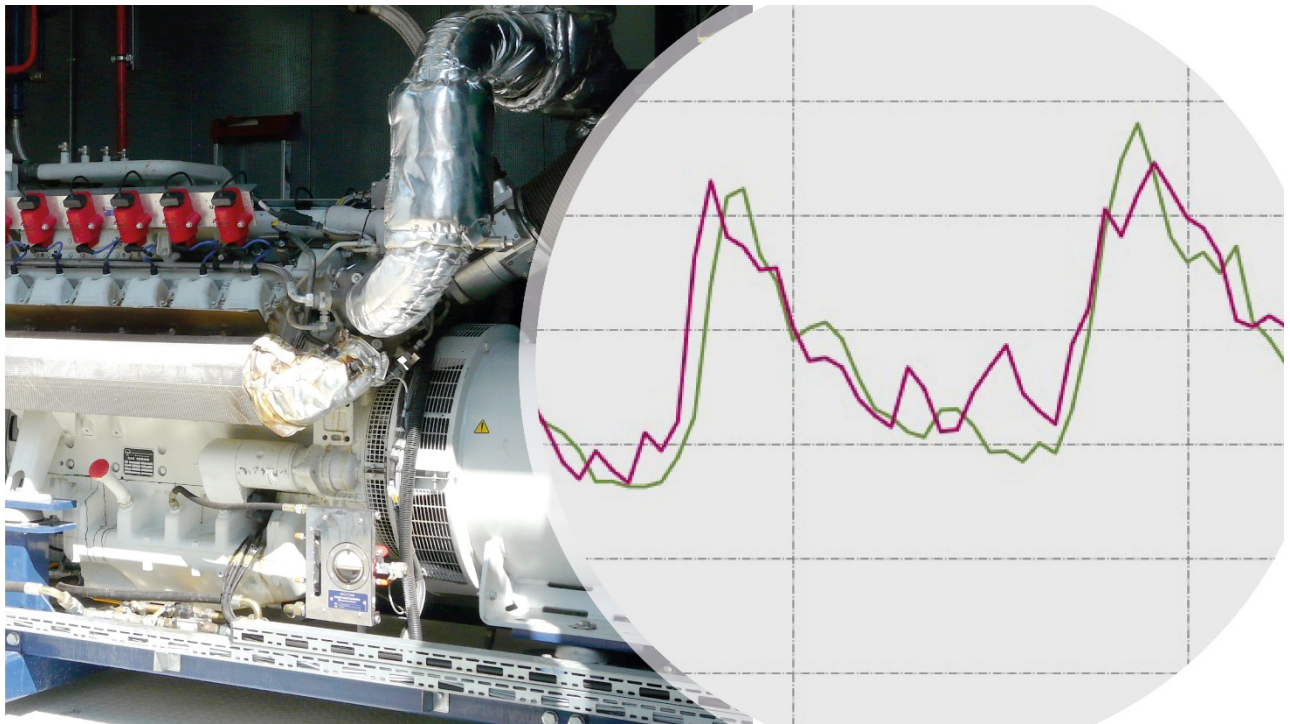


Exposé zukunftsweisender Einkommensoptionen für Biogasanlagenbetreiber

Flexibles Kraftwerk: Biogasanlage



© Bild (links): M. Paterson | KTBL; Bild (rechts) Benedikt Hülsemann (Universität Hohenheim)

Philipp Lang, Benedikt Hülsemann | Universität Hohenheim

Mark Paterson | Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Erstellt: Mai 2021

Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Projektes „Biogas Progressiv: Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) finanziert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafond (FKZ: 22405416; 22407617; 22408117)

Einleitung

Für zahlreiche Biogasanlagenbetreiber stellt sich mit Ablauf der 1. EEG-Förderperiode nach 20 Jahren die Frage, wie ihre Anlage weiterhin rentabel regenerative Energie produzieren kann. Die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) vorgesehene Verlängerung der Vergütung über die Ausschreibungen für Biomasseanlagen bietet grundsätzlich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs, allerdings sind dafür technisch sowie ökonomisch optimierte Anlagenkonzepte notwendig.

Mit dem Projekt „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) verfolgen die Projektpartner das Ziel, praxistaugliche Verfahrensoptionen für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen zu evaluieren. Alle potenziellen Nutzungsoptionen, die im Projekt nicht techno-ökonomisch detailliert dargestellt werden konnten, werden in Form einer Konzeptbeschreibung vorgestellt.

Bei den hier beschriebenen Verfahrensoptionen handelt es sich um Konzepte, die derzeit zum Beispiel nur über einen eingeschränkten Absatzmarkt verfügen, sich noch in der Entwicklung befinden, nicht die Marktreife erlangt haben oder nur unter sehr speziellen Bedingungen realisiert werden können. Sie alle eint jedoch, dass sie in Zukunft eine mögliche Einkommensquelle für landwirtschaftliche Biogasanlagen darstellen können.

Diese Konzeptbeschreibung soll als fundierte Entscheidungshilfe dienen, ob sich mit der Realisierung eines flexiblen Kraftwerks für den Biogasbetrieb eine Erlössituation realisieren lässt.

1. Allgemeine Beschreibung

Bis zum Jahr 2050 sollen in Deutschland die Treibhausgasemissionen, deren größter Anteil energiebedingte CO₂ Emissionen sind, auf mindestens 80 % der Emissionen im Jahr 1990 abgesenkt werden (Trommler et al. 2016). Um dieses Ziel zu erreichen ist ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland notwendig, aber auch das existierende Energiesystem muss verändert und an die neuen Bedingungen angepasst werden. Aktuell ist die Energiewende in Deutschland in der Transitionsphase zwischen dem konventionelle Energiesektor und dem „neue Energiesystem“ (Lucha et al. 2019).

Der konventionelle Energiesektor war geprägt von monopolartigen Strukturen, der Verwendung von fossilen und nuklearen Energieträgern, einer geringen Anzahl an Akteuren und einem hohen Maß an Regulierung (Weigel et al. 2018). Das Ende dieser Phase wurde mit der Liberalisierung des Strommarktes und der Markteinführung der erneuerbaren Energien eingeläutet.

In der Transitionsphase steht der Ausbau und die Systemintegration der erneuerbaren Energien im Mittelpunkt. Die zentrale Herausforderung stellt dabei die Netzertüchtigung, durch Ausbau und Digitalisierung dar (Weigel und Fishedick 2018). Im „neuen Energiesystem“ sollen in Zukunft der gesamte Bedarf an Energie durch erneuerbare Energien gedeckt werden (Lucha et al. 2019).

Durch den Erfolg der Festvergütung aus dem Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) kam es zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien, von 1990 mit 19,7 TWh auf



251,7 TWh im Jahr 2020 (Statista 2021). Doch die immer dezentralere und volatilere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt dazu, dass die Stromproduktion stark vom Wetter abhängt und es bei sogenannten Dunkelflauten, bei denen Wind- und Photovoltaikanlagen keine Energie produzieren, zu Strompreispicks kommt. Dies erhöht die Anforderungen an die Netzsteuerung und Speicherkapazitäten (Lucha et al. 2019). In der Zukunft wird der Großteil der benötigten Energie durch Windkraft und Photovoltaik produziert werden. Der stetige Ausbau dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) erhöht den Bedarf an Systemdienstleistungen.

Das Ziel der Systemdienstleistungen sind die Gewährleistung der Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromübertragung und -verteilung im Netz. Darunter werden alle Maßnahmen verstanden, die die Frequenz, Spannung und Belastung des Netzbetriebsmittels innerhalb zulässiger Grenzwerte halten (FNR 2019). Die Hauptaufgabe wird dabei die Deckung der Residuallast sein, die dem Rest des Gesamtenergiebedarfs entspricht, der nicht durch FEE gedeckt wird (Next Kraftwerke 2016). Somit müssen bei positiver Residuallast, also bei einem Gesamtenergiebedarf, der nicht von FEE gedeckt wird, steuerbare Erzeuger die fehlende Energiemenge ausgleichen. Diese Systemdienstleistungen werden aktuell hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken mit fossilen Energieträgern, wie Kohle und Gas, bereitgestellt (Eltrop et al. 2016). Mit dem Rückbau dieser konventionellen Kraftwerke müssen diese Aufgaben nach und nach an erneuerbare Energien übergeben werden, die unabhängig von der Wetterlagen und steuerbar Strom produzieren können. Der Bedarf an flexiblen Stromerzeugern wird größer durch den steigenden Anteil an FEE und dem Abbau von fossilen Energieträgern. Die Energie kann durch just-in-Time Erzeugung oder über Speicherung bereitgestellt werden (Eltrop et al. 2016).

Biogasanlagen erfüllen diese Anforderungen für regelbare und erneuerbare Energie, die sich aus dem strukturellen Wandel des Energiesystems ergeben. Somit wird in der Zukunft eine Aufgabe der Biogasanlagen die Bereitstellung von regelbarer und erneuerbarer Energie sein. Dafür müssen allerdings die Kapazitäten der Biogasanlagen für eine flexible Nutzung ausgebaut werden (Eltrop et al. 2016). Um einen Anreiz zur Flexibilisierung von Biogasanlagen zu schaffen, hat die Bundesregierung bereits im EEG 2012 die Direktvermarktung und die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen eingeführt und diese auch ins EEG 2021 übernommen. Dadurch entstehen Anreize die produzierte Energie zu Zeitpunkten einer hohen Residuallast, die sich direkt im Preis am Spotmarkt abbildet, einzuspeisen, womit höhere Preise erzielt werden und gleichzeitig auch die Residuallast gedeckt wird (FNR 2019).

2. Verfahrenstechnische Beschreibung

Damit die Biogasanlagen als flexible Kraftwerke fungieren können, ist die Einbindung dieser in gemeinsame Strukturen mit FEE notwendig. Der Rahmen für diese synergistischen Systeme kann ein virtuelles Kraftwerk sein. In einem virtuellen Kraftwerk werden dezentrale Erzeugungsanlagen zu einem einzigen zentral gesteuertem Kraftwerk zusammengelegt. Virtuelle Kraftwerke können im Niederspannungs- (<20 kV), im Mittelspannungs- (<50 kV)



und im Hochspannungsbereich (>110 kV) oder in einer Kombination eingesetzt werden (Candra et al. 2019).

Für die Zusammenführung von Erzeugern erneuerbarer Energie mittels verschiedener Technologien und von Biogasanlagen in einem virtuellen Kraftwerk, ist es unerlässlich, dass die spezifischen Eigenschaften und Merkmale der einzelnen Anlagen dem Betreiber des virtuellen Kraftwerk bekannt sind. Hierfür werden verlässliche Prognosemodelle benötigt, die anhand von Wetterdaten die verfügbare Leistung aus den FEE prognostizieren. Ebenso ist es wichtig das der Energiebedarf der Verbraucher bekannt ist, um die von flexiblen Kraftwerken zu tragende Residuallast zu bestimmen (siehe Abb. 1) (Candra et al. 2019).

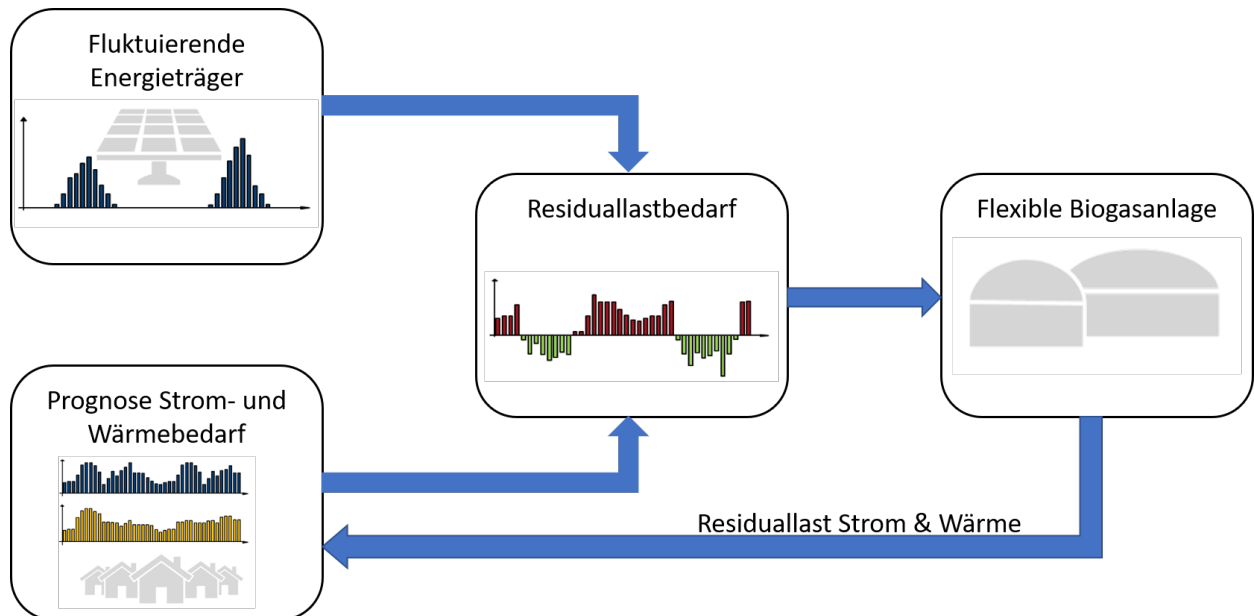


Abbildung 1: Flexible Biogasanlage in einem virtuellen Kraftwerk (Dittmer 2020)

3. Anknüpfungspunkte zur Biogasanlage

Für die Flexibilisierung von Biogasanlagen gibt es verschiedene Konzepte und Ansatzpunkte innerhalb der Prozesskette der Biogaserzeugung und Verwertung (siehe Abb. 2). In dem folgenden Abschnitt werden die gängigsten Methoden zur Flexibilisierung kurz vorgestellt. Hierbei sollte beachtet werden, dass die verschiedenen Optionen zur Flexibilisierung auch kombiniert werden können (Trommler et al. 2016).

Lokale Biogasspeicherung

Biogasanlagen in Deutschland verfügen üblicherweise bereits über einen Gasspeicher, um bei Wartungen und Ausfällen der BHKW das Gas kurzfristig zu speichern. Diese Speicher sind meistens auf wenige Stunden Vorhaltezeit begrenzt. Für den flexiblen Betrieb der Biogasanlage haben solche Speicher daher meist eine zu kleine Kapazität. Bei längeren Pausen durch negative Residuallast, bei denen die BHKWs nicht betrieben werden, müssten also deutlich größer Gasspeicher installiert werden (Peters et al. 2018). Der Vorteil bei der Erweiterung von Gasspeichern ist, dass es neben dem Gasspeicher keine weiteren Investitionen oder Anpassungen an der Bestandsanlage bedarf. Die Nachteile sind hohe



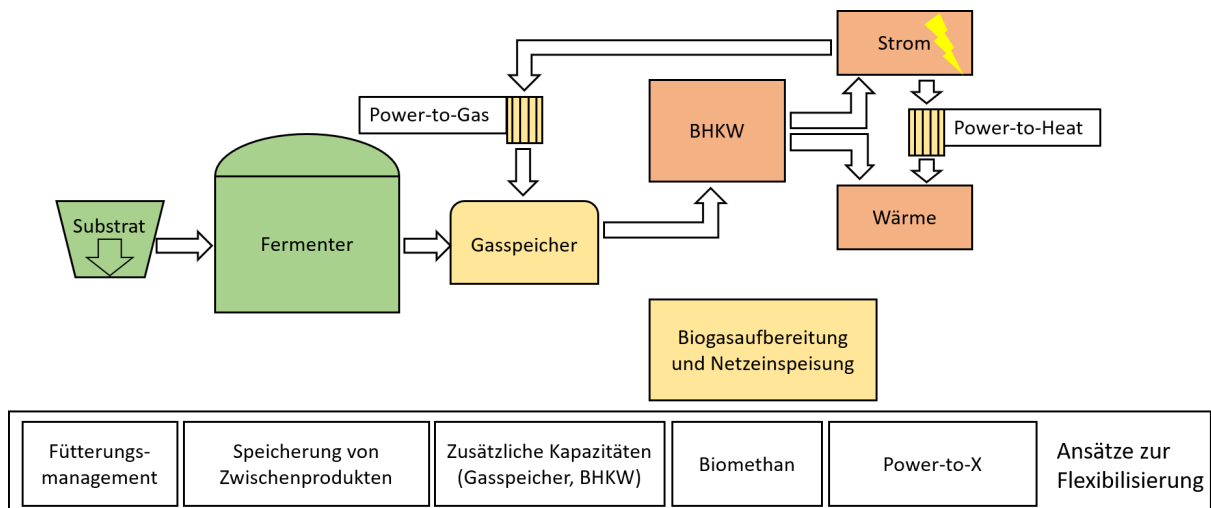


Abbildung 2: Ansatzpunkte zur Flexibilisierung (Trommler et al. 2016)

Investitionskosten und höhere Wärmeverluste aufgrund der größeren Oberfläche bei größeren Gasspeichern. Außerdem gibt es rechtliche Beschränkungen, die den Ausbau von Gasspeichern begrenzen und die Kosten zusätzlich erhöhen. Die Anpassung des Gasspeichers bietet sich für kleineren Anlagen und zum Ausgleichen von kurzen Pausen bei der Gasverwertung an (Theuerl et al. 2019).

Variable BHKW Verstromung

Eine weitere wichtige Stellschraube bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen sind die BHKW. Durch die Erhöhung der installierten Leistung der BHKW kann die Stromproduktion gegenüber der Bemessungsleistung in kurzen Zeiträumen stark erhöht werden. Dadurch wird die Gasproduktion und die -verwertung voneinander entkoppelt, was den Gasspeicher als Bindeglied unerlässlich macht. Unter der Annahme einer konstanten Gasproduktion beschreibt der Überbauungsgrad das Verhältnis zwischen dem energetischen Äquivalent der Gasproduktion und der Gasverwertung durch die BHKW bei Vollast (Trommler et al. 2016).

Die meisten Biogasanlagen werden heute noch im Volllastbereich betrieben, um eine gleichbleibende Menge an Biogas zu verbrennen und den maximalen Effizienzgrad des BHKW zu gewährleisten. Eine Option zur Flexibilisierung der Stromproduktion ist der Start-Stopp-Betrieb, bei dem die BHKW zu Spitzenzeiten laufen und bei geringem Bedarf ganz ausgeschaltet werden. Durch das häufige Starten der BHKW kommt es zu einer stärkeren Belastung und Verschleiß an den Starterkomponenten (Braun et al. 2013). Die Alternative dazu ist der Betrieb der BHKW in Teillast, dabei wird die Zufuhr an Biogas reduziert und folglich wird pro Betriebsstunde eine geringe Strommenge erzeugt. Allerdings führt der Betrieb in Teillast zu einer geringeren Effizienz der BHKW und es können technische Probleme auftreten, wenn die vom Hersteller empfohlene Mindestleistung für den Teillastbetrieb unterschritten werden (Peters et al. 2018).

Dezentrale Biogasspeicherung

Biogas kann auch im Erdgasnetz oder in Kavernenspeichern dezentral gespeichert werden. Hierfür ist allerdings die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan notwendig, ob dies ökonomisch sinnvoll ist, hängt stark von den Kapazitäten der Biogasanlage ab und ob in geringer Entfernung ein Zugang zu einer Gasleitung existiert (<1km, max. <10km) (Peters et al. 2018). Da Biogas nicht den gesetzlich vorgeschriebenen Standards für eine Einspeisung in das Erdgasnetz entspricht, macht diese Form der Speicherung eine Biogasaufbereitung vor Ort nötig (Holzhammer et al. 2014). In der Biogasaufbereitung wird das Biogas entfeuchtet, entschwefelt und der Kohlenstoffdioxid wird mittels Adsorptions-, Absorptions- oder Membranverfahren abgetrennt. Zusätzlich muss für die Einspeisung des Biomethans eine Gasbeschaffenheitsmesstechnik in der Einspeiseanlage verbaut sein. Das eingespeiste Gas muss odoriert sein, so dass ausströmendes Gas durch den charakteristischen Geruch erkannt werden kann. Zuletzt muss das Biomethan konditioniert werden, entweder mit Flüssiggas für das H-Gasnetz oder mit Luft für das L-Gasnetz und auf den geforderten Druck des entsprechenden Netzes verdichtet werden (Holzhammer et al. 2014). Die dezentrale Speicherung im Erdgasnetz bietet eine nahezu unbegrenzte Speicherkapazität, ermöglicht eine Entkopplung von Gaserzeugung und -verwertung und es wird ein Zubau an Infrastruktur vermieden, indem das bereits ausgebaut Erdgasnetz genutzt wird. Trotz dieser Vorteile ist dieses Verfahren bisher nur für Anlagen mit großen Erzeugungskapazitäten wirtschaftlich tragfähig, da die Investitionskosten für die oben genannten Maßnahmen sehr hoch ausfallen (Peters et al. 2018).

Fütterungsmanagement

Beim Fütterungsmanagement wird der Fermentationsprozess durch zeitliche Variation der Fütterung so beeinflusst, dass die Biogasmenge je nach Bedarf erzeugt wird. Dies wird durch die Verwendung verschiedener Substrate mit unterschiedlich langen kinetischen Abbauzeiten, variierenden Fütterungsperioden und -mengen erzielt (Theuerl et al. 2019). Verschiedene Studien und Projekte befassen sich mit der Entwicklung von Prognosemodellen zur Erstellung von Fütterungsfahrplänen. Ziel dieser Arbeiten ist es eine möglichst flexible Gasproduktion zu ermöglichen, ohne dabei die prozessbiologische Stabilität im Fermenter zu gefährden (Peters et al. 2018). Das Fütterungsmanagement ist theoretisch eine sehr kostengünstige Flexibilisierungsmöglichkeit, da keine Änderungen oder Umbauten an der Anlage benötigt werden, allerdings setzt es ein belastbares Mikrobiom und eine genaue Überwachung des Prozesses voraus, welche wiederum Investitionen erfordert. Durch die konzentrierte Fütterung in einem Zeitraum von 2 bis 4 Stunden, konnten Tagespitzen in der Biogasproduktion erreicht werden, die bei Maissilage bei 140-150 % und bei Getreide bei 130-140 % der durchschnittlichen Biogasproduktionsrate lagen. Die Tagesspitzen setzten dabei in der Regel 7 bis 10 Stunden nach der ersten Fütterung ein (Eltrop et al. 2016). Dies ist allerdings sehr substratspezifisch, weshalb ein verlässliches Prognosemodell zur Vorhersage des Strombedarfes für das Fütterungsmanagement benötigt wird.



Festbettreaktoren und zweiphasige Biogastechnologie

Die Vorschaltung einer Festbettreaktoren-Technologie ist eine weitere Möglichkeit zur Steuerung der Methanproduktion. Das bekannteste Verfahren hierfür ist das ReBi-Verfahren der Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst und dem Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Peters et al. 2018). Bei dem zweiphasigen ReBi-Verfahren wird durch einen vorgeschalteten Reaktor die Hydrolyse- und Versäuerungsphase von Acetatbildungs- und Methanbildungsphase getrennt. Nachdem Hydrolyse-Reaktor erfolgt eine Fest-Flüssig-Trennung des Substrats durch eine Schneckenpresse. Anschließend werden die abgetrennten Feststoffe in einen normalen vollaufgemischten Fermenter gegeben und für die kontinuierliche Biogasherstellung verwendet.

Die flüssige Phase der Hydrolyse hingegen wird für die flexible Fütterung eines Festbettreaktors verwendet. Der Festbettreaktor ermöglicht eine mehrtägige Unterbrechung und ein rasches Anfahren der Biogaserzeugung. Dadurch lässt sich ein Großteil der täglichen Biogasproduktion auf wenige Stunden mit hoher negativen Residuallast konzentrieren. Die unregelmäßige Fütterung des Festbettreaktors wirkt sich dabei nicht negativ auf dessen Prozessbiologie oder Substratverwertung aus. Durch das ReBi-Verfahren lässt sich der Gasspeicherbedarf senken und somit eine deutlich höhere Flexibilisierung bei geringen Speichervolumen im Verstromungsbetrieb erzielen (Ganagin et al. 2014).

Power-to-X

Eine weitere wichtige Technologie zur Erhöhung der Flexibilität ist die Sektorenkopplung durch Power-to-X Verfahren. Sektorenkopplung bedeutet die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Gas. So ist es z.B. möglich, überschüssigen Strom mittels Power-to-Gas Verfahren bei negativer Residuallast in Gas (Methan, Wasserstoff) oder Wärme umzuwandeln (Peters et al. 2018).

Bei der Power-to-Gas Technologie wird über einen Elektrolyseur mittels überschüssigen Strom Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten. Dieser Prozess kann einen Wirkungsgrad von bis zu 77 % erreichen. Die bestehende Infrastruktur ist allerdings nicht auf die Speicherung und Verwertung von Wasserstoff ausgelegt. So kann es zu Schwierigkeiten bei der Speicherung von Wasserstoff im Erdgasnetz kommen, da der reaktive Wasserstoff negative Effekte auf Werkstoffe der Untergrundspeicher haben kann und es zur Bildung von Schwefelwasserstoff kommt. Außerdem haben die meisten eingesetzten Gasmotoren und -turbinen nur eine geringe Toleranz für die Beimischung von Wasserstoff, die maximal eine H₂-Konzentration von 5 % erlaubt. Durch die niedrige Dichte von Wasserstoff, fällt auch dessen Transport- und Speicherkapazität gering aus (Ulrich 2018). Deshalb ist eine weitere Umwandlung des Wasserstoffs mit Kohlenstoff in Methan zu bevorzugen. Die Biogasanlage dient in diesem Schritt als CO₂-Lieferant für den Prozess. Die Methanisierung kann dabei entweder über einen katalytischen oder biologischen Prozess in einem Reaktor stattfinden. Der katalytische Reaktor wird mit Temperaturen von 200°C bis 500°C und einem Druck bis 100 bar betrieben und bietet eine hohe Methanformationseffizienz. Der biologische Reaktor hat eine geringe Effizienz und verlangt



somit ein größeres Reaktorvolumen, um dieselbe Produktionskapazität zu erreichen. Allerdings wird bei der katalytischen Umwandlung Gas mit hoher Reinheit für die Einspeisung benötigt, da die verwendeten Nickelkatalysatoren empfindlich gegenüber Verschmutzungen wie z. B. Schwefel sind. Der biologische Prozess ist deutlich robuster gegenüber Verschmutzungen und ist auch unempfindlicher gegenüber direkten Laständerungen von 100 % auf 0 %, im Gegensatz dazu muss bei dem katalytischen Prozess eine Mindestlast eingehalten werden. Das größte Problem der biologischen Reaktoren ist deren geringere Methanformationseffizienz, diese resultiert aus dem langsamen Wechsel der Gase in die flüssige Phase, die die Mikroorganismen beinhaltet (Ullrich et al. 2018). Die Speicherung und Verteilung des so erzeugten synthetischen Erdgases kann wie oben beschrieben über das Erdgasnetz erfolgen.

Der Einsatz von Power-to-Heat Technologie ermöglicht es überschüssige elektrische Energie in Wärme umzuwandeln und gegebenenfalls in einem Wärmespeicher zu speichern. Die Power-to-Heat Technologie ist allerdings nur sinnvoll, wenn die Biogasanlage die elektrische Leistung reduzieren muss, ohne dass es zu einem Verlust an thermischer Leistung kommt. Dies kann für Anlagen mit intensiver Wärmenutzung in den Wintermonaten der Fall sein. Außerdem kann eine Biogasanlage mit einem Power-to-Heat Konzept Überschussstrom bei negativer Residuallast aufnehmen, um negative Regelleistung bereitzustellen (Trommler et al. 2016)

4. Ökonomische Angaben

Die Umstellung einer üblichen Biogasanlage zu einem flexiblen Kraftwerk beinhaltet viele verschiedene Kostenpunkte und ist für jede bestehende Anlage sehr individuell. Die Investitionskosten für eine solche Umstellung sind für jede Einzelanlage durch sorgfältig Planung und Berechnung zu ermitteln. Die heute übliche Methode für eine Flexibilisierung ist der Ausbau der Kapazitäten der Anlage durch eine Vergrößerung des lokalen Gasspeichers und die Erweiterung der installierten BHKW Leistung.

Einen groben Überblick über die Kosten für eine solche Kapazitätserweiterung ist in Tabelle 1 dargestellt. Die Werte beziehen sich auf eine NaWaRo-Anlage mit einer Bemessungsleistung von 500 kW. Die Spalte „500 kW (kein Zubau)“ gibt dabei die erwarteten Kosten für Erhalt und Modernisierung der bestehenden Anlage ohne Flexibilisierung an, und kann zum Vergleich herangezogen werden. Die Tabelle bildet drei Flexibilisierungsgrade ab, (1) Zubau von 500 kW mit kleinem Speicher (4.000 m³), (2) Zubau von 1500 kW mit kleinem Speicher (4.000 m³) und (3) Zubau von 1.500 kW mit großem Speicher (15.000 m³) (FNR 2019).



Tabelle 1: Expertenschätzung der Kosten für Flexibilisierung (FNR 2019)

Installierte Leistung	500 kW (kein Zubau)	1.000 kW (kl. Speicher)	2.000 kW (kl. Speicher)	2.000 kW (gr. Speicher)
Planung und Abnahmen	15.000 €	22.000 €	27.000 €	27.000 €
BImSchG-Antrag und Genehmigung	15.000 €	17.000 €	20.000 €	20.000 €
Störfallplan und Sicherheitstechnik		14.000 €	16.000 €	16.000 €
Netzanschluss und Anlagenzertifikate	26.000 €	30.000 €	35.000 €	35.000 €
BHKW mit Gehäuse	385.000 €	585.000 €	924.000 €	924.000 €
Trafo, Stromleitungen, SMR-Technik	95.000 €	127.000 €	177.000 €	177.000 €
Gasleitung, Verdichter	43.000 €	63.000 €	100.000 €	100.000 €
Gasspeicher/ -kapazität	-	82.000 € (4.000 m ³)	82.000 € (4.000 m ³)	180.000 € (15.000 m ³)
Wärmespeicher/ -kapazität	-	105.000 € (150 m ³)	105.000 € (150 m ³)	240.000 € (1.000 m ³)
Summe	580.000 €	1.043.000 €	1.486.000 €	1.689.000 €

Für die wirtschaftliche Rentabilität spielt die Restlaufzeit der Anlage eine wichtige Rolle. Optimal ist es die Flexibilisierung so durchzuführen, dass die volle Laufzeit der Flexibilitätsprämie genutzt werden kann, damit die Baumaßnahmen vor dem Übergang von erster EEG-Vergütungsperiode in die zweite Vergütungsperiode, bzw. der Ausschreibung gegenfinanziert sind. Die kritische Restlaufzeit für die Flexibilitätsprämie beträgt je nach Anlage 7 bis 8 Jahre, um die Kosten für die Flexibilisierung mit den Subventionen abdecken zu können. Deshalb ist bei geringer Restlaufzeit anzuraten, erst im EEG 2021 die Flexibilisierung zu realisieren, um eine Vergütung über 10 Jahre zu erhalten. Ein weiterer Faktor ist der Überbauungsgrad, da dieser die Höhe der Flexibilitätsprämie positiv beeinflusst, aber gleichzeitig höhere Kosten verursacht.

Die Vermarktungsmehrerlöse durch die Erhöhung der Leistung sind in der aktuellen Situation eher vernachlässigbar und betragen in der Praxis 0,4-1,0 Cent pro kWh. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass in Zukunft eine höherer Überbauungsgrad und die damit einhergehende flexiblere Produktion von Strom wirtschaftlich vorteilhafter sein wird. Zuletzt ist noch die Betriebsweise der BHKWs zu betrachten. Die Verwendung von regelmäßigen Fahrplänen bedeutet den Verzicht auf zusätzliche EPEX-Mehrerlöse, aber



auch, dass geringere Investitionen in Gasspeicherkapazitäten nötig sind und dass die Regelungssteuerung deutlich einfacher ausfallen kann. Jedoch ist davon auszugehen, dass in der Zukunft Preisdifferenzen am Strommarkt zunehmen. Dadurch würde das Abfahren der Preisspitzen in höheren EPEX-Mehrerlöse für die Anlagenbetreiber resultieren und einen höheren Überbauungsgrad attraktiver machen (Daniel-Gromke et al. 2019).

Als kostensenkender Faktor kann noch das Fütterungsmanagement und die damit einhergehende bedarfsorientierte Biogaserzeugung genannt werden. Barchmann et al. (2016) zeigten die positive Auswirkung des Fütterungsmanagement auf die Gasspeicherkapazität bei täglich und wöchentlich optimierten Fahrplänen. Dadurch kann gerade bei Biogasanlagen mit großen installiertem Gasspeicher der weitere Zubau von Gasspeicherkapazitäten reduziert oder sogar ganz vermieden werden, was die notwendigen Investitionssummen deutlich senkt.

5. Marktrelevanz und Absatzmärkte

Der zentrale Marktplatz für die Direktvermarktung von Strom in Deutschland ist der EPEX-Spot-Markt. Der EPEX-Spot-Markt untergliedert sich in den Day-Ahead- und den Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt wird bis 12 Uhr des Vortages Strom in 24 h Intervallen für den nächsten Tag gehandelt. Während der Auktionen am Day-Ahead-Markt stehen die finalen Preise noch nicht fest, vielmehr handelt es sich um prognostizierte Preise, die mit Prognosemodelle für FEE erstellt wurden. Die Differenzen zwischen benötigten und gelieferten Strom, die sich aus der Güte der Prognosemodelle ergeben, können durch den Handel auf dem Intraday-Markt ausgeglichen werden. Der Intraday-Markt, auf dem kontinuierlich gehandelt wird, stellt somit einen wichtigen Ausgleichsmechanismus für die Bilanzkreise der einzelnen Stromhändler dar. Der Day-Ahead-Markt hat das größere Handelsvolumen, allerdings wurde auf dem Intraday-Markt in den letzten Jahren ein deutliches Wachstum verzeichnet (Daniel-Gromke et al. 2019).

Die Chance auf dem EPEX-Spot-Markt zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften ergeben sich aus der bedarfsorientierten Einspeisung von Strom zu Zeitpunkten, an denen der erzielbare Preis den monatliche durchschnittlichen Börsenstrompreis übersteigt und über dem Wert der fixen Einspeisevergütung liegt (Daniel-Gromke et al. 2019). Für flexible Biogasanlagen ergeben sich daraus drei Möglichkeiten wie sie über einen Direktvermarkter innerhalb eines virtuellen Kraftwerks am EPEX-Spot-Markt teilnehmen können: Erstens, über einen Wochenfahrplan, der sich an den Blockprodukten des EPEX-Spot-Marktes orientiert und keine spontanen Änderungen aufgrund von Wetterumschwüngen zulässt. Zweitens, über einen Tagesfahrplan. Bei diesem wird am Vortag für die nächsten 24 h der Betrieb der Anlage geplant, Änderungen an dem Plan aufgrund von veränderten Prognosen können bis vor Lieferbeginn um 12:00 Uhr noch umgesetzt werden. Der Tagesfahrplan bedient somit den Day-Ahead-Markt. Drittens, über eine Echtzeitregelung über den Direktvermarkter. Hierbei wird der Intraday-Markt bedient und der Fahrplan wird auf Grundlage aktueller Marktdaten viertelstündlich optimiert. Für die Umsetzung diese Ansatzes muss der Direktvermarkter in die Steuerung der Anlage eingreifen können und den Fahrplan kurzfristig ändern dürfen (Daniel-Gromke et al. 2019).



Eine weitere Möglichkeit der Stromvermarktung ist die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Die Investitionen zur Erfüllung der Mindestanforderungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch den Anlagenbetreiber wird mit Ausnahme der Regelleistung zur Frequenzerhaltung nicht vergütet, daher bietet nur letztere eine wirtschaftlich relevante Option. Bei zusätzlichem bzw. reduziertem Strombedarf im Netz werden zur Erhaltung der Frequenz positive bzw. negative Regeleistungen benötigt, die von Stromerzeugern und -verbrauchern bereitgestellt werden müssen. Dazu schreiben die Übertragungsnetzbetreiber über ein Auktionsverfahren Regelleistung aus und der Bieter mit dem günstigsten Angebot erhält den Zuschlag, bis die benötigte Menge an Regelleistung erreicht ist. Es gibt drei Arten von Regelleistung, die sich neben weiteren Merkmalen hauptsächlich hinsichtlich der geforderten Aktivierungsgeschwindigkeit unterscheiden. Es gibt Primärregel- (< 30 Sekunden), Sekundärregel- (< 5 Minuten) und Minutenreserveleistungen (< 15 Minuten). Voraussetzung für die Teilnahme am Markt für Regelleistung sind verschiedene Präqualifikationstests, die garantieren, dass die BHKWs die notwendigen Anforderungen (z. B. Aktivierungsgeschwindigkeit) für die Bereitstellung einer oder mehrerer Regelleistungsarten erfüllen. Eine weitere Voraussetzung stellt die geforderte Mindestangebotsmenge dar, die für Primärregelleistung mindestens 1 MW und für Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung mindestens 5 MW beträgt. Diese Anforderung erfüllen die wenigsten Biogasanlagen, weshalb auch hier die Teilnahme für die meisten Biogasanlagen nur über einen Zusammenschluss in einem virtuellen Kraftwerk möglich ist (Daniel-Gromke et al. 2019).

6. Rechtliche Belange und Förderungen

Der Prozess der Flexibilisierung von Biogasanlagen wird von der Politik durch das EEG mitbestimmt. Die Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien haben gegenüber den Netzbetreiber Zahlungsanspruch für die Bereitstellung flexibler Leistung. Die Zahlungsansprüche gliedern sich auf in die Flexibilitätsprämie aus dem EEG 2012 und in den Flexibilitätszuschlag, der mit dem EEG 2014 eingeführt wurde.

Die Flexibilitätsprämie kann nach EEG §50b von Anlagen, die bis zum 31. Juli 2014 in Betrieb genommen worden sind, beantragt werden. Zu beachten ist, dass die Bemessungsleistung der Anlage mindestens 20 % der installierten Leistung betragen muss. Die Flexibilitätsprämie läuft nach der Anmeldung bei dem Direktvermarkter für 10 Jahre und wird mit 130 € je zusätzlich installiertem Kilowatt pro Jahr vergütet (Kosin 2021).

Der Flexibilitätszuschlag kann nach EEG §50a von Anlagen deren installierte Leistung mehr als 100 kW beträgt, in Anspruch genommen werden. Dabei spielt es keine Rolle, ob der anzulegende Wert für die Anlage gesetzlich bestimmt worden ist oder durch Ausschreibung ermittelt wurde. Die Laufzeit des Flexibilitätszuschlags orientiert sich nach EEG §19 an der Dauer des Zahlungsanspruchs der Marktprämie und der Einspeisevergütung. Der Anspruch für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung beträgt 65 € pro Kilowatt im Jahr (EEG 2021). Gleichzeitig wird nach §44b Absatz 1 der Anspruch auf Vergütung durch den Flexibilitätszuschlag auf 45 % der installierten Leistung gedeckelt (Kosin 2021).

Für Anlagenbetreiber, die schon die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben, ist der Flexibilitätszuschlag auf die Laufzeit der zweiten Vergütungsperiode begrenzt.



Außerdem ist zu beachten, dass mit dem EEG 2021 ausschließlich die zusätzlich bereitgestellte flexible Leistung vergütet wird, die nicht schon durch die Flexibilitätsprämie vergütet wurde (EEG 2021). Anlagenbetreiber haben somit nur Anspruch auf eine Folgevergütung im EEG 2021, wenn weitere Flexibilisierungsmaßnahmen stattfinden und der Überbauungsrad erhöht wird.

Des Weiteren wurde im EEG 2021 der Flex-Deckel für Bestandsanlagen abgeschafft, im Gegenzug wurden aber die Flexibilitätsanforderungen für bestehende und neue Anlagen in der Ausschreibung erhöht. Außerdem wurde mit dem EEG 2021 ein neues Ausschreibungssegment für hochflexible Biomethananlagen mit einem jährlichen Volumen von 150 MW und einem Gebotshöchstwert von 19 cent pro kWh in den Gesetzestext aufgenommen. Die Ausschreibung wird allerdings ab dem 2022 auf die Südregion begrenzt sein. Die Förderung durch das EEG erfolgt nur für Anlagen mit einer Mindestgröße von 100 kW und die Bemessungsleistung ist auf 15 % der installierten Leistung begrenzt (Kosin 2021).

7. Chancen und Hürden

Grundlegend ist der Ausbau von Biogasanlagen zu flexiblen Kraftwerken als Bestandteil des „neuen Energiesystems“ als essenziell einzuschätzen. Das „neue Energiesystem“ wird von einem hohen Anteil an FEE geprägt sein und flexible Kraftwerke werden in der Zukunft dazu beitragen die Residuallast zu tragen und nehmen somit eine systemrelevante Rolle ein.

Die Flexibilisierung wird bisher hauptsächlich durch die Erweiterung der Kapazitäten von Gasspeicher und BHKW erzielt. Die oben genannten Alternativen bieten allerdings noch viel zusätzliches Potential für die Bereitstellung flexibler erneuerbarer Energie. Vor allem die Kombination verschiedener Methoden zur Flexibilisierung zum Einen in der Erzeugung und zum Anderen in der Verwertung von Biogas können in der Zukunft zu neuen Geschäftsmodellen und Synergieeffekten führen (Peters et al. 2018). Das Potenzial der einzelnen Technologien zur Flexibilisierung ist noch nicht voll ausgeschöpft und gerade in Bezug auf die Steuerbarkeit des biologischen Prozesses und der Biogasproduktion gibt es noch viel Entwicklungs- und Forschungspotenzial.

Die hohen Investitionskosten, die von Seiten der Anlagenbetreiber getätigt werden müssen, stellen die größte Hürde bei der kontinuierlichen Erweiterung der flexiblen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten dar. Hinzu kommt noch, dass die vom Strommarkt gegebenen Preisanreize ohne Subventionen für einen konsequenten Ausbau hin zu flexiblen Kraftwerken noch nicht stark genug sind.

Die Politik unterstützt die Entwicklung von Biogasanlagen zu flexiblen Kraftwerken und baut subventionelle Anreize für den Grundlastbetrieb der Biogasanlagen gezielt ab. So hat das EEG 2021 weitere Anreize für eine konsequente Flexibilisierung der Biogasanlagen geschaffen, vor allem die Erhöhung des Flexibilitätszuschlags von 40 € auf 65 € je Kilowatt und Jahr, zeigt den Kurs der Politik hin zu flexiblen Kraftwerken an. So wurde die Flexibilitätsprämie bis Juni 2019 von insgesamt 3.337 Biogas- oder Biomethananlagen mit einer installierten Leistung von 2,2 GW_{el} in Anspruch genommen (Daniel-Gromke et al. 2019).



Literatur

- Barchmann, T.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Stur, M.; Weinrich, S.; Jacobi, H., F.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2016): Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung. Landtechnik 71(6), pp. 233–251, DOI: 10.1515/LT.2016.3146, Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung | LANDTECHNIK (landtechnik-online.eu), Zugriff am 13.04.2021
- Braun, T.; Dotzauer, M.; Goldbrunner, M.; Häring, G.; Hanby, V.; Krautz, A. Pfeiffer, D.; Sonnleitner, M.; Zörner, W. (2013): Optimized operation of flexible biogas plants. www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Tagungen/EUBC/2CO_13_4_flexible_biogas_plants_paper_fin.pdf, Zugriff am 29.03.2021
- Candra, D., I.; Hartmann, K.; Nelles, M. (2019): Von einer fluktuierenden zur verlässlichen Stromerzeugung? Magazin für die Energiewirtschaft, 4/2019, EW Medien und Kongresse GmbH
- Daniel-Gromke, J.; Kornatz, P.; Dotzauer, M.; Stur, M. (2019): Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen. Leitfaden, Hg. DBFZ und Fraunhofer IEE; www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf, Zugriff am 10.02.2021
- Dittmer, C. (2020): Systemintegration Bioenergie – automatisierte Anlagensteuerung basierend auf heuristischen Prognose- und Bedarfsmodellen. Biogas Infotage 2020, Reenergie Allgäu e.V., Ulm, 29.-30.1.2020.
- EEG (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) 2021. www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_50a.html, Zugriff am 28.04.2021
- Eltrop, L.; Fleischer, B.; Härdtlein, M.; Panic, O.; Maurer, C.; Daiber, R.; Dieter, H.; Beirow, M.; Spörl, R. (2016): Speicherung und flexible Betriebsmodi zur Schonung wertvoller Ressourcen und zum Ausgleich von Stromschwankungen bei hohem Anteil erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg. https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/30313?_de_xdot_lubw_pudi_frontend_web_portlet_DetailPortlet, Zugriff am 18.02.2021
- FNR (2019): Flexibilisierung von Biogasanlagen. Leitfaden, 2019; <https://mediathek.fnr.de/flexbroschuere.html?web=1&wdLOR=c80A42655-64F9-49D8-9C48-F04045B16679>, Zugriff am 10.02.2021
- Ganagin, W.; Loewen, A.; Hahn, H. (2014): Flexible Biogaserzeugung durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung. In Proceedings of the 8. Rostocker Bioenergieforum, Rostock, Germany, pp. 79–93 (PDF) Flexible Biogaserzeugung durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung (researchgate.net), Zugriff am 11.04.2021
- Holzhammer, U.; Krautkremer, B.; Stelzer, M.; Jentsch, M.; vanOehsen, A.; Kirchner, D. et al. (2014): Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Standard (ikem.de), Zugriff am 22.03.2021.



- Kosin, L. (2021): EEG 2021: Erneuerbare Energien Gesetz – Verloren im Klein-Klein. Bauernzeitung, www.bauernzeitung.de/agrarpraxis/neue-energien/eeg-2021-verloren-im-klein-klein/, Zugriff am 26.04.2021
- Lucha, C.; Meinecke, L. (2019): Alte Energiewelt – Neue Energiewelt – Trends und Akteure in einem zunehmend digitalen Energiesystem; https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7120/file/7120_Weigel.pdf, Zugriff am 10.02.2021.
- Next Kraftwerke (2016): Residuallast. Next Kraftwerke GmbH, www.next-kraftwerke.de/wissen/residuallast, Zugriff am 22.03.2021
- Peters, L.; Uhlenhut, F.; Biernacki, P.; Steinigeweg, S. (2018): Aktueller Stand der Flexibilisierungskonzepte von Biogasanlagen zur Abdeckung der Residuallast. Chemie Ingenieur Technik 90(1-2), pp. 36–46, DOI: 10.1002/cite.201700101, Status of Flexibilization Concepts for Biogas Plants to Cover Residual Load Rises - Peters - 2018 - Chemie Ingenieur Technik - Wiley Online Library, Zugriff am 16.02.2021
- Statista (2021): Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020 | Statista, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/152296/umfrage/stromerzeugung-aus-erneuerbaren-energien-in-deutschland-seit-1998/>, Zugriff am 11.02.2021
- Theuerl, S.; Herrmann, C.; Heiermann, M.; Grundmann, P.; Landwehr, N.; Kreidenweis, U.; Prochnow, A. (2019): The Future Agricultural Biogas Plant in Germany: A Vision. *Energies* 12(3), pp. 396, DOI: 10.3390/en12030396, *Energies* | Free Full-Text | The Future Agricultural Biogas Plant in Germany: A Vision | HTML (mdpi.com), Zugriff am 04.03.2021
- Trommler, M.; Dotzauer, M.; Barchmann, T.; Matthischke, S.; Brosowski, A.; Keil, A., Gerigk, U.; Lange, C.; Kretschmer, K. (2016): RegioBalance – Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, RegioBalance – Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen (dbfz.de), Zugriff am 29.03.2021
- Ullrich, T.; Lindner, J.; Bär, K.; Mörs, F.; Graf, F.; Lemmer, A. (2018): Influence of operating pressure on the biological hydrogen methanation in trickle-bed reactors. *Bioresource technology* 247, pp. 7–13, DOI: 10.1016/j.biortech.2017.09.069, Influence of operating pressure on the biological hydrogen methanation in trickle-bed reactors - ScienceDirect, Zugriff am 23.04.2021
- Ulrich, T. (2018): Biologische Wasserstoffmethanisierung in Hochdruck-Rieselbettreaktoren für Power-to-Gas-Konzepte. Forschungsbericht Agrartechnik des Fachausschusses Forschung und Lehre der Max-Eyth-Gesellschaft Agrartechnik im VDI, <http://opus.uni-hohenheim.de/volltexte/2019/1553/>, Zugriff am 22.04.2021
- Weigel, P.; Fishedick, M. (2018): Die Rolle der Digitalisierung in der soziotechnischen Transformation des Energiesystems. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 68(5), pp. 10-16, OPUS 4 | Rolle der Digitalisierung in der soziotechnischen Transformation des Energiesystems (wupperinst.org), Zugriff am 11.02.2021

