

Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen - Wirtschaftlichkeit von Anschlussszenarien

Fatih Gökgöz, Jan Liebetrau, Michael Nelles

Durch das Auslaufen der EEG-Vergütung sowie der starken Einschnitte bei der Förderung der Biogasverstromung im novellierten EEG 2017 steht die Biogasbranche vor der Frage, welche Anschlusskonzepte sowohl wirtschaftlich attraktiv als auch langfristig aussichtsreich sein könnten. Die Kraftstoffproduktion aus Biogas wäre eines der möglichen Anschlussszenarien. In mehreren Studien wird bis 2050 eine Verschiebung der Biogasverwertung von der Verstromung hin zur Kraftstoffnutzung prognostiziert. Auch die Politik strebt eine höhere Umsetzung von Bioenergie im Kraftstoffsektor an. In diesem Beitrag werden daher Anschlussszenarien mit Strom- und Kraftstoffproduktion in Biogasanlagen ökonomisch bewertet. Außerdem wird ein neuer Flexibilisierungsansatz mit anteiliger Strom- und Kraftstofferzeugung von jeweils 50% an der Biogasverwertung untersucht. Mithilfe von flexibilisierten Verstromungsfahrplänen, lokalen Daten zum Kraftstoffbedarf von Fuhrparks und eines darauf basierenden Kraftstofferzeugungsfahrplans wurde der erforderliche Biogasspeichermehrbedarf, der Hochdruckspeicherbedarf sowie die notwendige Anlagenleistung für die Kraftstoffproduktion ermittelt. Schließlich wurden mehrere Anschlussszenarien für eine repräsentative Modellbiogasanlage nach der Kapitalwertmethode ökonomisch bewertet. Beim Vergleich zeigte sich, dass die Anschlussszenarien mit Kraftstoffproduktion wirtschaftlicher sind als jene mit ausschließlicher Stromproduktion. Je nachdem, wie die geplante nationale Umsetzung der Neufassung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) realisiert wird, kann sich die Wirtschaftlichkeit – insbesondere bei der Erhöhung des Gülleanteils in der Substratzusammensetzung – deutlich verbessern.

Schlüsselwörter

Flexibilisierung, Gasaufbereitung, Biogas, Biomethan, Kraftstoff, BioCNG, Anschlusskonzept Biomethan, off-grid, netzunabhängige Aufbereitung, Hoftankstelle, lokale Betankung

Sowohl im Impulspapier des BMWi (2016) mit den veröffentlichten politischen Zielen bis 2050 als auch in der Metaanalyse von PIEPRZYK et al. (2016) ist der Trend der Biogasverwertung klar erkennbar: weniger Verstromung, dafür mehr Verwertung im Kraftstoff- und Industriesektor (Abbildung 1). Dabei stellt sich die Frage nach passenden Anlagenkonzepten, um diese Transformation möglichst ökologisch und kostenoptimal zu erreichen.

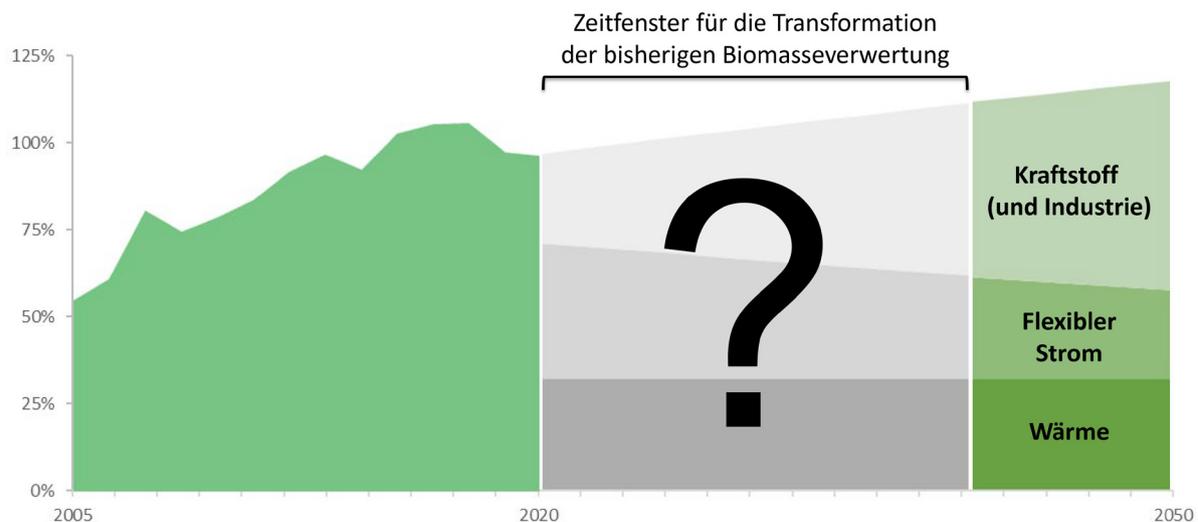


Abbildung 1: Zeitfenster mit qualitativem Verlauf von bisheriger Biomasseverwertung (FNR 2019) hin zu politisch festgelegten Zielen bis 2050 (BMWi 2016)

Ein aktuelles Problem für den Biogasanlagenbestand stellt der Wegfall der EEG-Vergütung bei vielen Anlagen dar. Viele Betreiber können mit der Anschlussvergütung nach dem EEG 2017 aufgrund des knapp festgelegten maximalen Gebotspreises und der Förderung mit dem Flexibilitätszuschlag einen wirtschaftlichen Betrieb ihrer Anlage nicht mehr sicherstellen und benötigen daher langfristig wirtschaftliche Anschlusskonzepte. Eine Möglichkeit wäre, das Biogas aufzubereiten und das Produkt Biomethan im Kraftstoffsektor abzusetzen. Bis heute konnte aber – trotz einiger Anstrengungen seitens der Initiative Erdgasmobilität und der Biomethanbranche – kein signifikanter Anstieg von Erdgas- und Biomethannutzung im Kraftstoffsektor erreicht werden. Erzeugtes Biomethan wird derzeit überwiegend zur Strombereitstellung im Rahmen des EEG verwendet. Auf der Erzeugerseite gibt es seit der Streichung des Bonus zur Gasaufbereitung im EEG 2014 keinen wesentlichen Anlagenzubaу von Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) mit Netzeinspeisungsanlagen (BGEA). Zurzeit erwägen einige BGAA-Betreiber die Außerbetriebnahme, da die Mehrkosten der Aufbereitung sich durch den aktuell sehr niedrigen Verkaufspreis nicht decken lassen (DENA 2019).

Für einen signifikanten Anteil der Biogasanlagen mit Netzeinspeisung zeigen die Analysen den Verlust der Wirtschaftlichkeit durch den Wegfall der vermiedenen Netzkosten aufgrund der zehnjährigen Befristung gemäß § 20 GasNEV (DENA 2018). Auch sind bisherige BGAA mit durchschnittlich $600 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ Biomethan (Angaben in Normkubikmeter, N = Normbedingung mit Temperatur $T_N = 273,15 \text{ K}$ entsprechend $0 \text{ }^\circ\text{C}$ und Druck $p_N = 1,01325 \text{ bar}$) bzw. $2,5 \text{ MW}_{\text{el,äq}}$ Anlagenleistung eher den größeren Biogasanlagen (BGA) zuzuordnen (DENA 2019). Deshalb besteht Bedarf an neuen Anlagenkonzepten, um möglichst viele der etwa 9.000 BGA (DANIEL-GROMKE et al. 2017) technisch umzurüsten, die Nutzung des Biomethans im Kraftstoffsektor zu verbessern, unabhängig vom EEG die Anlagenwirtschaftlichkeit zu ermöglichen und somit eine langfristige Perspektive zu bieten.

Ein mögliches Anlagenkonzept wäre die netzunabhängige Biogasaufbereitung (off-grid BGAA) mit lokalem Kraftstoffabsatz an Fuhrparks. Insbesondere für die meisten BGA im Bereich von 150 bis $750 \text{ kW}_{\text{el}}$ (DANIEL-GROMKE et al. 2017) – was einer äquivalenten Aufbereitungsleistung von 35 bis $180 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ Biomethan entspricht – sind die spezifischen Kosten für den lokalen Absatz bedeutend

geringer im Vergleich zur netzgebundenen Distribution (Abbildung 2). Bei der Ermittlung der spezifischen Kosten (Tabelle 1) wurden ausschließlich die beiden Distributionspfade, die Netzeinspeisung mit Netzeinspeiseanlage sowie der lokale Absatz mit der Tankstellenanlage, auf ihre Kosten hin untersucht, ohne den Biogaserzeugungs- und Aufbereitungsprozess mitzubetrachten (Abbildung 2, rechts, Bilanzgrenzen). Somit werden die Kosten für die Rohgasproduktion als auch für die Aufbereitung nicht miteinkalkuliert und nur die Kosten der beiden Distributionsarten verglichen.

Tabelle 1: Vergleich der spezifischen Kosten der beiden Distributionsansätze – Netzeinspeisung gegenüber lokalem Absatz

Kennwerte	Einheit	Anlagengröße in m ³ h ⁻¹ Biomethan (kW _{el,äq})			
		25 (104)	50 (208)	100 (417)	150 (625)
Spezifische Kosten BGAA-Ansatz Ø	ct kWh ⁻¹ _{Hi}	11,30	5,72	2,89	1,94
Spezifische Kosten Off-grid-Ansatz Ø	ct kWh ⁻¹ _{Hi}	4,23	2,92	2,34	1,73
Spezifische Einsparung durch Off-grid	ct kWh ⁻¹ _{Hi}	7,07	2,80	0,55	0,21
Totale Kosten pro Jahr BGAA-Ansatz	€ a ⁻¹	247.492	250.378	253.352	255.133
Totale Kosten pro Jahr Off-grid-Ansatz	€ a ⁻¹	92.637	127.896	204.984	227.322
Einsparung mit Off-grid-Ansatz	% a ⁻¹	62,6%	48,9%	19,1%	10,9%
Totale Einsparung mit Off-grid-Ansatz	€ a ⁻¹	154.855	122.482	48.368	27.811

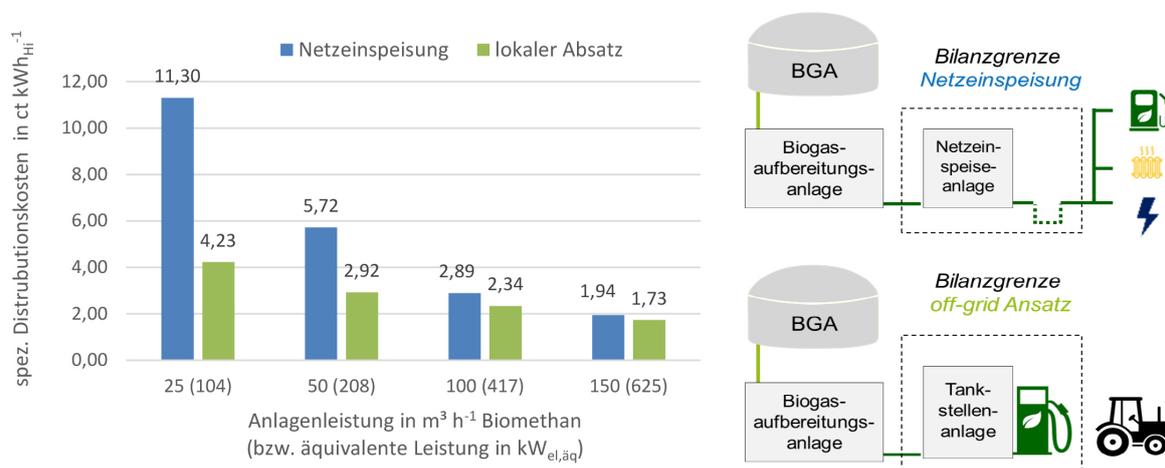


Abbildung 2: Spezifischer Kostenvergleich der Distributionsansätze Netzeinspeisung und Off-grid-Ansatz für Biomethan (Netzeinspeisungskosten aus eMikroBGAA (BEIL und DANIEL-GROMKE 2019), Off-grid-Kosten eigene Berechnung)

Die spezifischen Kostendaten für die Netzeinspeisung stammen aus der Studie eMikroBGAA (BEIL und DANIEL-GROMKE 2019), welche mit den Kostendaten aus der Studie von IRENA (2018) übereinstimmen. In der eMikroBGAA-Studie wurden dabei nur die gedeckelten Kosten für den Anlagenbetreiber bis zu 250.000 € berücksichtigt. Zusätzliche Kosten, die der Netzbetreiber bei der netzgebundenen Distribution zu tragen hat, werden hier nicht berücksichtigt. Somit liegt hier ein ausschließlich

betriebswirtschaftlicher Vergleich vor. Die Kosten für den lokalen Absatz stammen aus den Berechnungen, welche im Rahmen dieses Fachbeitrages erfolgten. Bei den spezifischen Distributionskosten ist der Effekt des „Economy of scale“ deutlich zu erkennen. Mit kleiner werdender Anlagenleistung steigen die spezifischen Kosten. Dabei ist deutlich erkennbar, dass die spezifischen Kosten bei der Netzeinspeisung stärker ansteigen als bei der lokalen Distribution mittels Tankstelle. Der prozentuale Kostenvorteil der lokalen Distribution gegenüber der Netzeinspeisung befindet sich je nach Anlagenleistung zwischen 11 und 63%. Anzumerken ist aber, dass trotz einer kostengünstigen Distribution, die spezifischen Kosten für kleinere BGAA aktuell noch sehr hoch sind. Grund hierfür ist neben dem Skaleneffekt die nicht existierende Nachfrage in Deutschland an kleineren Anlagen, wodurch die Hersteller eher teure Pilotanlagen in Einzelfertigung anbieten. Zukünftig soll sich das wohl ändern. Zwei Anlagenhersteller gaben in zwei Fachveranstaltungen Ende 2019 relativ günstige Preisauskünfte für Kleinstaufbereitungsanlagen zwischen 6 und 48 m³ h⁻¹ Biomethan ab, unter der Voraussetzung, dass auch ausreichende Auftragsbestellungen eingehen (handschriftl. Mitschriften: Vortrag U. Oester, IBBK-Konferenz 15.10.2019 in Schwäbisch Hall; Vortrag A. Lenger, Biogas Convention 12.12.2019 in Nürnberg).

Neben den geringeren spezifischen Investitionskosten gibt es einen weiteren, unter Umständen weitaus wichtigeren Punkt für die lokale Distribution, nämlich die zusätzlichen Erlöse aus der Treibhausgasvermeidungsquote (kurz THG-Quote), die der Betreiber erzielen kann. Durch das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen, welche gegenüber fossilen Kraftstoffe weniger Emissionen verursachen, kann die eingesparte Menge als THG-Quote an quotenverpflichtete Mineralölunternehmen veräußert werden, entweder direkt oder mithilfe von Quotenvermittlern und -händlern. Dadurch können BGA-Betreiber von lokalen Tankstellen zusätzlich zum Verkaufswert des Biomethans (Referenzpreis von erdgasbasiertem CNG-Kraftstoff von netto 5,4 ct kWh⁻¹_{Hi} ohne MwSt. und Energiesteuer, Hi = Heizwert) einen Erlös durch den THG-Quotenhandel von 4,5 bis 5,5 ct kWh⁻¹_{Hi} erwarten (abhängig vom Emissionseinsparung des Biokraftstoffes und dem Preis für die Kraftstoffquote, aktuell ca. 200 € t_{CO₂}⁻¹, s. S. 18). Der Referenzpreis für CNG-Kraftstoff wird mit brutto 1,10 € kg⁻¹ wie an einer öffentlichen Tankstelle angenommen. Im Vergleich dazu würde der BGA-Betreiber bei der Distribution über die Netzeinspeisung aktuell als Erlös für das eingespeiste Biomethan durchschnittlich nur 7,1 ct kWh⁻¹_{Hi} einnehmen. Infolgedessen hat der Biogasanlagen- und Tankstellenbetreiber durch das Inverkehrbringen des Biokraftstoffes einen Mehrerlös von rund 3 ct kWh⁻¹_{Hi}. Mit der geplanten nationalen Umsetzung der Neufassung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II 2018) bis spätestens 2021 steigen diese Einnahmen aus dem THG-Quotenverkauf noch weiter an und können je nach THG-Quotenwert sogar weit über dem Kraftstoffpreis liegen.

Für eine lokale Distribution ist allerdings eine grundlegende Anforderung zu erfüllen: ein möglichst zeitnaher und kontinuierlicher Kraftstoffabsatz, womit sehr wahrscheinlich nur unternehmerisch betriebene Fuhrparks als direkte Abnehmer in Frage kommen. In einem Pilotversuch für private Pkw-Fahrzeuge lagen die Ergebnisse unter den Erwartungen (BALA et al. 2009). Zudem zeigen die Zahlen der Initiative Erdgasmobilität (DENA 2016), dass die Bevölkerung trotz Kraftstoffkosteneinsparungen nur sehr langsam auf den alternativen CNG-Antrieb wechselt. Deshalb sollte die Entwicklung eines Anschlusskonzeptes mit Kraftstoffproduktion für eine Post-EEG-Biogasanlage möglichst auf die Distribution an lokale Fuhrparks mit Nutzfahrzeugen ausgerichtet werden, um eine definierte, möglichst gleichmäßig ausgelastete Kraftstoffproduktion und einen entsprechenden Kraftstoffabsatz zu erreichen. Auch wenn Anlagenkonzepte mit Kraftstoffproduktion bei steigenden Quotenpreisen

wirtschaftlich aussichtsreich erscheinen, ist es wichtig diesen neuen Verwertungspfad ökonomisch für verschiedene kraftstoffbasierte Anschlusskonzepte detailliert zu bewerten und mit den heute bekannten strombasierten Anschlusskonzepten zu vergleichen.

Bei den strombasierten Anschlusszenarien wird für die zehnjährige Anschlussvergütung nach dem EEG 2017 eine Flexibilisierung der Verstromungskapazität erforderlich, in dem eine mindestens doppelt so große BHKW-Leistung in Bezug auf die Bemessungsleistung vorgehalten wird. Gegenüber der üblichen Flexibilisierung mit Überbauung der BHKW-Leistung, welche Investitionen durch den Zubau von BHKW, Trafo- und Gasspeicherkapazität usw. erfordert, gibt es auch die Möglichkeit, die Bemessungsleistung des ursprünglichen BHKW-Anlagenbetriebs zu halbieren. Der Vorteil liegt darin, dass dadurch keine zusätzlichen Investitionen in die Flexibilisierung anfallen. Allerdings muss dafür auch die Biogasproduktion reduziert werden, sodass 50 % des vorhandenen Biogaserzeugungspotenzials der Anlage ungenutzt bleiben. Dieser Nachteil könnte dadurch umgangen werden, indem die verbliebenen 50 % der Biogasproduktion für die Kraftstoffproduktion verwendet werden. Somit ergibt sich ein neuer Flexibilisierungsansatz in Kombination mit der Kraftstoffproduktion: durch die Reduzierung der BHKW-Bemessungsleistung und Nutzung des verbleibenden Biogaserzeugungspotenzials für eine anteilige Kraftstoffproduktion. Hierdurch ergibt sich für den Anlagenbetreiber der Vorteil, dass sowohl die EEG-Anschlussförderung inkl. des Flexibilisierungszuschlags als auch zusätzliche Erlöse durch den lokalen Kraftstoffabsatz eingenommen werden können.

Weiterhin besteht Optimierungspotenzial durch die Verschneidung der zeitlichen Verläufe des Bedarfs für beide Nutzungen. Aus rechtlicher Sicht steht einer fortführenden gleichbleibenden Biogasproduktion bei reduzierter Stromproduktion nichts entgegen, da die Restriktionen bezüglich der Flexibilisierung im EEG 2017 nur für die Stromerzeugung gelten (MASLATON 2017). Im Rahmen dieser Untersuchung wird eine typische landwirtschaftliche Biogasanlage mit einer üblichen Substratzusammensetzung (z.B. Maissilage und Rindergülle) sowie eine Vor-Ort-Verstromung mit 500 kW_{el} Leistung betrachtet. Für diese Biogasanlage werden mehrere technisch und rechtlich sofort umsetzbare Anschlusskonzepte mit anteiliger oder kompletter Strom- und Kraftstoffproduktion definiert und die Wirtschaftlichkeit ermittelt und verglichen. In der Literatur sind einige Untersuchungen verfügbar, die sich mit der Wirtschaftlichkeit von BGAA mit Off-grid-Ansätzen beschäftigen und ihre Wirtschaftlichkeit diskutieren (HORNBACHNER et al. 2009, SCHOLWIN und GROPE 2017). Eine ökonomische Bewertung von strom- und kraftstoffbasierten Anschlusszenarien für Bestandsanlagen im Post-EEG-Zeitraum, insbesondere für verschiedene THG-Quotenerlöswerte, wurde jedoch noch nicht vorgenommen. Die Auswirkungen auf den Biogasspeichermehrbedarf, den Hochdruckspeicherbedarf sowie die erforderliche Aufbereitungsleistung wurden bislang nicht mit konkreten lokalen Betankungsdaten untersucht.

Ziel dieser Arbeit ist es,

- die technischen Kennwerte zur Aufbereitungsleistung und zum Hochdruck- und Rohbiogasspeicher der verschiedenen Anlagenkonstellationen zu ermitteln und
- die Kapitalwerte der Anschlusszenarien zu berechnen und ökonomisch zu bewerten.

Material und Methoden

Zur Bewertung der verschiedenen Anschlusszenarien im Hinblick auf die verschiedenen Erlöspotenziale für Strom und Kraftstoff sowie die individuellen Kosten für die jeweilige Anlagenkonstellation wurde ein Modellverbund mit fünf Komponenten genutzt (Abbildung 3).

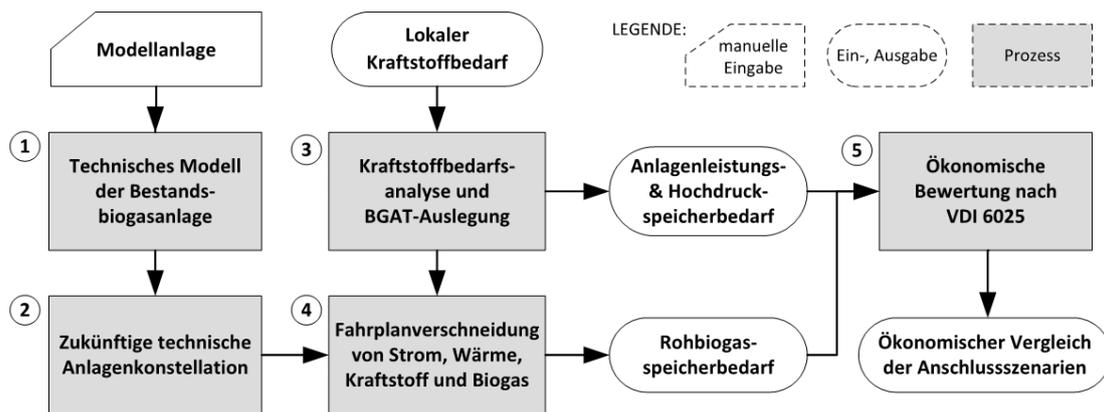


Abbildung 3: Fünf Modellkomponenten im Blockschema (dargestellt als rechteckige Prozesse) zur ökonomischen Bewertung der Anschlusszenarien

Technische Parameter der Modellbiogasanlage

In der ersten Komponente wird die Modellanlage technisch festgelegt, indem vereinfacht eine Biogasanlage im ländlichen Raum mit 485 kW elektrischer Bemessungsleistung betrachtet wird, dies entspricht 500 kW an installierter elektrischer Leistung bei 8.500 Vollbenutzungsstunden. Die Modellbiogasanlage produziert 4.250.000 kWh_{el} Strom und 4.781.250 kWh_{th} Wärme bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 40% und einem thermischen Wirkungsgrad von 45%. Die Anlage verfügt über einen insgesamt 2.200 m³ großen Biogasspeicher verteilt auf den Hauptfermenter und den Nachgärer sowie ein abgedecktes gasdichtes Gärrestlager. Die gewählte Substratmischung besteht aus 40% Rindergülle und 60% Maissilage. Die Angaben von Substratanteilen sind massebezogen. Alle anlagenbezogenen Parameter für die Modellbiogasanlage sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Anlagenbezogene Parameter der Modellbiogasanlage im Ausgangsszenario

Leistungsbezogene Parameter	Wert	Weitere Parameter	Wert
Installierte elektrische Leistung	500 kW _{el}	Vorhandener Biogasspeicher	2.200 m ³
Elektrische Bemessungsleistung	485 kW _{el}	Vollbenutzungsstunden	8.500 h a ⁻¹
Stromeinspeisung	4.250.000 kWh _{el}	Substratanteil Maissilage	60%
Externer Wärmeabsatz 40 %	1.912.500 kWh _{th}	Substratanteil Rindergülle	40%
Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad	40% / 45%	Methangehalt im Biogas	52,8%

Im Ausgangsszenario beginnt die Inbetriebnahme der Modellbiogasanlage im Jahr 2001 und endet nach 20-jähriger EEG-Vergütung zum Ende des Jahres 2020. Um die Komplexität in der ökonomischen Bewertung gering zu halten, wird angenommen, dass das BHKW seine Lebensdauer bis Ende

2020 erreicht und somit neue BHKW für die Anschlussperiode berücksichtigt werden müssen. Für die Übertragbarkeit der ökonomischen Ergebnisse in die Praxis spielt diese Annahme aber eher eine untergeordnete Rolle, da die Anlagenkosten mithilfe der Restwertberechnung für die Abnutzung während des Betrachtungszeitraum entsprechend einkalkuliert werden.

Zukünftige technische Anlagenkonstellation

In der zweiten Modellkomponente werden sieben mögliche Anschlusszenarien A bis G für die Modellbiogasanlage vorgestellt, die nach Ende der ersten 20-jährigen EEG-Förderperiode ansetzen (Abbildung 4). Im Jahr 2021 erfolgt dann nahtlos die Inbetriebnahme der jeweils sieben unterschiedlichen Anlagenkonstellationen. Diese werden so gewählt, dass sowohl Flexibilisierungsansätze mit Verstromung (A bis C), die in der Praxis häufig anzutreffen sind, als auch neue Ansätze mit anteiliger Strom- und Kraftstoffproduktion (D bis F) sowie die komplette Umstellung auf Kraftstoffproduktion (G) einzeln betrachtet werden, um sie nachher in der ökonomischen Bewertung miteinander zu vergleichen. Dabei wird die Grundvoraussetzung für die Teilnahme an der 10-jährigen Anschlussförderung nach dem EEG 2017, die doppelte BHKW-Leistung in Bezug auf die Bemessungsleistung, mitberücksichtigt. In den Szenarien mit der Verstromung (A bis F) wird somit die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren am EEG 2017 mitbetrachtet. Der Betrachtungszeitraum für die ökonomische Bewertung der Szenarien wird auf 10 Jahre begrenzt, da die konkreten Klimaziele (RED II, BIOKRAFT-NACHV 2009, BImSchG) und die Förderung von Biokraftstoffen nur bis 2030 reguliert sind. Darüber hinaus ist das weitere Vorgehen noch ungewiss. In Abbildung 4 stellt die Höhe der Balken qualitativ die erforderliche Biogasproduktion dar. Je nach Flexibilisierungsgrad (0,5-fach, 2-fach, 4-fach) sowie dem Verwertungspfad (Strom, Kraftstoff) wird die Biogasverwertung gegenüber dem Ausgangsszenario mit konstanter Verstromung (hellblauer Balken) umgestellt.

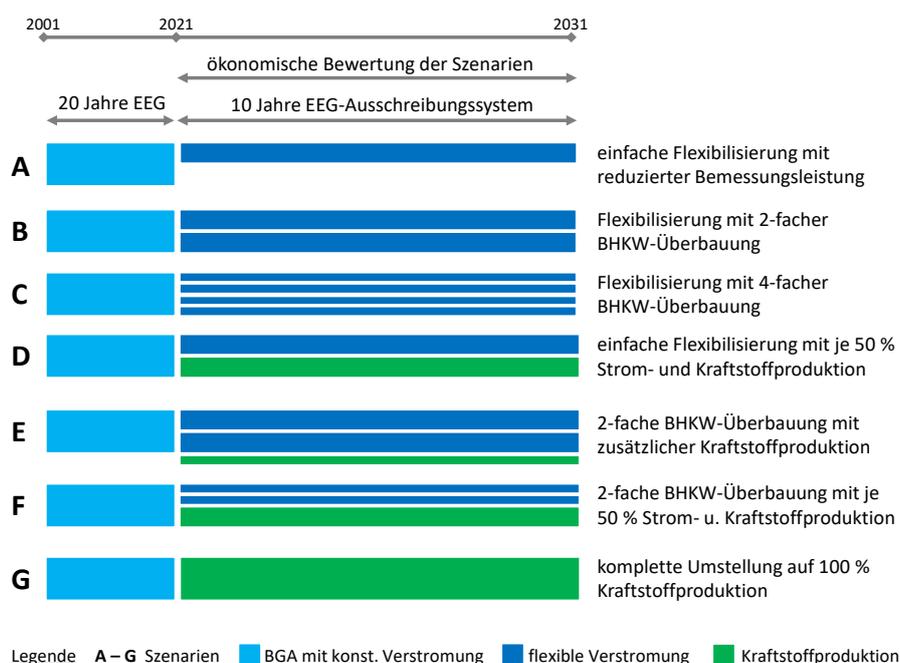


Abbildung 4: Sieben Anschlusszenarien für bestehende BGA nach Wegfall der ersten EEG-Förderperiode

Das *Szenario A* basiert auf einer einfachen Flexibilisierung mit reduzierter Bemessungsleistung, die ohne erhöhte Verstromungskapazität auskommt, indem das BHKW nur noch zur Hälfte betrieben wird. Der Vorteil liegt darin, dass keine zusätzlichen Investitionen vonnöten sind und der Betreiber an der Gesamtanlage nichts ändern muss. Dafür bleibt aber 50 % der möglichen Biogasproduktion ungenutzt und somit auch die Möglichkeit Mehrerlöse zu generieren. Im *Szenario B* und *C* erfolgen die Flexibilisierungen mit 2-facher bzw. 4-facher BHKW-Überbauung. Hier muss der Anlagenbetreiber für die erhöhte Verstromungskapazität Investitionen tätigen, kann dadurch aber weiterhin mit derselben Bemessungsleistung einspeisen und Mehrerlöse am EPEX Spotmarkt durch eine preisoptimierte Fahrweise erzielen. Im nächsten *Szenario D* wird eine anteilige Strom- und Kraftstoffproduktion mit je 50 % Biogasverwertung untersucht. Hier liegt die gleiche Vorgehensweise wie im Szenario A vor, mit dem einzigen Unterschied, dass diesmal die verbliebenen 50 % an Biogasproduktion in der Kraftstoffproduktion genutzt und somit das volle Potenzial der Biogaserzeugungskapazität in der Biogasanlage ausgeschöpft wird. Das *Szenario E* wurde analog zum Szenario B mit der 2-fachen BHKW-Überbauung und einer zusätzlichen geringeren Kraftstoffproduktion entwickelt. Hierfür ist eine erhöhte Biogasproduktion als bisher erforderlich, welche unter Berücksichtigung rechtlicher und technischer Aspekte durchaus in Grenzen erfolgen kann. Im *Szenario F* wird die Möglichkeit einer anteiligen flexiblen Verstromung von 50 % des Biogases sowie einer Kraftstoffproduktion von 50 % betrachtet. Analog zu Szenario D wird hier somit der Effekt der möglichen Mehrerlöse am EPEX Spotmarkt durch die zweifache BHKW-Überbauung untersucht. Abschließend wird beim *Szenario G* die komplette Umstellung der bisherigen Verstromung auf die Kraftstoffproduktion untersucht. Die technischen anlagen- und leistungsbezogenen Daten der vorgestellten Anschlusszenarien zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3: Anlagenbezogene Daten der verschiedenen Anlagenkonstellationen

Anlagendaten	Einheit	A	B	C	D	E	F	G
Installierte BHKW-Leistung	kW _{el}	500	1.000	2.000	500	1.000	1.000	0
Installierte BGAT-Leistung*	m ³ h ⁻¹ CH ₄	0	0	0	85	25	85	150
Bemessungsleistung								
BGA	kW _{el, äq}	243	485	485	485	554	485	484
BHKW el.	kW _{el}	243	485	485	243	485	243	0
BHKW th.	kW _{th}	273	546	546	273	546	273	0
BGAT el, äq	kW _{el, äq}	0	0	0	242	68	242	484
BGAT	m ³ h ⁻¹ CH ₄	0	0	0	58,7	16,7	58,7	117,3
Primärenergiebedarf								
BGA	Mio. kWh _{Hi} a ⁻¹	5,313	10,625	10,625	10,612	12,125	10,612	10,598
BHKW	Mio. kWh _{Hi} a ⁻¹	5,313	10,625	10,625	5,313	10,625	5,313	0
BGAT	Mio. kWh _{Hi} a ⁻¹	0	0	0	5,300	1,500	5,300	10,598

* BGAT: Biogasaufbereitungs- und Tankstellenanlage

Die elektrisch installierte Leistung variiert je nach Flexibilisierungsgrad. Die installierte Biogasaufbereitungs- und Tankstellenanlage (BGAT) wird in m³ h⁻¹ angegeben und wurde für drei Größen untersucht: 25, 85 und 150 m³ h⁻¹ Biomethan. Zum Verständnis der Größenordnung der BGAT wird

die Leistung in $\text{kW}_{\text{el,äq}}$, bezogen auf die BHKW-Leistung in der Modellbiogasanlage, angegeben. Der Primärenergiebedarf (Biogasproduktion) in Szenario E mit zusätzlicher Kraftstoffproduktion durch zusätzliche Biogasproduktion beträgt rund 12,1 Mio. kWh_{HI} . Bei einem Methangehalt von 52,8% befindet sich die erzeugte Biogasmenge somit unter dem gesetzlich festgelegten Höchstwert von 2,3 Mio. m^3 Biogas a^{-1} . Bei den anderen Szenarien D, F und G mit Kraftstoffproduktion beläuft sich die Biogasproduktion in derselben Größenordnung wie im Ausgangsszenario.

Kraftstoffbedarfsanalyse und BGAT-Auslegung

In der dritten Komponente wird mittels vorhandener Daten über den lokalen Kraftstoffverbrauch das Kraftstoffbedarfsprofil sowie die erforderliche technische Anlagenauslegung für eine zuverlässige uneingeschränkte Kraftstoffversorgung ermittelt. Das Kraftstoffbedarfsprofil und der damit verbundene Kraftstoffabsatz sind ausschlaggebend für die technische Auslegung sowie die Anlagenauslastung der Anlage und somit für die Anlagenwirtschaftlichkeit. Je gleichmäßiger das Bedarfsprofil und somit je niedriger die Schwankungen im Bedarf sind, desto geringer ist die notwendige Anlagenüberdimensionierung und somit die resultierenden Anlagenkosten. Für die ökonomische Bewertung spielt deshalb neben der Kraftstoffabsatzmenge das Bedarfsprofil eine erhebliche Rolle.

Aus diesem Grund wird insbesondere zur Glättung des stark saisonal geprägten landwirtschaftlichen Absatzprofils mit großen Schwankungen ein Standort ausgewählt, an dem der Kraftstoffverbrauch einer saisonal betriebenen Traktorflotte (Agrarbetrieb) mit einer kontinuierlich betriebenen Busflotte (ÖPNV) kombiniert werden kann. Die Biogasanlage und die Traktorflotte werden von einer Agrargenossenschaft betrieben, die im Rahmen der Studie die erforderlichen Betankungsdaten zur Verfügung stellten. Das ÖPNV-Unternehmen, dessen Busdepot sich in ca. 5 km Entfernung befindet, bekundete Interesse an einer zeitnahen Umstellung der Busflotte auf CNG-Antrieb, womit dieser als zusätzlicher externer Absatz mitberücksichtigt wird.

Mittels dieser Kraftstoffverbrauchsdaten wird nun ein aggregiertes Kraftstoffbedarfsprofil über 8.760 Jahresstunden bzw. 52 Wochen erstellt. Der Kraftstoffabsatz wird mit 50% intern an landwirtschaftlichen Maschinen und 50% extern an ÖPNV-Busse festgelegt. Hierfür wurden nacheinander die folgenden Schritte vollzogen:

1. Die Betankungsdaten der Fahrzeugflotte wurden aus der internen Diesel-Hoftankstelle der Agrargenossenschaft als CSV-Datensheet extrahiert. Neben den einzelnen Betankungsmengen wurden auch das Betankungsdatum und die -uhrzeit aufgezeichnet.
2. Die Betankungsdaten des lokalen Busbetriebshofs konnten mithilfe der öffentlich zugänglichen Fahrplanauskünfte, den Fahrzeugtypen sowie den üblichen Betankungszeiten kalkuliert werden.
3. Diese Betankungsdaten wurden in einer Matrix mit 365 Tagen á 24 Stunden entsprechend der Betankungszeit zugeordnet und der lokal aggregierte Bedarf wurde für 8.760 Jahresstunden abgebildet.

Eine exemplarische Darstellung der Kraftstoffabsatzprofile (in Dieselliter) bezogen auf die interne und externe Kraftstoffversorgung mit Biomethan ist in der Abbildung 5 zu sehen. Die Unterschiede in den Verläufen ergeben sich durch die unterschiedlichen Kraftstoffproduktionsmengen in den Szenarien (Tabelle 3).

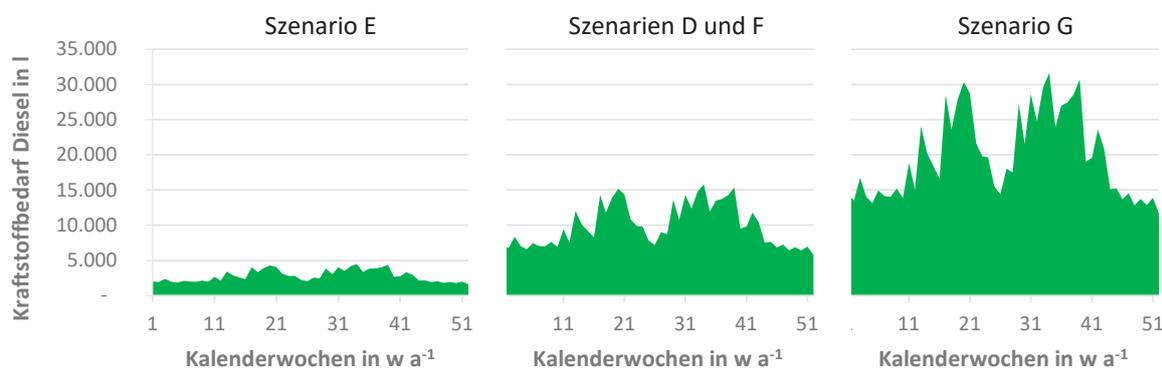


Abbildung 5: Aggregierte Kraftstoffbedarfsprofile für die Szenarien E, D und F sowie G (w = Woche)

Anhand der Matrix mit den aggregierten Kraftstoffverbrauchsdaten kann die technische Anlagenauslegung für die Kraftstoffproduktionsanlage erfolgen. Als Erstes wurde hierfür der Fahrplan für die Kraftstofferzeugung stündlich auf Basis des Kraftstoffverbrauchs und des Hochdruckspeichergangs generiert (Tabelle 4).

Tabelle 4: Auszug aus der Fahrplangenerierung für den BGAT-Betrieb anhand des lokalen Kraftstoffbedarfs (exemplarisch für die Szenarien D und F)

Zeit in d	Zeit in h	Kraftstoffverbrauch in kg	Kraftstoff-erzeugung in kg	Kraftstoff-deckung in kg	Hochdruck-speichergang in kg	Biogas-verbrauch in m ³
1	1	16,6	0,0	-16,6	-16,6	0
1	2	16,6	67,8	51,2	34,5	181,1
1	3	16,6	67,8	51,2	85,7	181,1
...
...
365	8.759	16,6	0	-16,6	747,5	0
365	8.760	16,6	0	-16,6	730,8	0

Mithilfe der Verbrauchs- und Erzeugungsfahrpläne kann nun für jede Jahresstunde die positive bzw. negative Deckung des Bedarfes und daraus wiederum der Hochdruckspeichergang ermittelt werden. Der Verlauf des Hochdruckspeichergangs ist in der Abbildung 6 exemplarisch für das Szenario D dargestellt. Der saisonal anfallende Kraftstoffbedarf des Agrarbetriebs ist im Frühling und Frühsommer sowie im Spätsommer und Herbst hoch. Dadurch ergeben sich in diesen Zeiträumen aufgrund der unzureichenden Deckung des Kraftstoffbedarfs durch die lokale Produktion negative Werte im Speichergang. Auf Basis dieses virtuellen Hochdruckspeichergangs kann durch die Differenz aus dem maximalen und minimalen Wert des Speichergangs der Hochdruckspeicherbedarf berechnet werden. Die Bestimmung der Anlagenleistung erfolgt dabei iterativ für jedes Szenario so, dass der Betrag für die Gesamtinvestition (BGAT, Hochdruckspeicher-, Biogasspeicherbedarf) minimal ist. Anhand dieser Berechnungsmethodik kann der individuelle Hochdruckspeicherbedarf für die verschiedenen Anlagenkonstellationen mit Kraftstoffproduktion ermittelt (Tabelle 5) werden. Dies ermöglicht die ökonomische Vergleichbarkeit der Anschlusszenarien.

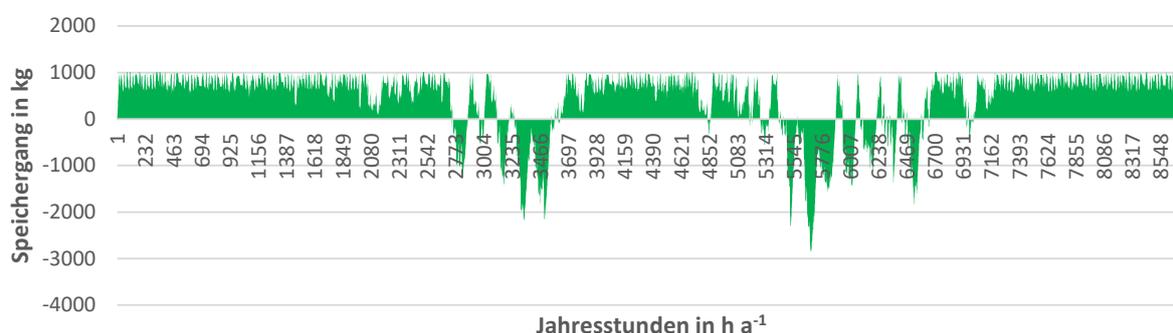


Abbildung 6: Hochdruckspeichergang über 8.760 Jahresstunden (exemplarisch für das Szenario D)

Tabelle 5: Technisch erforderliche Auslegung für die BGAT (Kraftstoffproduktion) in den Szenarien D bis G

Szenarien mit Kraftstoff	Anlagengröße Biomethan in m ³ h ⁻¹	Anlagen-auslastung in %	Durchschnittliche Leistung in m ³ h ⁻¹	Äquivalente Leistung in kW _{el,äq,bem*}	Hochdruck-speicherbedarf in kg
D	85	69,0 %	58,7	243	3.890
E	25	66,4 %	16,6	69	1.063
F	85	69,0 %	58,7	243	3.890
G	150	78,2 %	117,3	485	19.733

* bem: Bemessungsleistung.

Fahrplanverschneidung von Strom, Wärme, Kraftstoff und Biogas

Die vierte Modellkomponente bildet die Verschneidung der Fahrpläne von Strom, Wärme, Kraftstoff und Biogas mit den größtenteils diskontinuierlich anfallenden Verbrauchsmengen. Hierfür wurde die methodische Vorgehensweise von DOTZAUER et al. (2018) sowie die vom DBFZ entwickelte „BioFlex-Werkzeugsammlung“ als Basis verwendet und um den Kraftstoffpfad erweitert. Dazu wird der generierte Fahrplan für die Kraftstoffherzeugung und den Verbrauch aus der 3. Komponente gemeinsam mit den anderen Prozessen in der BGA, Produktion und Verbrauch von Biogas, Strom und Wärme, in eine gemeinsame stündlich ausgewertete Matrix zusammengefasst (Tabelle 6). In der Tabelle sind für 8.760 Jahresstunden im Jahr 2017 die prozessrelevanten Größen, die Erzeugung, der Verbrauch und der Speichergang, für die lokal erzeugten Energiearten zu sehen. Beim elektrischen Strom werden statt des Verbrauchs und des Speichergangs die Preise für den kurzfristigen Stromgroßhandel (EPEX SPOT SE 2018) sowie die entsprechenden Erlöse aufgelistet. Durch die Verschneidung ergibt sich der individuelle Rohbiogasspeicherbedarf für die sieben Anlagenkonstellationen und die unterschiedlichen Fahrplanbetriebe.

Tabelle 6: Auszug der Fahrplanverschneidung von Strom, Wärme, Kraftstoff, Biogas (exemplarisch für die Szenarien D und F)

Tag	Stunde	Biogas			Strom		Wärme			Kraftstoff		
		E	V	SG	E	P	E	V	SG	E	V	SG
d	h	in kWh _{Hi}			in kWh _{el} in € MWh ⁻¹		in kWh _{th}			in kg		
1	1	1.265	0	8.015	0	21	0	163	1.837	0	17	-17
1	2	1.265	905	8.375	0	21	0	169	1.668	68	17	35
1	3	1.265	905	8.735	0	18	0	167	1.501	68	17	86
...
...
365	8.759	949	1.247	29.209	500	1,9	556	152	1.904	0	17	898
365	8.760	949	0	30.157	0	-0,9	0	126	1.778	0	17	881

E = Erzeugung, V = Verbrauch, SG = Speichergang, P = EPEX-Preis

Aus Abbildung 7 kann der erforderliche Rohbiogasspeicherbedarf abgelesen werden, indem die Differenz aus dem maximalen und minimalen Wert des Speicherganges berechnet wird. Der tatsächliche Biogasspeicherbedarf (Tabelle 7) liegt allerdings noch höher, da eine zusätzliche untere und obere Sicherheitsgrenze von je 10% sowie ein Korrekturfaktor aufgrund von Messungenauigkeiten von 1,25 einkalkuliert werden (BARCHMANN et al. 2016). Es ergibt sich, dass in allen Szenarien außer im Szenario A zusätzliche Speicherkapazitäten zur vorhandenen Speicherkapazität von 2.200 m³ benötigt werden.

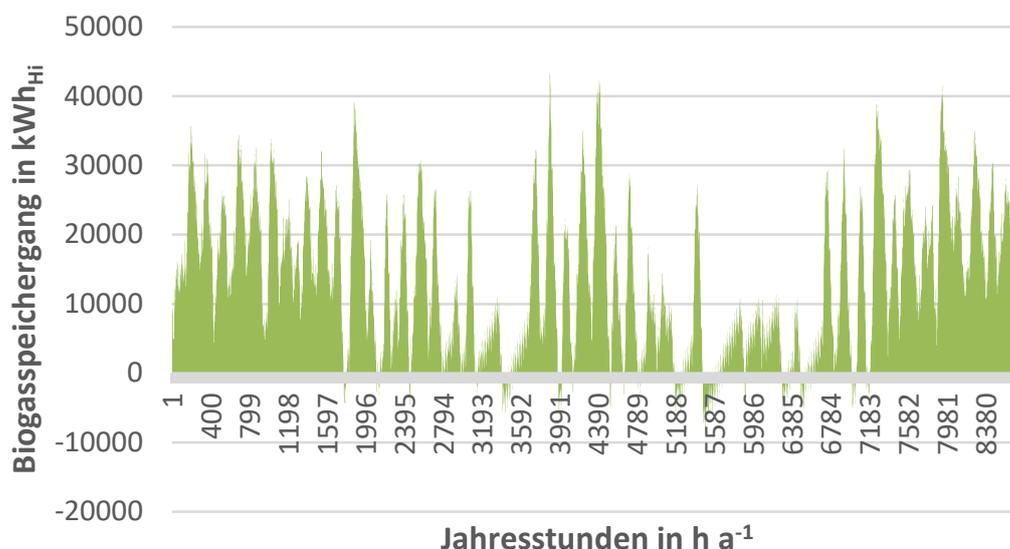


Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf des Biogasspeichergangs über 8.760 Jahresstunden (exemplarisch für das Szenario D)

Tabelle 7: Rohbiogasspeicherbedarf für die Szenarien A bis G

Szenario	Rohbiogasspeicherbedarf in m ³
A	1.490
B	2.981
C	6.624
D	13.820
E	8.813
F	13.945
G	39.555

Ökonomische Bewertung nach VDI 6025

Alle technischen und ökonomischen Kennwerte, die berechnet oder angenommen sind, fließen nun in die Komponente 5 der ökonomischen Bewertung mit der Kapitalwertmethode nach VDI 6025 ein. Ziel der ökonomischen Bewertung ist der monetäre Vergleich des Kapitalwertes zwischen den Anschlusszenarien. Der Kapitalwert, auch Barwert genannt, entspricht der Summe aller abgezinsten zukünftigen Ein- und Auszahlungen. Die Abzinsung erfolgt dabei zum Zeitpunkt der Investition $t=0$. Durch die Abzinsung mit dem Kalkulationszinssatz (siehe unten) werden zukünftige Zahlungen aus heutiger Sicht vergleichbar gemacht. Die Anwendung der Kapitalwertmethode statt der üblichen Annuitätenmethode erfolgt aufgrund nicht periodischer und spezifischer Zahlungen im Betrachtungszeitraum wie z. B.:

- Keine Servicekosten innerhalb von drei Jahren aufgrund der garantierten hohen Verfügbarkeit der Tankstellentechnik durch den Tankstellenhersteller.
- Der spezifische Energiesteuersatz für Erdgas und Biomethan als Kraftstoff steigt in gesetzlich festgelegten Jahren bis zum vollen Steuersatz (ENERGIEStG 2006).
- Die Anlagenauslastung bzw. die Vollbenutzungsstunden werden in den ersten Jahren geringer angesetzt und sukzessive erhöht, da die Neuanschaffung oder Umrüstung des lokalen Fuhrparks auf CNG in der Realität nicht plötzlich stattfinden wird.

Aufgrund des geringen Betrachtungszeitraums von 10 Jahren wird der Restwert nach VDI 6025 berechnet und bei der ökonomischen Bewertung mitberücksichtigt. Dabei wird die individuelle Lebensdauer sowie die Abnutzung der Anlagenteile aller sieben technischen Anlagenkonstellationen einzeln kalkuliert. Um die durchschnittliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals (durchschnittliche Rendite) zu ermitteln, wird der modifizierte interne Zinsfuß nach VDI ermittelt. Die Investition ist wirtschaftlicher, wenn der interne Zinsfuß größer als der Vergleichszinssatz ist, in diesem Falle des berechneten Kalkulationszinssatzes von 5,35%. Dieser berechnet sich aus dem Eigen- und Fremdkapitalzins (7% und 1,5%) sowie den jeweiligen Kapitalanteilen (1/3 und 2/3).

Für die Szenarien mit Kraftstoffproduktion stellt das THG-Minderungspotenzial durch dessen Erlöspotenzial eine wichtige Einnahmequelle dar. Deshalb wird hier eine separate Betrachtung nach den aktuellen Berechnungswerten des Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) nach BIOKRAFT-NACHV (2009) sowie der spätestens in der Jahresmitte 2021 erwarteten nationalen Umsetzung von RED II erfolgen. Hierbei werden für die kraftstoffbasierte Szenarien zwei verschiedene Substratzusammensetzungen untersucht: die im Ausgangsszenario vorgestellte Zusammensetzung mit 40% Gülle- und 60% Maisanteil und die Zusammensetzung mit erhöhtem Gülleanteil von 80% und

20% Massenanteil (Tabelle 8). Bei beiden Substratmischungen wird dieselbe Menge an Energie bzw. Biogas erzeugt. Der Unterschied ergibt sich nur durch das erhöhte THG-Minderungspotenzial durch Gülle und somit der Berechnung beim THG-Quotenwert. Dazu wird das THG-Minderungspotenzial gemäß der Formel aus der Anlage 1 der BioKraft-NachV ermittelt. Die unterschiedlichen spezifischen Quotenerlöse resultieren aus dem festgelegten Standard-Emissionswert für die Verwertung von Gülle in der Berechnungsgrundlage nach BLE sowie RED II. Dieser liegt aktuell nach BLE für Gülle positiv, mit $8 \text{ kg}_{\text{CO}_2} \text{ GJ}^{-1}$. Nach RED II werden durch die Substratverwertung von Gülle aber Emissionen eingespart, weshalb der Emissionswert hier negativ mit $-100 \text{ kg}_{\text{CO}_2} \text{ GJ}^{-1}$ (RED II 2018) angesetzt wird. Dadurch ergibt sich gegenüber der Quotenwertberechnung nach BLE ein viel höheres THG-Minderungspotenzial sowie THG-Quotenwert.

Tabelle 8: Ermittelte THG-Quotenwerte in Abhängigkeit vom Substratanteil und der Berechnungsgrundlage auf Grundlage des THG-Quotenpreises von $180 \text{ € t}_{\text{CO}_2}^{-1}$ im Kraftstoffsektor

Szenario	THG-Quotenwerte für Kraftstoffabsatz in $\text{ct kWh}_{\text{Hi}}^{-1}$		
	40G/60N* BLE	40G/60N RED	80G/20N RED
A - C	0	0	0
D	4,54	7,27	10,56
E	4,95	9,72	12,41
F	4,54	7,27	10,56
G	4,12	4,80	7,27

*Die Substratzusammensetzung wird massebezogen mit G für Gülle und N für NawaRo in % angegeben.

Da die Szenarien D bis F nur anteilig in der Biogasanlage Kraftstoff erzeugen, kann das hohe THG-Minderungspotenzial der Gülle in der gesamten Biogasproduktion (für Strom und Kraftstoff) ausschließlich und damit vorteilhaft auf die Kraftstoffseite hin angerechnet werden, wodurch gegenüber dem Szenario G mit der kompletten Umstellung auf Kraftstoffproduktion höhere spezifischen Quotenerlöse erzielbar sind (Tabelle 8, s. RED II bilanzielle Teilbarkeit). Weitere berechnungsrelevante Kennwerte und Annahmen sind der im Anhang beigefügten Liste zu entnehmen.

Ergebnisse und Diskussion

Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung für die Anschlusszenarien. Verglichen wird hierbei der Kapitalwert, angegeben in Millionen €. Dieser Wert liegt bei allen positiv, d. h. alle Anschlusszenarien sind unter den angenommenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich. In den Szenarien D bis G mit Kraftstoffproduktion wurde der Kapitalwert für drei THG-Minderungspotenziale ermittelt, welche in Abhängigkeit vom Substratanteil (40 oder 80 % Gülleanteil, massebezogen) sowie der Standardwerte nach BLE oder RED II berechnet wurden. Die unterschiedlich hohen spezifischen Quotenerlöse (Tabelle 8) haben trotz gleicher Kraftstoffabsatzmenge bedeutende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Der linke hellgrüne Balken stellt den Status quo nach BLE dar. Falls der negative Emissionswert für Gülle in RED II spätestens 2021 in Deutschland umgesetzt wird, ergibt sich der mittlere grüne Balken. Wenn zusätzlich noch der Gülle-Masseanteil auf 80 % erhöht wird, kann der dunkelgrüne Balken mit der allgemein noch höheren Wirtschaftlichkeit erreicht werden.

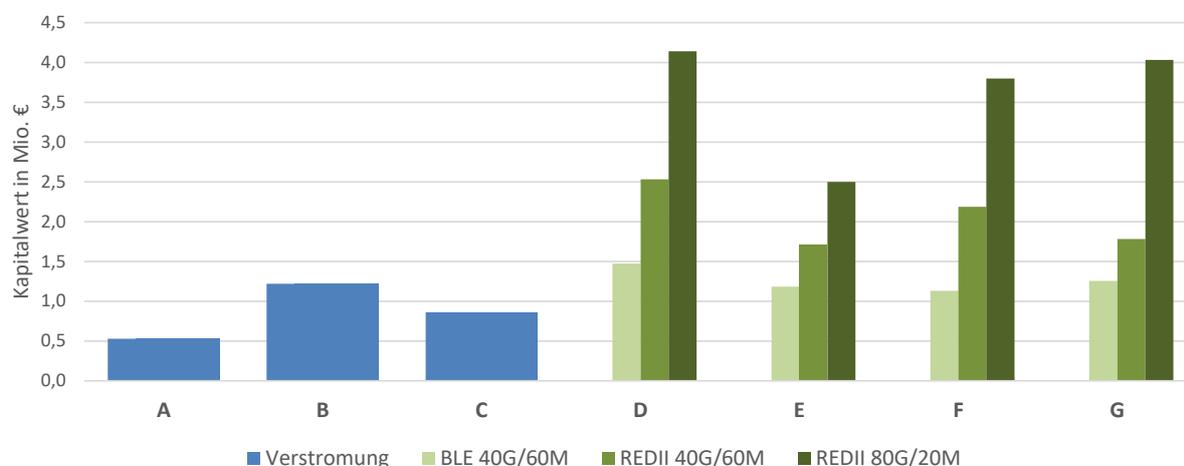


Abbildung 8: Gegenüberstellung der Gesamtwirtschaftlichkeit der sieben Anschlusszenarien für eine BGA mit 500 kW_{el, inst} – Szenarien A bis C nur mit Verstromung, D bis F mit anteiliger Strom- und Kraftstoffproduktion sowie G mit kompletter Kraftstoffproduktion

Bei den Szenarien A bis C mit ausschließlicher Verstromung ist das Szenario B mit zweifacher BHKW-Überbauung das wirtschaftlichste, gefolgt vom Szenario C mit vierfacher Überbauung sowie zuletzt vom Szenario A mit gleichbleibendem BHKW aber reduzierter Bemessungsleistung. Letzteres weist dabei den geringsten Investitionsbedarf auf (Tabelle 9).

Tabelle 9: Ökonomische Ergebnisse der Anschlusszenarien A bis C mit ausschließlicher Verstromung

Szenarien nur Strom	Kapitalwert (abgezinster Gewinn) in €	Interner Zinsfuß (durchschn. Rendite) in %	Ersatzinvestition (Investition abzgl. Restwert) in €	Investition I ₀ in €
A	530.450	14,0	292.628	444.241
B	1.219.636	13,7	704.254	1.062.329
C	862.766	9,9	1.022.768	1.648.932

Die Ursache für die geringere Wirtschaftlichkeit bei der vierfachen gegenüber der zweifachen Überbauung liegt im Wegfall der Flexibilitätsprämie, stattdessen wird mit dem Flexibilitätszuschlag eine geringere Förderung gewährt. Die Flexibilitätsprämie entfällt, da zum einen der Deckel für die Flexibilitätsprämie bereits ausgeschöpft ist und sich zum anderen der allerletzte Meldezeitraum vor 2021 befindet (Mitte 2020). Mit der Flexibilitätsprämie hätte sich das Szenario C (1.702.485 €) gegenüber B (1.376.176 €) als wirtschaftlicher erwiesen.

Im Vergleich der Szenarien D bis F mit anteiliger Kraftstoffproduktion ist das Szenario D mit jeweils 50% Strom- und Kraftstoffproduktion das wirtschaftlichste, unabhängig von der Quotenerlösvariante, gefolgt von den Szenarien E mit zusätzlicher Kraftstoffproduktion und F mit je 50% Strom- und Kraftstoffproduktion, allerdings mit zweifach überbauter BHKW-Leistung (Tabelle 10). Bei den Quotenerlösvarianten mit RED II wird das Szenario F gegenüber E wiederum wirtschaftlicher, weil die höheren Kraftstoffabsatzmengen im Szenario F multipliziert mit dem gestiegenen Quotenwert einen größeren totalen Quotenerlös ergeben als beim Szenario E mit der geringen Kraftstoffproduktion. Das Szenario G, mit der Umstellung auf die komplette Kraftstoffproduktion, stellt im Falle der Quotenerlösvariante

BLE sowie der RED II mit 80 % Gülle das zweitwirtschaftlichste Szenario dar. Bei der Betrachtung der Quotenerlösvarianten nach RED II mit 80 % Gülle-Masseanteil ergeben sich in den Szenarien D, F und G sehr hohe Kapitalwerte. In den Tabellen 9 und 10 werden neben den Kapitalwerten noch zusätzlich der interne Zinsfuß (Rendite), die Ersatzinvestition mit Restwertberücksichtigung und die Investition zum Zeitpunkt $t=0$ bei einem Gülleanteil von 40 % angegeben.

Tabelle 10: Ökonomische Ergebnisse der Anschlussszenarien D bis F mit anteiliger und G mit kompletter Kraftstoffproduktion für drei Quotenerlösvarianten

Szenarien mit Kraftstoff	Kapitalwert (abgezinster Gewinn) in €			Interner Zinsfuß (durchschn. Rendite) in %			Ersatz- investition in €	Investition I_0 in €
	BLE 40G/60M	RED II 40G/60M	RED II 80G/20M	BLE 40G/60M	RED II 40G/60M	RED II 80G/20M		
D	1.472.367	2.530.459	4.140.216	13,2	16,8	17,4	909.672	1.404.993
E	1.184.318	1.706.299	2.497.830	11,3	13,2	13,3	1.039.446	1.610.675
F	1.130.275	2.188.366	3.798.123	10,2	13,5	15,0	1.228.375	1.972.487
G	1.254.489	1.783.438	4.032.672	10,8	12,5	15,6	1.231.028	1.905.174

Beim Vergleich aller Anschlussszenarien sind die Szenarien D mit anteiliger Kraftstoffproduktion und G mit kompletter Umstellung die wirtschaftlichsten Anschlussszenarien, gefolgt vom Szenario B mit ausschließlicher Stromproduktion. Dies gilt allerdings nur für den Fall Status quo, also der THG-Berechnung nach BLE. Mit der nationalen Umsetzung der RED II, sind alle Szenarien mit Kraftstoffproduktion wirtschaftlicher als die Szenarien mit ausschließlicher Stromproduktion. Neben der Ökonomie sind aber auch weitere Faktoren von Bedeutung, um Aussagen über die Anschlusskonzepte treffen zu können. Einige davon wären die individuellen Risiken und Vorteile der jeweiligen Anschlusskonzepte, die langfristige Aussicht bezogen auf den prognostizierten Trend sowie die politischen Bestrebungen für die Umstellung der Biogasbranche bis 2050 (Abbildung 1).

Umfassend betrachtet bietet das Szenario D mit 50 % anteiliger Kraftstoffproduktion die besten Aussichten, wenn die ökonomischen und betrieblichen Aspekte sowie das Risiko und die Entwicklungsperspektiven gemeinsam betrachtet werden. Zum einen weist es in allen Quotenerlösvarianten die höchsten Kapitalwerte auf. Zum anderen besteht durch die anteilige Strom- und Kraftstoffproduktion die Ausweichmöglichkeit zwischen den Prozessen, womit die technische Kapazität (wie Anlagenleistung und Speicher) auf beiden Seiten für eine möglichst gewinnorientierte Fahrplangestaltung verwendet werden kann. Zusätzlich bietet diese Anlagenkonstellation die Möglichkeit, nach erfolgreicher Etablierung der Kraftstoffproduktion und -versorgung, die Biogasverwertung nach Wegfall der zehnjährigen EEG-Anschlussförderung komplett auf die Kraftstoffproduktion umzustellen. Auch würde es mit den politischen Zielsetzungen bis 2050 mit reduzierter (flexibler) Verstromung von Biogas und gesteigerter Kraftstoffproduktion übereinstimmen. Dazu ist von Vorteil, dass diese Konstellation ohne eine erhöhte Verstromungskapazität und Umrüstung der BGA auf eine erhöhte Güllefermentierung auskommt. Im Vergleich dazu hat das Szenario F, dessen einziger Unterschied die zweifache BHKW-Überbauung ist, den Nachteil, dass langfristig die Förderung einer Verstromung von Biogas in Anbetracht der sehr günstigen Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie immer weniger Akzeptanz finden dürfte. Somit stellt sich natürlich die Frage, ob eine Investition in den Strompfad langfristig zielführend ist.

Das Szenario G ist trotz der zweithöchsten Anlagenwirtschaftlichkeit nach Status quo und bei der RED II mit 80 % Gülleanteil mit einem gewissen Risiko verbunden. Der kalkulierte hohe Kapitalwert ergibt sich nur dann, wenn die ermittelte Anlagenauslastung von 78,2% erreicht wird (Tabelle 5). Solch hohe Kraftstoffabsatzmengen sind aktuell nur mit kontinuierlich Kraftstoff verbrauchenden Fuhrparks erreichbar, die den Umstieg auf CNG-Antrieb tatsächlich realisieren. Im besonders günstigen Fall, mit einer hundertprozentigen Güllevergärung (500 kW_{el,inst} Gülleanlage), ist der Kapitalwert für das Szenario G nach der RED II sogar doppelt so groß (> 9 Mio. €). Dieses Szenario ist besonders für Landkreise mit hoher Viehdichte oder sehr großen Tierhaltungsbetrieben attraktiv. Allerdings muss bedacht werden, dass die komplette Umstellung in einen neuen Verwertungspfad aktuell ein schwer kalkulierbares Risiko im Hinblick auf den Kraftstoffabsatz ist. Auch für den Fuhrparkbetreiber stellt es ein Risiko dar, da im Vergleich zu den Szenarien D und F die doppelte Anzahl an CNG-Umrüstungen bzw. -Neuanschaffungen erforderlich wäre.

Schlussfolgerungen

1. Anschlussszenarien für Biogasanlagen mit Kraftstoffproduktion sind wirtschaftlicher als mit ausschließlicher Stromproduktion. Im Falle der Quotenerlösvariante nach RED II sind die kraftstoffbasierten Anschlussszenarien – auch im Falle einer Förderung mit der höheren Flexibilitätsprämie für die Verstromung – wirtschaftlicher als die rein strombasierten.
2. Mit der nationalen Umsetzung von RED II sowie der (bilanziellen) Nutzung von Gülle für die Kraftstoffproduktion steigt die Anlagenwirtschaftlichkeit erheblich an. Sie ist in den kraftstoffbasierten Szenarien gegenüber dem Status quo zum Teil doppelt so hoch und kann in einigen Szenarien nochmals fast verdoppelt werden, wenn der Gülleanteil von 40 % auf 80 % in der Substratzusammensetzung erhöht wird.
3. Szenario D ist am aussichtsreichsten im Hinblick auf das geteilte Risiko durch zwei voneinander unabhängige Einnahmequellen, die höchste Anlagenwirtschaftlichkeit, den geringen Investitionsbedarf sowie die Möglichkeiten einer nachträglichen Leistungserweiterung und eines zweigleisigen Anlagenbetriebs im Sinne der Anlagen- und Erlösoptimierung.
4. Szenario G mit kompletter Umstellung auf die Kraftstoffproduktion zeigt sich ebenfalls als eine sehr wirtschaftliche Option, wenn eine hohe Anlagenauslastung mit zeitnahe lokalem Kraftstoffabsatz sichergestellt und ein hoher Gülleanteil erreicht werden kann. Die komplette Umstellung stellt allerdings ein Risiko dar, das zu berücksichtigen ist.

Damit bietet die Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff unter Annahme einer gesicherten und direkten Verwertung am Standort unter den aktuell absehbaren und hier angenommenen Rahmenbedingungen eine attraktive Perspektive für die Zukunft von Biogasanlagen.

In einer weiteren Untersuchung sollen die Absatzprofile von mehreren Fuhrparkunternehmen unter Nutzung von konkreten Betankungsdaten ausgewertet werden, um die technischen und ökonomischen Auswirkungen der individuellen Absatzschwankungen auf die Auslegung der Kraftstoffproduktion und -versorgung sowie den Biogasanlagenbetrieb zu analysieren. Zusätzlich soll mithilfe der flexiblen Substratfütterung sowie einem kraftstoffgeführten BHKW-Betrieb das Einsparpotenzial an zusätzlichem Biogasspeicherbedarf bei einer lokalen Kraftstoffdistribution untersucht werden.

Anhang

Weitere berechnungsrelevante Kennwerten und Annahmen:

- Die Gesteungskosten für die Maissilage in Eigenproduktion wird mit $37 \text{ € t}_{\text{FM}}^{-1}$ angesetzt (LFL 2008, ohne Gärrestdüngung). Für Gülle werden keine Substratkosten berechnet
- Der Wärmeabsatz in den Szenarien mit BHKW beträgt je nach thermischen Bemessungsleistung von 540 bzw. 270 kW_{th} (Tabelle 3) entweder 1,9 Mio. oder 0,95 Mio. kWh_{th} . Der Wärmepreis wird mit $4 \text{ ct kWh}_{\text{th}}^{-1}$ angesetzt. Durch den flexibilisierten Betrieb fallen zusätzliche Anlagenkosten für einen Wärmespeicher und Spitzenlastkessel sowie zusätzlichen Betriebskosten durch den Verbrauch von Holzhackschnitzel an.
- Die Zusatzkosten für die Fermenterbeheizung werden im Falle vom Szenario G mit kompletter Umstellung auf Kraftstoffproduktion und damit fehlender Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW durch einen Biogaskessel miteinberechnet
- Die Zusatzkosten für höhere Güllefermentierungsmengen bei 80 % Gülleanteil, welches einer auf $150 \text{ kW}_{\text{el,äq}}$ gestiegenen Vergärungsleistung an Gülle entspricht, werden in der ökonomischen Bewertung mitberücksichtigt. Der zusätzliche Investitionsbedarf wird auf Basis von Kostendaten von Kleingülleanlagen geschätzt (FNR 2015).
- Der Absatzpreis für den erzeugten Kraftstoff (BioCNG) wird gleich dem Preis für CNG an der öffentlichen Tankstelle mit Brutto $1,10 \text{ € kg}^{-1}$ angesetzt.
- Die Aufbereitung im kleineren Kapazitätssegment ist wirtschaftlich und betriebstechnisch nur mit der Membrantechnologie sinnvoll (HINTERBERGER 2011). Die Kosten für die unterschiedlichen Leistungsgrößen werden anhand von Kostenfunktionen ermittelt (HORNBACHNER et al. 2009).
- Im Jahre 2018 beliefen sich die Preise für die THG-Quote auf $150 \text{ € t}_{\text{CO}_2}^{-1}$ (ALB 2018). Aktuell belaufen sich die Marktpreise für die THG-Minderung im Kraftstoffsektor über $200 \text{ € t}_{\text{CO}_2}^{-1}$. Im Jahre 2020 soll der Preis laut Marktakteuren $250 \text{ € t}_{\text{CO}_2}^{-1}$ betragen und für fortschrittliche Biokraftstoffe aus nonfood-Substraten (z. B. aus Gülle) um weitere $30\text{--}50 \text{ € t}_{\text{CO}_2}^{-1}$ höher liegen (MOZGOVOY 2019). In dieser ökonomischen Bewertung wird aber ein konservativer Preis von $180 \text{ € t}_{\text{CO}_2}^{-1}$ angesetzt. Auch wenn der Markt preislich volatil ist, wird angenommen, dass durch die sukzessive Einführung der Unterquote die Preise für fortschrittliche Biokraftstoffe nicht fallen werden.
- Der Gebotspreis für die Teilnahme am Ausschreibungsmodell im EEG 2017 wird mit dem maximal möglichen Gebotspreis für Bestandsanlagen im Jahre 2021 mit $16,23 \text{ ct kWh}_{\text{el}}^{-1}$ angesetzt.
- Es wird angenommen, dass die Biogasanlage im Ausgangsszenario gut gepflegt wurde, weshalb keine Reinvestitionsmaßnahmen erforderlich wären. Dafür werden aber jährlich zusätzlich unvorhergesehene Instandsetzungskosten und unerwartete Kosten berücksichtigt.

Alle sonstigen relevanten technischen und ökonomischen Kennwerte sind dem FNR-Leitfaden (FNR 2018) und DBFZ-Projektberichten (DOTZAUER et al. 2018) entnommen.

Literatur

- ALB Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e. V. (Hg.) (2018): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)zertifizierung. <https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0004/biomethan-thg-teil2-faq.pdf>, Zugriff am 06.10.2019
- Bala, H.; Harasek, M.; Miltner, M.; Hiller, S. (2009): (BIO) Gas – Inseltankstelle. Integration einer Gasaufbereitung und einer (Bio)-Gastankstelle im Inselbetrieb in eine bestehende Biogasanlage. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/0952_biogas_inseltankstelle_edz-813165.pdf?m=1469660262&, Zugriff am 04.10.2019
- Barchmann, T.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Stur, M.; Weinrich, S.; Fabian Jacobi, H.; Liebetau, J.; Nelles, M. (2016): Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung. *Landtechnik* 71(6), S. 233–251, <http://doi.org/10.1515/lt.2016.3146>
- Beil, M.; Daniel-Gromke, J. (2019): Effiziente MikroBiogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA). <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22402411.pdf>, Zugriff am 05.10.2019
- Biokraft-NachV (2009): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff Nachhaltigkeitsverordnung) vom 26.06.2018
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2016): Impulspapier Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=23, Zugriff am 03.10.2019
- Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Völler, K. et al. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf, Zugriff am 04.10.2019
- dena Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2016). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9150_Broschuere_Nachhaltige_Mobilitaet_mit_Erdgas_und_Biomethan_Marktentwicklung_2015-2016.pdf, Zugriff am 05.10.2019
- dena Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2018): Vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen. https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9265_dena_Kurzanalyse_Vermiedene_Netzkosten.pdf, Zugriff am 04.10.2019
- dena Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2019): dena-ANALYSE. Branchenbarometer Biomethan 2019. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf, Zugriff am 04.10.2019
- Dotzauer, M.; Kornatz, P.; Siegismund, D. (2018): Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für sieben Anlagenbeispiele. https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/2391.DBFZ_Bewertung_von_Flexibilisierungskonzepten_fuer_Bioenergieanlagen_jun18.pdf, Zugriff am 04.10.2019
- EnergieStG (2006): Energiesteuergesetz vom 22.06.2019
- EPEX SPOT SE (2018): Marktdaten – Day-Ahead-Auktion – Stundenpreise. <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>, Zugriff am 07.10.2019
- FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hg.) (2015): Gülle-Kleinanlagen. Online verfügbar unter http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Guellekleinanlagen_Web.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2019
- FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hg.) (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen. https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf, Zugriff am 04.10.2019
- FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hg.) (2019): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22004416.pdf>, Zugriff am 04.10.2019
- Hinterberger, R. (2011): Biogas als Treibstoff: Biogas als Treibstoff: Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/1112_biogas_als_treibstoff.pdf, Zugriff am 06.10.2019
- Hornbachner, D.; Kryvoruchko, V.; Gikopoulos, C.; Dos Santos, M.; Targyik-Kumer, L.; Adler, R.; Klein, E. (2009): Wirtschaftliche Chancen der Biogasversorgung netzferner Gas-Tankstellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/0954_biogastankstellen_edz-814153.pdf, Zugriff am 04.10.2019

- IRENA International Renewable Energy Agency (Hg.) (2018): Biogas for road vehicles. Technology brief. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_Biogas_for_Road_Vehicles_2017.pdf, Zugriff am 04.10.2019
- LfL Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hg.) (2008): Biogas. Was kosten Substrate frei Fermenter? Online verfügbar unter https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/publikationen/daten/informationen/p_32444.pdf, Zugriff am 04.10.2019
- Maslaton, M. (2017): EEG 2017 – Handlungsoptionen für Bestandsanlagen. https://www.landwirtschaft.sachsen.de/download/EEG2017_Handlungsfelder_fuerNeu_und_Bestandsanlagen.pdf, Zugriff am 06.10.2019
- Mozgovoy, A. (2019): Biomethan auf die Straße bringen: aktueller Stand und Marktanreize. https://www.wemag.com/sites/default/files/8_mozgovoy_schwerin.pdf, Zugriff am 06.10.2019
- Pieprzyk, B.; Rojas, P.; Kunz, C.; Knebel, A. (2016): Metaanalyse über Perspektiven fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergieträger. Agentur für Erneuerbare Energien e. V. http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_Perspektiven_Bioenergietraeger_16/AEE_Metaanalyse_Bioenergie_Nov16.pdf, Zugriff am 03.10.2019
- RED II (2018): Renewable Energy Directive II - Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 11.12.2018.
- Scholwin, F.; Grope, J. (2017): Durchführbarkeitsstudie – Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz. https://www.landwirtschaft.sachsen.de/download/Durchfuehrbarkeitsstudie_Biogas_als_Kraftstoff_in_Neukirch2017.pdf, Zugriff am 04.10.2019

Autoren

M. Eng. Fatih Gökgoz ist Gastwissenschaftler am DBFZ und Doktorand am Universität Rostock, **Dr.-Ing. Jan Liebetrau** ist Bereichsleiter Biochemische Konversion am DBFZ und **Prof. Dr. mont. Michael Nelles** ist Inhaber des Lehrstuhls für Abfall- und Stoffstromwirtschaft an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock und wissenschaftlicher Geschäftsführer des DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Straße 116, D-04347 Leipzig. E-Mail: fatih.goekgoez@dbfz.de