> Nutzvolumen. Beide Behälter sind als Stahlbetonrundbehälter mit Tauchmotorrührwerken sowie Foliengasspeicher ausgestattet. Im Fermenter ist zusätzlich ein Langwellenrührwerk integriert. Vorgelagert ist ein Güllelagerbehälter mit gasdichter Abdeckung. Die Feststoffsubstrate werden über einen stationären Dosiermischer mit Förderschneckensystem direkt in den Fermenter eingebracht. Eine Zentralpumpe befördert die Gülle in den Fermenter und das Gärsubstrat in den Nachgärer. Zusätzlich ist ein Nasszerkleinerer mit Störstoffabscheidung in die Pumpstrecke integriert. Der Betrieb der Vergärung erfolgt mesophil bei 42 bis 44 °C. Das Biogas wird vor Ort in zwei BHKW verwertet.

Die Anlage BGA 05 steht auf dem Gelände eines Rindermastbetriebs in Sachsen. Die Anlage besteht aus einem Anmischbehälter aus Stahlbeton mit ca. 240 m<sup>3</sup> Nutzvolumen mit Tauchmotorrührwerk, zwei parallel betriebenen Fermentern mit jeweils ca. 1.400 m<sup>3</sup> Nutzvolumen und einem Nachgärer mit ca. 3.400 m<sup>3</sup> Lagervolumen, ebenfalls Stahlbetonrundbehälter mit Tauchmotorrührwerken. Das Flüssigsubstrat Rindergülle wird direkt aus der Stallanlage in den Anmischbehälter gepumpt. Ent-

sprechend dem Anlagenkonzept wirkt hier der emissionsdichte Anmischbehälter als Hydrolysestufe und ist gaseitig sowie substrateitig über freie Ausgleichsleitungen am Boden und im Schwimmdeckenbereich mit beiden Fermentern verbunden. Die Feststoffe Rindermist, Mais- und Grassilage werden über einen Annahmehunker und ein Förderschneckensystem ebenfalls in den Anmischbehälter dosiert. Neben den freien Ausgleichsleitungen befördert eine Zentralpumpe das Gärgemisch abwechselnd in die Fermenter sowie in den Nachgärer. Zum Animpfen der Inputsubstrate ist ein anteiliger Rücklauf des Gärgemischs in den Anmischbehälter über die Ausgleichsleitungen beabsichtigt. Vom Nachgärer besteht ein freier Überlauf in das Gärrestlager. Foliengasspeicher befinden sich auf beiden Fermentern und auf dem Nachgärer. Die Gasverwertung erfolgt über zwei BHKW (Gas-Otto-Motoren). Die relevanten Kenndaten zu den fünf untersuchten Biogasanlagen zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Kenndaten der fünf betrachteten Praxis-Biogasanlagen

Biogasanlagen	Einheit	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05
Installierte elektrische Leistung $P_{el, Anlage}$	kW	265	537	540	540	562
davon installierte el. Leistung $P_{el, BHKW 1}$	kW	265	537	170	190	370
davon installierte el. Leistung $P_{el, BHKW 2}$	kW	-	-	370	350	192
Höchstbemessungsleistung elektrisch $P_{Bem}$	kW	252	510	513	420	534
Leistungsquotient $Q_p^*$		1,05	1,05	1,05	1,29	1,05
Vorhandenes Bruttogasspeichervolumen $V_G$	m <sup>3</sup>	1.450	600	630	700	970
Inbetriebnahme BGA		22.12.2011	01.12.2006	01.08.2007	18.12.2009	21.06.2007
Beginn Flexprämie		-	-	-	seit Juli 2017	ca. ab Mitte 2019
Tatsächlicher Flexbetrieb		nein	nein	nein	nein	nein
Eingespeiste Strommenge 2017	kWh	2.031.529	4.269.951	4.071.712	3.644.635	4.476.479
Substrateinsatz 2017	Mg FM a <sup>-1</sup>	6.973	9.024	23.946	29.218	18.557
davon Rinder- bzw. Schweinegülle/-mist	%	59	9	67	76	62
davon Maissilage	%	38	76	25	14	31
davon Grassilage	%	-	14	8	6	6
davon sonstige Einsatzstoffe	%	3	1	-	2	2

\* Der statische Leistungsquotient berechnet sich als Quotient aus der an der Biogasanlage installierten Leistung  $P_{el, Anlage}$  in Kilowatt und der Bemessungsleistung  $P_{Bem}$  in Kilowatt.

## Herleitung und Beschreibung der Flex-Szenarien

Die Daten zum Investitionsbedarf für eine Flexibilisierung sind im Folgenden abhängig vom Leistungsquotienten ( $Q_p$ ) der drei Szenarien dargestellt. In Szenario A wird eine knappe Verdoppelung der Verstromungskapazität angestrebt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Zubau und Investitionen der untersuchten Biogasanlagen in Flex-Szenario A (Zielwert:  $Q_p \approx 2$ )

Biogasanlagen	Einheit	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05
Zubau installierte elektrische Leistung Flex BHKW 1 $P_{el, Flex-BHKW 1}$	kW	300	600	600	355	800 (600)*
Leistungsquotient nach Umbau $Q_p$		2,24	2,23	2,22	2,13	2,18
Zubau Bruttogasspeichervolumen $V_G$	m <sup>3</sup>	1.250	4.500	4.175	2.600	6.000
Zubau Wärmespeichervolumen $V_W$	m <sup>3</sup>	150	100	100	150	50
Investition Flex-BHKW 1	EUR	271.783	442.432	442.432	305.926	525.000
Investition Zubau Gasspeicher	EUR	45.196	79.129	76.364	61.448	151.028
Investition Zubau Wärmespeicher	EUR	105.000	76.821	76.821	105.000	54.314
Sonstige Investitionen	EUR	195.000	195.000	195.000	195.000	401.000
Investitionen Gesamt	EUR	616.979	793.382	790.617	667.375	1.131.342

\* Für BGA 05 gilt die Besonderheit, dass der Betreiber bereits ein Flex-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 800 Kilowatt angeschafft hat und dieses in gedrosselter Fahrweise bei 600 Kilowatt (elektrisch) betreibt.

Dazu wird für alle Biogasanlagen die Anschaffung eines weiteren BHKW berücksichtigt. Die BHKW-Größe richtet sich nach der Produktpalette desjenigen BHKW-Herstellers, von dem bereits die vorhandenen BHKW der jeweiligen Biogasanlage stammen. Sofern Preisdaten zu den BHKW in Form von unverbindlichen Preisinformationen der Hersteller vorlagen, wurden diese als Investitionsbedarf angesetzt. Andernfalls wurde eine Kostenfunktion aus einer BHKW-Herstellerbefragung im Rahmen einer internen DBFZ-Datenerhebung aus dem Jahr 2013 genutzt. Die Kostenfunktion beruht auf der Basis von Preisdaten für 38 Biogas-BHKW von insgesamt zehn Herstellern. Zur Anpassung der Richtpreise an das heutige Preisniveau wurde eine pauschale Preissteigerung in Höhe von 10 % angesetzt. Die modifizierte Kostenfunktion für BHKW ist in Gleichung 1 dargestellt:

$$K_{BHKW} = 4.481,4 * P_{el}^{-0,297} * 1,1 \quad (\text{Gl. 1})$$

$K_{BHKW}$  spezifische Kosten BHKW in EUR kW<sup>-1</sup>  
 $P_{el}$  installierte elektrische Leistung in kW

Der Zubau für Gas- und Wärmespeicherkapazitäten wird in der „BioFlex“-Werkzeugsammlung im Anschluss an die Fahrplansynthese und -verschneidung in den Modulen 04 und 05 generiert. Dabei werden einerseits die bereits an der Biogasanlage installierten und andererseits die für das Szenario ermittelten vorzuhaltenden Kapazitäten berücksichtigt. Analog zu den Flex-BHKW wurden für die ökonomische Berechnung, wenn möglich, Preisinformationen von Gas- bzw. Wärmespeicher-

herstellern angesetzt. Lagen keine Preisinformationen vor, wurden Werte entweder durch eine Literaturrecherche oder durch Nutzung einer Kostenfunktion (BARCHMANN et al. 2016) ermittelt. Die Werte für sonstige Investitionen entstammen im Allgemeinen einer Literaturrecherche (WELTEKE-FABRICIUS 2018) und umfassen im Wesentlichen Kosten für Planung und Genehmigungen, die Netzverträglichkeitsprüfung, das Anlagenzertifikat nach der Technischen Anschlussregel Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) und weitere technische und bauliche Anpassungen im Bereich Transformator und Netzanschluss sowie Biogasleitungen und -verdichter. Bei BGA 05 wurden vorhandene Kostenvorschläge für weitere anlagenspezifische Investitionen, die im Zuge einer Flexibilisierung anfallen würden, unter „Sonstige Investitionen“ berücksichtigt.

Für die dreifache Leistungserhöhung in Szenario B (Tabelle 3) und die vierfache Leistungserhöhung der Verstromungskapazitäten in Szenario C (Tabelle 4) ergeben sich die Zubaukapazitäten für die installierte elektrische Leistung, Gas- und Wärmespeicherkapazitäten analog zu Szenario A. Dabei ist zu beachten, dass je nach Produktpalette der BHKW-Hersteller die zusätzliche installierte Leistung in Szenario B und C durch ein bzw. zwei Aggregate bereitgestellt werden. Die Kosten für die notwendigen Kapazitätserweiterungen an den Biogasanlagen wurden ebenfalls analog zu Szenario A ermittelt.

Tabelle 3: Zubau und Investitionen der untersuchten Biogasanlagen in Flex-Szenario B (Zielwert:  $Q_p \approx 3$ )

Biogasanlagen	Einheit	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05
Zubau installierte elektrische Leistung Flex BHKW 1 $P_{el, Flex-BHKW 1}$	kW	525	400	1.200	355	800
Zubau installierte elektrische Leistung Flex BHKW 2 $P_{el, Flex-BHKW 2}$	kW	-	600	-	355	400
Leistungsquotient nach Umbau $Q_p$		3,14	3,01	3,39	2,98	3,30
Zubau Gasspeichervolumen $V_G$	m <sup>3</sup>	2.500	7.300	5.675	4.200	9.000
Zubau Wärmespeichervolumen $V_W$	m <sup>3</sup>	150	100	100	150	50
Investition Flex-BHKW 1	EUR	402.790	332.701	720.229	305.926	525.000
Investition Flex-BHKW 2	EUR	-	442.432	-	305.926	332.701
Investition Zubau Gasspeicher	EUR	60.389	100.231	88.502	76.579	171.734
Investition Zubau Wärmespeicher	EUR	105.000	76.821	76.821	105.000	54.314
Sonstige Investitionen	EUR	273.000	273.000	273.000	273.000	499.750
Investitionen Gesamt	EUR	841.179	1.225.186	1.158.552	1.066.432	1.583.500

Tabelle 4: Zubau und Investitionen der untersuchten Biogasanlagen in Flex-Szenario C (Zielwert  $Q_p \approx 4$ )

Biogasanlagen	Einheit	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05
Zubau installierte elektrische Leistung Flex BHKW 1 $P_{el, Flex-BHKW 1}$	kW	800	400	1.560	530	800
Zubau installierte elektrische Leistung Flex BHKW 2 $P_{el, Flex-BHKW 2}$	kW	-	1.200	-	530	1.169
Leistungsquotient nach Umbau $Q_p$		4,23	4,19	4,09	3,81	4,74
Zubau Gasspeichervolumen $V_G$	m <sup>3</sup>	3.000	7.300	6.275	5.300	9.000
Zubau Wärmespeichervolumen $V_W$	m <sup>3</sup>	150	100	150	150	80
Investition Flex-BHKW 1	EUR	541.600	332.701	866.110	405.483	525.000
Investition Flex-BHKW 2	EUR	-	720.229	-	405.483	707.099
Investition Zubau Gasspeicher	EUR	65.526	100.231	92.976	85.606	171.734
Investition Zubau Wärmespeicher	EUR	105.000	76.821	105.000	105.000	67.870
Sonstige Investitionen	EUR	375.000	375.000	375.000	375.000	588.500
Investitionen Gesamt	EUR	1.087.126	1.604.983	1.439.086	1.376.571	2.060.203

## Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in die Werkzeugsammlung „BioFlex“ eingebettet. In Tabelle 5 sind wichtige Kerninformationen für den Wechsel der Biogasanlagen in den EEG-Anschlusszeitraum (EEG 2.0) zusammengestellt. Darin sind die Ausschreibungstermine genannt, die für die jeweilige Anlage das optimale Zeitfenster für eine oder mehrere Teilnahmen an den Ausschreibungen darstellen.

Tabelle 5: Daten der untersuchten Biogasanlagen im Hinblick auf die Teilnahme an einer Ausschreibung nach EEG 2017

Biogasanlagen	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05
Ende EEG-Vergütungszeitraum	31.12.2031	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2029	31.12.2027
Mögliche Termine Ausschreibung	2029/2030	2024/2025	2025/2026	2027/2028	2025/2026
Maximale Gebotshöhe ( $G_{max, el}$ ) nach EEG 2017 in EUR ct kWh <sub>el</sub> <sup>-1</sup>	14,85/14,70	15,76/15,60	15,60/15,45	15,30/15,15	15,60/15,45

Unter Berücksichtigung der Wechselfristen nach § 39f Abs. 2 EEG 2017 beinhaltet dieser Zeitraum die Ausschreibungstermine, die zwei bzw. drei Jahre vor dem Ende des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraums liegen. Dabei gilt im Hinblick auf die jährliche Degressionsrate der Gebotshöchstpreise von 1 %, dass eine Teilnahme an dem Ausschreibungsverfahren nach dem EEG 2017 zum frühestmöglichen Zeitpunkt in Betracht gezogen und die Vergütungsphase EEG 1.1 möglichst vollständig ausgenutzt werden sollte. Für BGA 04 und insbesondere für BGA 01 führen die relativ spät auslaufenden EEG-Vergütungen dazu, dass sich ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb durch die Gebotshöchstpreisdegression für diese Biogasanlagen selbst bei verhältnismäßig niedrigen Kosten im EEG 2.0 schwierig gestaltet.

In Tabelle 6 sind die Mindestgebotspreise ausgewiesen, unter denen nach heutigem Stand ein kostendeckender Weiterbetrieb der jeweiligen Anlage im Zeitraum der EEG-Anschlussvergütung möglich wäre. In Verbindung mit den maximalen Gebotshöchstpreisen der jeweiligen Ausschreibungen, die für die fünf Biogasanlagen im Rahmen ihres optimalen Teilnahmezeitraums in Betracht gezogen werden können, ergeben sich folgende Spannen zur Gebotspreisabgabe.

Tabelle 6: Gebotspreise in der Ausschreibung für einen kostendeckenden Betrieb im Zeitraum EEG 2.0

Biogasanlagen	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05
Kostendeckender Mindestgebotspreis* Szenario A in EUR ct kWh <sub>el</sub> <sup>-1</sup>	15,89	16,08	12,34	15,52	14,35
Kostendeckender Mindestgebotspreis* Szenario B in EUR ct kWh <sub>el</sub> <sup>-1</sup>	15,40	15,68	12,07	15,25	14,07
Kostendeckender Mindestgebotspreis* Szenario C in EUR ct kWh <sub>el</sub> <sup>-1</sup>	15,18	15,51	12,03	15,21	13,72

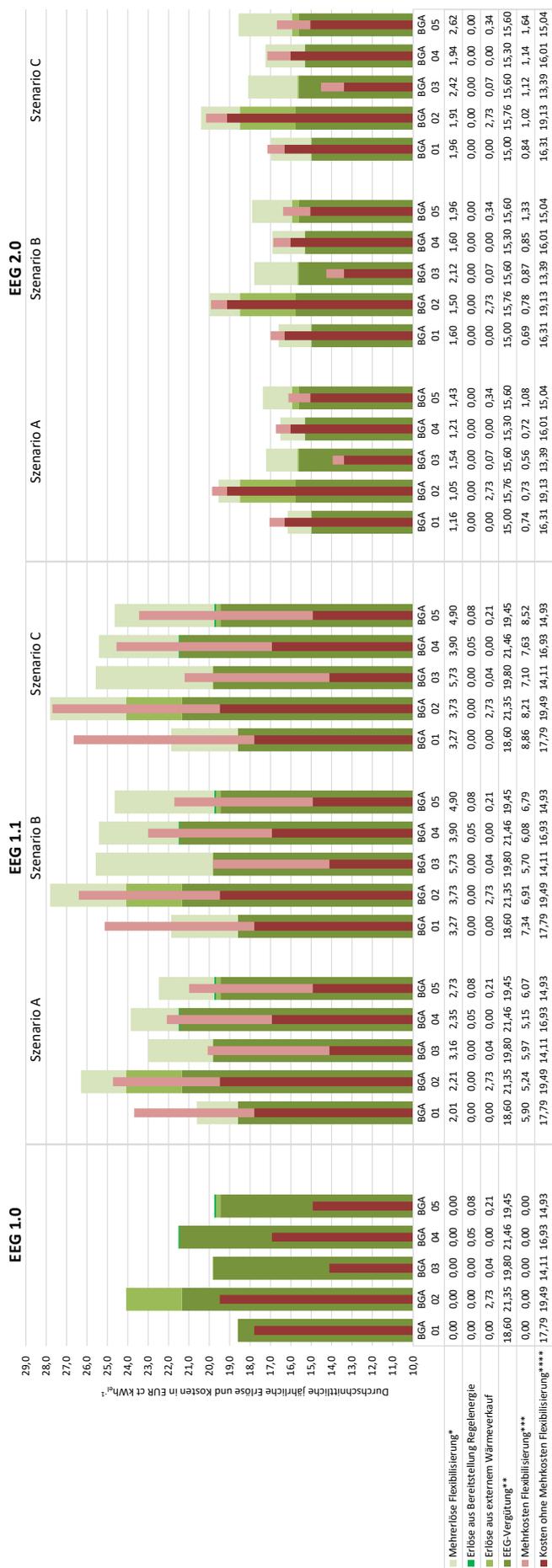
\* Abzug der Erlöse aus Wärmeverkäufen und Mehrerlöse der Flexibilisierung von den Stromgestehungskosten im EEG 2.0.

Es ist zu erkennen, dass BGA 01 zu keinem der optimalen Ausschreibungstermine mit ihrem Mindestgebotspreis an einer Ausschreibung teilnehmen könnte. Für BGA 02 und BGA 04 ist die Teilnahme an der frühestmöglichen Ausschreibung nur ab einem Leistungsquotienten von  $Q_p \approx 3$  wirtschaftlich tragfähig. Warten diese Anlagen ein weiteres Jahr mit der Teilnahme an der Ausschreibung, führt die weitere Degression des Gebotshöchstpreises dazu, dass BGA 02 nur bei einer vierfachen Überbauung ein kostendeckendes Gebot abgeben kann; bei BGA 04 ist dies dagegen nicht mehr möglich. Für BGA 03 und BGA 05 ergeben sich in allen Szenarien Spannen für die Abgabe von Gebotspreisen, die unter dem Gebotshöchstpreis der jeweiligen Ausschreibungen liegen. Diese beiden Biogasanlagen haben daher auch in einer wettbewerbsstarken Ausschreibung die Möglichkeit, durch Abgabe eines Gebots unterhalb des Höchstgebotspreises, einen erfolgreichen Zuschlag zu erhalten, um somit in die Anschlussvergütung zu wechseln.

Bei genauerer Betrachtung der Ergebnisse in Abbildung 3 fällt weiterhin auf, dass die Biogasanlagen, die in allen Szenarien kostendeckend in den Anschlusszeitraum überführt werden können, bereits im Vergütungszeitraum EEG 1.0 mit vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten betrieben wurden. Diese liegen für BGA 03 und BGA 05 bei 14,11 EUR ct kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup> bzw. 14,93 EUR ct

$\text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ . BGA 01 hat im Zeitraum EEG 1.0 dagegen Stromgestehungskosten von 17,79 EUR ct  $\text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ . Dabei bedingen hohe Stromgestehungskosten nicht zwangsweise einen wirtschaftliche Verlust in einem möglichen Anschlusszeitraum. Dies zeigt BGA 02, wo die Stromgestehungskosten, ohne Berücksichtigung von Gutschriften aus der Wärmevermarktung, im Vergütungszeitraum EEG 1.0 bei insgesamt 19,49 EUR ct  $\text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$  liegen. Diese Kosten werden jedoch durch hohe Wärmeerlöse weitgehend kompensiert, sodass diese Biogasanlage wirtschaftlich weitaus besser aufgestellt ist als BGA 01, die keine externen Wärmeerlöse aufweisen kann.

Generell kann im Vergütungszeitraum EEG 1.1 bei allen fünf Biogasanlagen ein deutlicher Anstieg sowohl der Erlöse als auch der Kosten gegenüber dem Vergütungszeitraum EEG 1.0 festgestellt werden. Dies beruht einerseits auf der Abschreibung der Kosten für die Flexibilisierung in dieser Zeit, andererseits steigen durch die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie die Erlöse teils deutlich an. Im Anschlusszeitraum EEG 2.0 sinken bei allen betrachteten Biogasanlagen die Erlöse und die Kosten wieder ab. Hierbei reduzieren sich die Erlöse insbesondere durch den Wegfall der Flexibilitätsprämie, wobei ein Teil durch den Flexibilitätszuschlag kompensiert werden kann. Zudem begrenzen die Höchstgebotspreise die erzielbaren Erlöse über die Stromvermarktung. Bei allen untersuchten Biogasanlagen können durch die Erhöhung der extern nutzbaren Wärme weitere Erlöse erzielt werden. Kostenseitig sind die Aufwendungen für die Flexibilisierung im Anschlusszeitraum EEG 2.0 auf die Instandhaltung beschränkt. Allerdings erfolgt eine Neubewertung der Biogasanlage hinsichtlich baulicher und technischer Ersatzinvestitionen in Höhe von 20 % des Erstinvestitionsvolumens.



\* EEG 1.1: Flexibilitätsprämie + Mehrerlöse Strombörse EPEX Spot, EEG 2.0: Flexibilitätszuschlag + Mehrerlöse Strombörse EPEX Spot  
 \*\* EEG 1.0 + EEG 1.1: EEG-Vergütung inklusive Boni, EEG 2.0: EEG-Vergütung ohne Boni bei erfolgreicher Teilnahme an der räumlich möglichen Ausschreibung mit Gebot in Höhe des Gebots Höchstpreises  
 \*\*\* EEG 1.1: Investition und Instandhaltung Flexibilisierung, EEG 2.0: Instandhaltung Flexibilisierung  
 \*\*\*\* EEG 1.0 + EEG 1.1: Investition und Instandhaltung Bestandsanlage + verbrauchs-, betriebsgebundene und sonstige Kosten Bestandsanlage  
 \*\*\*\*\* EEG 2.0: Neubewertung (20% vom Erstinvest) und Instandhaltung Bestandsanlage + verbrauchs-, betriebsgebundene und sonstige Kosten Bestandsanlage

Abbildung 3: Durchschnittliche jährliche Erlöse und Kosten in den drei betrachteten Zeitabschnitten

In Abbildung 4 sind die Annuitäten im Zeitraum EEG 2.0 in den drei betrachteten Szenarien dargestellt. Die Annuitäten stehen für den durchschnittlichen jährlichen Überschuss bzw. das durchschnittliche jährliche Defizit, das die Biogasanlagen über den Betrachtungszeitraum erwirtschaften. Der Betrachtungszeitraum umfasst in diesem Fall den 10-jährigen Anschlusszeitraum nach dem Ende des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraums. Angenommen wird, dass erfolgreich an der jeweils ersten möglichen Ausschreibung teilgenommen und der Gebotshöchstpreis abgegeben wurde (Abbildung 4). Für alle Anlagen ergibt sich mit steigender elektrischer Leistungsüberbauung der BHKW in den Szenarien ein positiveres Bild. Dies liegt in erster Linie an den Skaleneffekten der Investition in die Flexibilisierung, insbesondere bei den BHKW, wodurch sich die Mehrerlöse aus Flexibilitätsprämie und -zuschlag in den Szenarien B und C stärker auf die Wirtschaftlichkeit auswirken als die Mehrkosten. Dieser Effekt konnte bereits bei ähnlichen Untersuchungen festgestellt werden, wobei bestimmte Baureihen von BHKW-Herstellern in bestimmten Größenordnungen ein ökonomisches Optimum in der Größenordnung um  $P_{el} = 2$  MW erkennen lassen (WASSER 2018). Dabei können nur zwei Biogasanlagen (BGA 03 und BGA 05) in allen Szenarien mit einem durchschnittlichen jährlichen Überschuss im Anschlusszeitraum rechnen. Für BGA 02 und BGA 04 ergeben die oben beschriebenen Skaleneffekte ab einer mindestens dreifachen Überbauung der elektrischen Leistung der BHKW eine positive Gesamtannuität im Anschlusszeitraum. BGA 01 kann mit der Abgabe des maximalen Gebotshöchstpreises bei der ersten in Betracht kommenden Ausschreibung in keinem der Szenarien einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb realisieren.

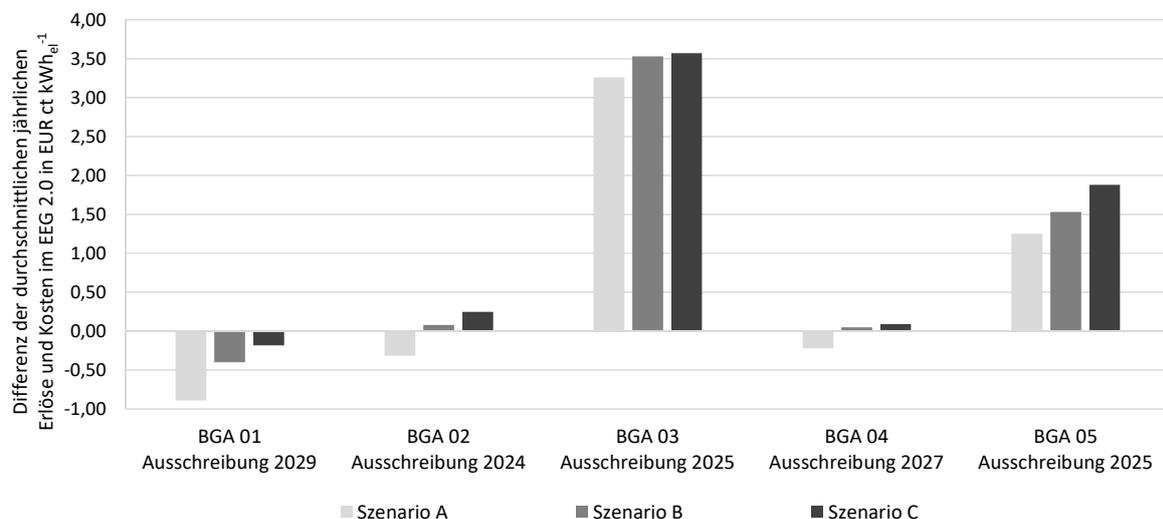


Abbildung 4: Gesamtannuitäten der Biogasanlagen im Zeitraum EEG 2.0 bei erfolgreicher Ausschreibungsteilnahme unter Abgabe des jeweiligen Gebotshöchstpreises

Die hier vorgestellten Ergebnisse werden im Kontext der angewandten Methodik zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Folgenden kritisch eingeordnet. Im Rahmen der Bewertungsmethode werden die vorhandenen BHKW nach 65.000 Betriebsstunden einer Generalüberholung unterzogen und nach insgesamt 95.000 Betriebsstunden durch ein neues BHKW mit derselben installierten elektrischen Leistung ersetzt. Dieses Vorgehen ist vor allem bei kleineren Motoren weniger praxisnah. Stattdessen ist es durchaus denkbar, dass gerade bei hoher BHKW-Leistungsüberbauung ein kleines BHKW nach Ende seiner technischen Lebensdauer ohne Ersatzinvestition außer Betrieb genommen wird. Die frei-

gewordene Verstromungskapazität kann in diesem Fall von den relativ neuen Flex-BHKW mit höherem Wirkungsgrad in Bezug auf die zu erzeugende Strommenge übernommen werden, womit sich gleichzeitig die erzeugte Jahresstrommenge und damit auch die Effizienz der Biogasanlage erhöht. Dabei geht der Biogasanlage durch Absinken des Leistungsquotienten  $Q_p$  jedoch teilweise der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag für die vom Netz gegangene elektrische Leistung des Alt-BHKW verloren. Weiterhin entsteht ein negativer Effekt bezüglich der Mehrerlöse, die Biogasanlagen an der EPEX Spot erzielen können. Da sich bei geringerer installierter BHKW-Leistung die tägliche Laufzeit der BHKW erhöht, wird dann anteilig auch zu schlechter bepreisten Stunden Strom bereitgestellt, wodurch die Mehrerlöse aus dem Fahrplanbetrieb leicht absinken.

Die Kosten für die BHKW werden ohne Restwert am Ende des Betrachtungszeitraums berechnet. Da diese aber in flexibler Betriebsweise betrieben werden, kann die tatsächliche Nutzungsdauer der Bestands-BHKW bzw. deren Ersatzbeschaffungen sowie der Flex-BHKW einen für BHKW üblichen Nutzungs- bzw. Abschreibungszeitraum von 6 bis 8 Jahren überschreiten. Die Betriebsstunden und damit auch die Abnutzung der technischen Bauteile bleiben in diesem Fall weit geringer, weshalb hier dennoch ein Restwert für die entsprechenden BHKW angesetzt werden könnte.

### Schlussfolgerungen

Bei allen fünf Biogasanlagen kann konstatiert werden, dass auf Basis der durchgeführten Berechnungen und unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen die vierfache Überbauung der BHKW-Kapazität ( $Q_p \approx 4$ ) als die ökonomisch sinnvollste Option gilt und den Flexibilitätsoptionen mit niedrigerem Zubau vorzuziehen ist. Dies liegt vor allem an den höheren Mehrerlösen aus staatlicher Förderung in Form von Flexibilitätsprämie und -zuschlag bei vergleichsweise weniger stark steigendem Investitionsbedarf für die Flexibilisierung aufgrund der Degression der spezifischen Kosten für die BHKW. Betreiber werden ihre Anlage im 10-jährigen Anschlusszeitraum unter den gegebenen Höchstgebotsgrenzen nur sehr schwer wirtschaftlich betreiben können, wenn die Biogasanlage bereits heute, z.B. aufgrund der unterdurchschnittlichen Größe ihrer Biogasanlage oder des Einsatzes teurer Substrate, hohe Stromgestehungskosten aufweist und wenn die Flexibilisierung der zusätzlichen BHKW-Kapazität nicht über die Flexibilitätsprämie refinanziert werden kann.

Durch den Wechsel teurer nachwachsender Rohstoffe hin zu kostengünstigeren landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffen sowie durch die Erhöhung der externen Wärmenutzung kann sich ein Spielraum ergeben, um die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu verbessern. Ein generell guter baulicher und technischer Zustand einer Biogasanlage, bei der bereits während des 20-jährigen Vergütungszeitraums (EEG 1.0 sowie EEG 1.1) permanent die erforderlichen Reinvestitionen sowie Wartungs- und Instandhaltungsintervalle berücksichtigt worden sind, verhindert hohe Instandhaltungsinvestitionen zu Beginn des Anschlusszeitraums EEG 2.0, was die wirtschaftliche Zukunftsfähigkeit der Biogasanlage ebenfalls erhöht. Kostentreibend könnten gesetzliche Verschärfungen der Anlagensicherheit, häufigere Wartungszyklen inklusive behördlicher Kontrollen oder strengere Grenzwerte für Emissionen der Motoren etc. wirken.

Für die Berechnung sind im Zeitraum EEG 2.0 jeweils die Höchstgebotspreise aus der frühestmöglichen Ausschreibung des optimalen Teilnahmezeitraums von zwei bis drei Jahren vor Ende der 20-jährigen EEG-Vergütung zugrunde gelegt worden. Insbesondere in den Ausschreibungen, die für Biogasanlagen späterer Jahrgänge in Frage kommen, könnte aufgrund der zunehmenden Konkurrenz in den Ausschreibungsrunden und der nach 2022 bislang nicht gesetzlich fixierten Ausschreibungs-

korridore ein erfolgreicher Wechsel ins Ausschreibungsverfahren unmöglich werden. In Abhängigkeit von der zukünftigen Ausgestaltung der Ausschreibungsvolumina ist es für einen erfolgreichen Zuschlag unter Umständen notwendig, deutlich unterhalb der in diesem Fachbeitrag dargestellten Mindestgebote zu bieten. Diese Unsicherheit sollte bei einer Risikoanalyse zum Weiterbetrieb einer Biogasanlage stets berücksichtigt werden. Da es für die Ausschreibungsvolumina nach dem Jahr 2022 derzeit noch keine gesetzlichen Vorgaben gibt (vgl. § 28 Abs. 3 EEG 2017), kann zum jetzigen Zeitpunkt allerdings noch keine verlässliche Analyse erfolgen. Um diese Problematik zu umgehen und die Chancen auf einen Zuschlag zu erhöhen, ist es weiterhin denkbar, dass Biogasanlagen sogar schon vor dem optimalen Teilnahmezeitraum in einer Ausschreibung bieten. Liegen bei erfolgreichem Gebot zwischen der Bekanntgabe des Zuschlags und dem Ende des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraums mehr als 36 Kalendermonate, muss vorzeitig in die Anschlussvergütung gewechselt werden. In diesem Fall führt die Verkürzung des Vergütungszeitraums EEG 1.1 zum Verlust von Vergütungsansprüchen aus der 20-jährigen EEG-Vergütung. Im Rahmen einer Diversifizierung von unternehmerischen Risiken kann deshalb insgesamt abgeleitet werden, dass Betreiber einer Biogasanlage alternative Geschäftsfelder für den Weiterbetrieb in die Planung stets mit einbeziehen sollten.

Als weitere große Neuerung gilt die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Diese im Jahr 2018 verabschiedete EU-Richtlinie tritt im Juni 2021 in Kraft. Die RED II sieht eine Ausweitung der Nachhaltigkeitsanforderungen für die Sektoren Strom und Wärme vor (DANIEL-GROMKE et al. 2020). Die Neufassung legt allgemein unter anderem fest, dass der Energieverbrauch in der Europäischen Union bis zum Jahr 2030 in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu mindestens 32 % aus erneuerbaren Energien kommen soll. Im Anhang VI der RED II sind bereits Standardwerte für die Treibhausgaseinsparung bei der Elektrizitätsbereitstellung aus Biogas hinterlegt (ERNEUERBARE-ENERGIEN-RICHTLINIE 2018). Damit gehen diese Neuerungen über die bisherigen Regelungen und gesetzlichen Vorgaben auf Basis der derzeit gültigen EU RED hinaus. Allgemein sind in der RED II neben dem Nachweis einer festgelegten THG-Minderung keine expliziten Kriterien zum Betrieb von (flexibilisierten) Biogasanlagen und zu Luftschadstoffen definiert. Aktuell muss die RED II noch in eine nationale Gesetzgebung überführt werden. Welche konkreten Maßnahmen, z. B. in Form baulicher oder technischer Nachrüstungen, von den Biogasanlagenbetreibern zukünftig ergriffen werden müssen, bleibt indes vorerst abzuwarten.

Die Flexibilisierung von Satellitenstandorten von Biogasanlagen kann, nach einem neuen Schiedspruch der Clearingstelle EEG vom 17. September 2019, weiterhin vorgenommen werden. Dabei wird von der Clearingstelle EEG die Position vertreten, dass ein neu hinzugebautes Flex-BHKW am bisherigen Standort des Satelliten-BHKW zur Anlage zählt und damit eine gemeinsame Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2017 bildet. Somit ist derzeit wieder eine Förderung für die flexibel bereitgestellte BHKW-Leistung über die Flexibilitätsprämie möglich (CLEARINGSTELLE EEG 2019). Zuvor hatte das Landgericht Frankfurt/Oder im April 2019 entschieden, dass die Flexibilisierung von Satellitenstandorten von Biogasanlagen durch den Zubau von BHKW-Kapazitäten generell nicht erlaubt ist. Da das Urteil des Landgericht Frankfurt/Oder keine rechtskräftige Entscheidung darstellt, kann die Entscheidung der Clearingstelle EEG von Netzbetreibern und Wirtschaftsprüfern als Grundlage herangezogen werden. Eine höchstrichterliche Entscheidung zu dieser Thematik steht derzeit noch aus, weshalb jeder Betreiber laut Empfehlung der Clearingstelle EEG eine Einzelfallprüfung vornehmen sollte. Diese sollte vor Maßnahmenbeginn mit dem zuständigen Netzbetreiber erfolgen, um eine dauerhafte Auszahlung der Flexibilitätsprämie bis zum Ende des Teilabschnittes EEG 1.1 zu gewährleisten. Ein

finales Einigungsverfahren zur Flexibilisierung von Satellitenstandorten würde sowohl für Biogasanlagenbetreiber als auch für Netzbetreiber ein größtmögliches Maß an rechtlicher Sicherheit und Verbindlichkeit schaffen. Sofern eine höchstrichterliche Entscheidung zukünftig eine gegenteilige Auffassung als die der Clearingstelle EEG ergeben sollte, würde diese allerdings erst für zukünftige Flexibilisierungsprojekte gelten (NEUMANN 2019). Die gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen sind als potenzielles Investitionsrisiko zu werten, da der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2017 für die Flexibilisierung von Satellitenstandorten bei Biogasanlagen zukünftig entfallen könnte. Dieses Risiko sollte daher von jedem Betreiber frühzeitig in der Investitionsplanung berücksichtigt werden.

Der Weiterbetrieb einer Biogasanlage über den 20-jährigen Vergütungszeitraum hinaus muss auch immer im Kontext des gesamten agrarwirtschaftlichen Betriebs betrachtet werden. Selbst bei einem marginal ökonomischen Verlustgeschäft des Betriebszweigs Biogas können die positiven Effekte bspw. aus der Weiterverarbeitung der anfallenden Gülle oder der Wärmenutzung am Standort in der Gesamtbilanz des Agrarbetriebs einen ökonomischen Vorteil darstellen. Hierbei müssen bspw. mögliche Kosteneinsparungen bei der Gülleausbringung bzw. Opportunitätskosten für die Wärmebereitstellung berücksichtigt werden, die unter Umständen das Defizit der Erlöse aus der Stromvergütung kompensieren.

Ohne eine Fortschreibung der Ausschreibungskorridore über das Jahr 2022 hinaus im Zuge einer EEG-Novellierung kann derzeit keine verlässliche Aussage über das zukünftige Verfahren zur Förderungsbestimmung getroffen werden. Die hier betrachteten Biogasanlagen müssten für einen nahtlosen Übergang in die Anschlussvergütung nach den heutigen Regelungen in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre an den Ausschreibungen teilnehmen. Ob diese zum dann vorliegenden Zeitpunkt noch in der heutigen Form stattfinden werden bzw. nach welchen rechtlichen Grundlagen in Zukunft Vergütungsförderungen für Biomasseanlagen vergeben werden, kann zum heutigen Zeitpunkt nicht final abgeschätzt werden.

## Literatur

- Barchmann, T.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Stur, M.; Weinrich, S.; Jacobi, H.F.; Liebetrau, J.; Nelles, M.I. (2016): Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung. *Landtechnik* 71(6), S. 233–251, DOI: <https://doi.org/10.1515/lt.2016.3146>
- BEE Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (2019): Positionspapier – Vorschlag für eine Weiterentwicklung der Festlegung der BNetzA zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung & Minutenreserve. [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/BEE\\_PosPapier\\_Mischpreisverfahren.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/BEE_PosPapier_Mischpreisverfahren.pdf), Zugriff am 10.04.2019
- BNetzA (2019a): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Biomasse-Anlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html), Zugriff am 10.11.2019
- BNetzA (2019b): Pressemitteilung – Förderdeckel für zusätzlich installierte Biomasseanlagen erreicht. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190831\\_Biomassedeckel.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190831_Biomassedeckel.pdf?__blob=publicationFile&v=3), Zugriff am 10.11.2019
- Clearingstelle EEG (2019): Schiedsspruch 2019/22, RELAW GmbH – Gesellschaft für angewandtes Recht der Erneuerbaren Energien, [https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2019-10/Schiedsspruch\\_2019\\_22\\_2.pdf](https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2019-10/Schiedsspruch_2019_22_2.pdf), Zugriff am 16.11.2019

- Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Barchmann, T.; Oehmichen, K.; Beil, M.; Beyrich, W.; Krautkremer, B.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Vollprecht, J.; Rühr, C. (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. In: UBA-FB V 1.3 "Erneuerbare Energien" TEXTE 24/2020, Dessau-Roßlau, Januar 2020, ISSN 1862-4804, [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30\\_texte\\_24-2020\\_biogas2030.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf), Zugriff am 13.03.2020
- Dotzauer, M.; Pfeiffer, D.; Lauer, M.; Pohl, M.; Mauky, E.; Bär, K.; Sonnleitner, M.; Zörner, W.; Hudde, J.; Schwarz, B.; Faßauer, B.; Dahmen, M.; Rieke, C.; Herbert, J.; Thrän, D. (2019): How to measure flexibility – Performance indicators for demand driven power generation from biogas plants, In: *Renewable Energy* 134, 2019, S. 135–146, DOI: 134. 135-146. 10.1016/j.renene.2018.10.021
- Dotzauer, M.; Kornatz, P.; Siegismund, D. (2018): Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen - Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für sieben Anlagenbeispiele, Agentur für Erneuerbare Energie – AEE; [https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/2391.DBFZ\\_Bewertung\\_von\\_Flexibilisierungskonzepten\\_fuer\\_Bioenergieanlagen\\_jun18.pdf](https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/2391.DBFZ_Bewertung_von_Flexibilisierungskonzepten_fuer_Bioenergieanlagen_jun18.pdf), Zugriff am 09.04.2019
- Dotzauer, M.; Lauer, M.; Schneider, J. (2016): Servant of Two Masters? Trade-Offs for Agricultural Biogas Plants Between Flexible Power Generation and Heat Cogeneration, In: *Papers of the 24th European Biomass Conference and Exhibition*, 2016, S. 1619–1622, DOI: 10.5071/24thEUBCE2016-5AO.9.1
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>, Zugriff am 16.11.2019
- EPEX Spot SE (2018): Marktdaten Day-Ahead-Auktion. EPEX SPOT SE. Paris. <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>, Zugriff am 03.03.2019
- Fachverband Biogas (2016): Biogasbranche baut Wärmebereitstellung weiter aus, Pressemitteilung vom 03.11.2016, <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-pm-14-16>, Zugriff am 15.11.2019
- Gesetz über den Ausbau erneuerbarer Energie (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017), Ausfertigungsdatum: 21.07.2017, Zuletzt geändert am 17.12.2018, Anlage 3 – Voraussetzungen und Höhe der Flexibilitätsprämie Nr. I.5, [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2017.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf), Zugriff am 06.03.2019
- Herbes, C.; Halbherr, V.; Braun, L. (2018): Factors influencing prices for heat from biogas plants. In: *Applied Energy* 221, pp. 308–318. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.03.188
- Hoffstede, U.; Stelzer, M.; Hahn, H.; Beil, M.; Krautkremer, B.; Kasten, J.; Beyrich, W. (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz – Teilvorhaben II a: Biomasse – Zwischenbericht, [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-2-biomasse.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-2-biomasse.pdf?__blob=publicationFile&v=8), Zugriff am 10.11.2019
- Karschin, I.; Geldermann, J. (2015): Efficient cogeneration and district heating systems in bioenergy villages. An optimization approach. In: *Journal of Cleaner Production* 104, pp. 305–314. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.03.086
- Lauer, M.; Dotzauer, M.; Hennig, C.; Lehmann, M.; Nebel, E.; Postel, J.; Szarka, N.; Thrän, D. (2017): Flexible power generation scenarios for biogas plants operated in Germany. Impacts on economic viability and GHG emissions. *Int. J. Energy Res.* 41(1), pp. 63–80. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.3592>
- Neumann, Hinrich (2019): Vorerst Entwarnung für Flex-BHKW. top agrar online, <https://www.topagrar.com/energie/news/vorerst-entwarnung-fuer-flex-bhkw-11855157.html>, Zugriff am 16.11.2019
- Statista (2019): Gaspreis nach Verbrauchergruppen in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2018, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154961/umfrage/gaspreis-nach-verbrauchergruppe-seit-2006/>, Zugriff am 15.11.2019
- Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hrsg.) (2017): *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*. 2. korrigierte und ergänzte Auflage, Springer, Heidelberg, S. 25–49
- Strobl, Martin (2017): EEG 2017 – betriebswirtschaftlich eine (neue) Perspektive?, In: *KTBL (Hrsg.) Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven*. FNR/KTBL-Kongress vom 26. bis 27. September 2017 in Bayreuth, Darmstadt, *KTBL-Schrift* 512, 2017, S. 76–91
- Strobl, Martin (2018): Gute Fahrpläne erhöhen die Rentabilität. In: *Flexible Biogasanlagen*, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, S. 16–17

VDI Verein Deutscher Ingenieure (2000): VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung, in der Fassung vom September 2000

Wasser, Robert (2018): Doppelt oder fünffach: Wie flexibilisieren Sie richtig? In: Flexible Biogasanlagen, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, S. 32–35

Welteke-Fabricsius, Uwe (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen. Hg. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Gülzow-Prüzen, S. 44 ff., [https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere\\_Flexibilisierung\\_Biogas\\_Web.pdf](https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf), Zugriff am 06.03.2019

## Autoren

**M. Sc. Kevin Haensel** ist ehemaliger Mitarbeiter, **M. Sc. Tino Barchmann**, **M. Sc. Martin Dotzauer** und **Erik Fischer** sind wissenschaftliche Mitarbeiter am DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Straße 116, D-04347 Leipzig. E-Mail: [tino.barchmann@dbfz.de](mailto:tino.barchmann@dbfz.de)

**Dr.-Ing. Jan Liebetrau** ist Bereichsleiter Consulting und Forschung bei Rytec GmbH, Pariser Ring 37, D-76532 Baden-Baden

## Hinweis

Teile der vorliegenden Ergebnisse wurden im Rahmen des mit Mitteln des Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) geförderten Forschungsvorhabens „Biogas-Messprogramm III – Teil 1: Faktoren für einen effizienten Betrieb von Biogasanlagen; Teilvorhaben 1: Energiebilanzierung, Flexibilisierung, Ökonomie“ (Förderkennzeichen: 22403515, Projektträger: FNR) sowie durch das von der Sächsischen Aufbaubank – Förderbank (SAB) geförderten Projektes „Ganzheitliche Regelung von Biogasanlagen zur Flexibilisierung und energetischen Optimierung – GAZELLE“ (Förderkennzeichen: 100267056) erarbeitet.