

Daniela Thrän<sup>1,2</sup>, Alexander Krautz<sup>2</sup> und Martin Dotzauer<sup>2</sup>

## **Bedarfsgerechte Bereitstellung von Bioenergie – Herausforderungen und Chancen**

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer stärker auf Erneuerbare Energien basierenden Versorgung ist in Europa und damit in Deutschland erklärtes politisches Ziel. Dies beinhaltet neben dem Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten vielfältige weitere Komponenten – Speicher, Netze, Steuerungsansätze sowie Marktanpassungen. In Deutschland hat in den vergangenen Jahren – gefördert durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) – insbesondere die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien starken Zuwachs erfahren.

Bei dem genannten Transformationsprozess entwickeln sich die beteiligten Bereiche mit unterschiedlicher Geschwindigkeit. So erfolgt der Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen – zum Teil bedingt durch kürzere Planungs- und Umsetzungszeiten – wesentlich schneller als beispielsweise der notwendige Netzausbau. Durch den wachsenden Anteil von Wind- und Photovoltaik-Einspeisungen erhöht sich der Bedarf an zuverlässig bereitgestellter Leistung, sowohl für die Residuallast als auch für verschiedene Systemdienstleistungen. Bioenergie und insbesondere Biogas nehmen in diesem Prozess eine Schlüsselfunktion ein, da eine Verstromung von Biogas wetterunabhängig ist, mit hohen Lastwechselgeschwindigkeiten gesicherte Leistung bereitstellen kann und – zusammen mit Pumpspeicherkraftwerken – die derzeit einzigen tatsächlich marktreifen Speicher- bzw. Verlagerungsoptionen sind. Die flexible Strombereitstellung aus Biogasanlagen kann kurzfristigen (tagesabhängigen) oder saisonalen Bedarfsschwankungen folgen. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen kann eine weitgehend auf Erneuerbare Energien gegründeten Stromversorgung strategisch absichern.

Auch die Bundesregierung setzt mit der Markt- und der Flexibilitätsprämie im EEG 2012 erste Anreize zur Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Bei der Marktprämie ergibt sich für Bioenergieanlagen neben der festen Einspeisung parallel die Möglichkeit, bedarfsgerecht Regelenergie bereit zu stellen. Die Flexibilitätsprämie soll als Erweiterung zur Marktprämie das Verhältnis der installierten Leistung zur Stromproduktion der Anlagen verändern, so dass ein flexibler Betrieb zum Ausgleich der fluktuierenden Wind und PV-Einspeisung erfolgen kann. Dies ist beispielsweise durch die Leistungserhöhung bei gleich bleibender Jahresstromproduktion von Biogas- und Biomethan-Blockheizkraftwerken (BHKW) möglich.

---

1 Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (UFZ), Leipzig

2 Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Leipzig

## 1. Ausgangssituation

Das deutsche Stromversorgungssystem war vor Einführung des EEG durch fossile und nukleare Erzeugungsanlagen geprägt. So waren im Jahr 2000 86 % der Erzeugungskapazitäten fossil-nuklear und nur 12,5 % erneuerbar (BMWi, 2013). In dem mit Großkraftwerken versorgten Energiesystem orientierte sich die Erzeugung am Verbrauchsprofil. Der Kraftwerkspark setzte sich daraus abgeleitet aus *Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken* zusammen. Die Grundlastkraftwerke decken in diesem System die permanent erforderliche Minimallast ab, Mittellastkraftwerke übernehmen in Zeiten erhöhter Nachfrage die zusätzliche Leistung, und Spitzenlastkraftwerke werden nur für die wenigen Stunden im Jahr eingesetzt, in denen auch der Bedarf noch über der Summe der beiden zuerst genannten Kraftwerksgruppen liegt.

Durch den Ausbau der erneuerbaren sank der Anteil der konventionellen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2011 auf 56 % und die erneuerbaren erhöhten sich auf einen Anteil von 40 % (BMWi, 2013). Da sich die Stromproduktion vor allem von Windkraft- und Solaranlagen nicht an der Nachfrage ausrichtet, verliert die Unterteilung in Lastbereiche ihre Gültigkeit. Die fluktuierenden Energieformen weisen gegenüber konventionellen Grundlastkraftwerken die Charakteristik auf, dass sie ihre volle Leistung nur wenige Stunden im Jahr einspeisen und die Einspeiseleistung zeitlichen und räumlichen Schwankungen unterliegt.

## 2. Herausforderungen einer zunehmend regenerativen Energiebereitstellung

Gemäß der jüngsten Ziele im Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien soll sich der Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsektor von heute 20,5 % (BMU, 2012) auf 38,6 % in 2020 erhöhen (NREAP Germany, idF. v. 2010). Im EEG (idF. v. 2012) werden in §1 die Ziele zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch festgeschrieben. So soll schrittweise der Anteil der regenerativen Stromerzeugung von mindestens 35 % im Jahr 2020, über 50 % im Jahr 2030 auf mindestens 80 % im Jahr 2050 gesteigert werden. Konkrete Ausbaupfade für die einzelnen Erzeugungsarten gibt das EEG nicht vor. Es existieren aber eine Reihe von Studien, die durch Potentialschätzungen mögliche Ausbaupfade für die kommenden Jahre aufzeigen. So nimmt Nitsch u.a., 2012 an, dass vor allem Wind- und Solarenergie ihre Leistung bis 2050 mehr als verdoppeln können, und die Bioenergie bis dahin nur noch einen vergleichsweise moderaten Zuwachs von 65 % realisieren wird. Demnach wird die zukünftige Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik aufgrund ihrer hohen installierten Leistungen das Stromsystem wesentlich dominieren, wodurch der Bedarf an Ausgleichsoptionen wächst, um die durch Verbraucher abgeforderte Leistung zu jeder Zeit erbringen zu können. Da Wind- und Solarstromspeisung in Abhängigkeit vom Wetter sehr starken kurzfristigen Schwankungen unterliegen können, muss dafür gesorgt werden, dass Ausgleichsoptionen in Echtzeit auf die Einspeiseschwankungen reagieren können.

Zum Ausgleich dieser Schwankungen bieten sich im Stromnetz eine Reihe von Möglichkeiten an: Der direkte Aus- und Umbau der verschiedenen Spannungsebenen sorgt für einen besseren Ausgleich regionaler Nachfrage- und Einspeisedifferenzen. Die Anpassung bestehender Kraftwerke durch retrofit-Maßnahmen für eine bessere Lastwechselfähigkeit und das Lastmanagement für die gesteuerte Anpassung der Stromnachfrage sind kurzfristig umsetzbare Optionen. Beim weiteren Fortschreiten der Energiewende werden zur Integration des fluktuierenden Stromaufkommens auch der Einsatz von Speichern und die bedarfsgerechtere Nutzung steuerbarer sowie dezentraler Erzeugungsanlagen notwendig. Für den Erfolg der Energiewende werden verschiedene Aus-

gleichsmöglichkeiten genutzt werden können, da die verfügbaren Konzepte jeweils spezifische Aufgaben arbeitsteilig übernehmen können.

Die Gewichtung der einzelnen Konzepte werden sich zukünftig vor allem an der technischen Entwicklung und Bepreisung der verschiedenen Dienstleistungen bestimmen. Entscheidend sind Rahmenbedingungen, die neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien auch deren Systemintegration durch flankierende Maßnahmen und ein angepasstes Marktdesign unterstützen.

### 3. Anlagenkonzepte für die bedarfsgerechte Strombereitstellung aus Biogasanlagen

Im Mix der Erneuerbaren Energien, ist die Bioenergie gegenüber der Wind- und Solarenergie in der Lage, dargebotsunabhängig Leistung bereitzustellen und damit zur Netzstabilisierung beizutragen. Auf Grund der kurzen Reaktionszeiten und der Pufferfunktion der Gasspeicher eignen sich in diesem Zusammenhang insbesondere Biogasanlagen als Ausgleichsoption. Art und Umfang der Ausgleichsfunktionen können dabei sowohl kurzfristige als auch längerfristige Schwankungen bedienen:

- Für kurzfristige Schwankungen im Stromnetz können Biogasanlagen Regelenergie bereitstellen und damit Systemdienstleistungen erfüllen (Kohler u.a., 2010).
- Lastgangschwankungen innerhalb eines Tages können Biogasanlagen gut ausgleichen, da sie bei ausreichend dimensioniertem Gasspeicher ihre Stromprodukt gezielt in nachfragestarke Zeiträume verlagern können. Damit eignen sich die Anlagen sehr gut dazu, den typischen Lastgang der Photovoltaik mit so genannter Residuallast auszugleichen (Krzikalla u.a., 2013).
- Der Ausgleich saisonaler Angebots- und Nachfrageschwankungen kann auch durch Biogasanlagen erfolgen. Zwar reichen die auf den Anlagen installierten Speicher nicht aus, um Produktionsüberschüsse aus dem Sommerhalbjahr in das Winterhalbjahr zu verlagern. Durch ein gezieltes Fütterungsmanagement lässt sich jedoch die Leistung der Biogasproduktion den saisonalen Bedürfnissen anpassen (Casaretto u.a., 2013). Als weitere Option kann aufbereitetes Biogas als Biomethan kurz- bis langfristige Schwankungen ausgleichen, da das bestehende Erdgasnetz als Speicherinfrastruktur genutzt werden kann.

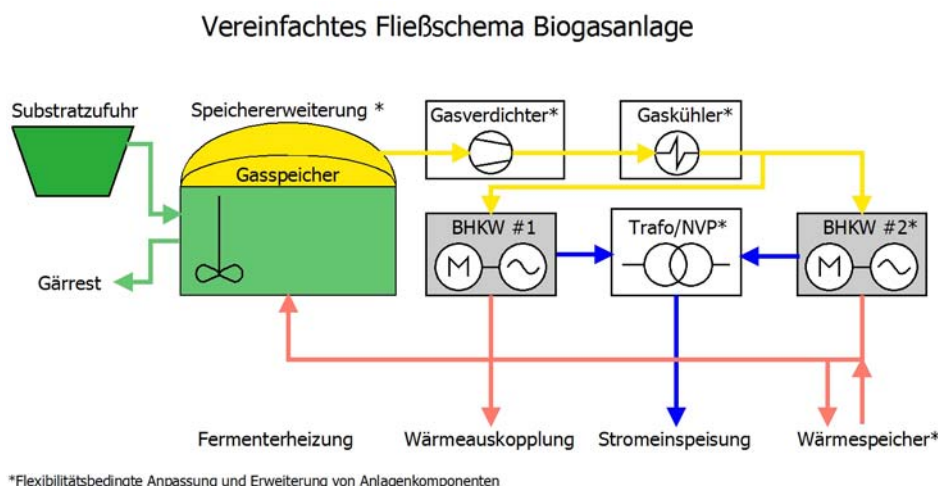


Abb. 1: Fließschema einer erweiterten Biogasanlage (M. Dotzauer, DBFZ)

Für die Flexibilisierung müssen bestehende Anlagenkonzepte erweitert und angepasst werden. In Anlehnung an Abbildung 1 betrifft das folgende Anlagekomponenten: Gasspeicher, Gaskonditionierung, Stromerzeugungskapazitäten, Wärmespeicher sowie weitere Infrastruktur- und Konzeptanpassungen.

*Gasspeicher:* Biogasanlagen verfügen in der Regel über einen Gasspeicher zum Ausgleich einer schwankenden Gasproduktion und dem Auffangen von Gasüberschüssen bei ungeplanten BHKW-Stillständen. Ist der Gasspeicher hinreichend groß dimensioniert, können Anlagen nach Einbindung durch einen Direktvermarkter in einen entsprechenden Regelverbund vergleichsweise einfach negative Regelenergie bereitstellen. Dies ist möglich, da der Großteil der Bestandsanlagen permanent im Volllastbereich gefahren wird, wodurch eine definierte Absenkung der Leistung für einen kurzen Zeitraum relativ einfach umzusetzen ist.

*Stromerzeugungskapazitäten:* Wenn Biogasanlagen zur Glättung fluktuierender Einspeisung effektiv beitragen sollen, ist es notwendig, Erzeugungslast in einem nennenswerten Umfang zeitlich zu verschieben. Die technischen Voraussetzungen für solche Betriebsstrategien umfassen neben einen entsprechend groß dimensionierten Gasspeicher auch die Erweiterung der Verstromungskapazität durch zusätzliche BHKW-Leistung.

Wird beispielsweise das BHKW auf das Doppelte seiner ursprünglichen Leistung vergrößert, kann am Tag die gleiche Strommenge erzeugt werden wie beim kontinuierlichen Betrieb – jedoch gezielt an jenen 12 Stunden pro Tag, an denen der Bedarf am größten ist. Das konstant produzierte Biogas dient nun als Zwischenspeicher und wird von den BHKW nur zu den Zeiten verstromt, zu denen es ökonomisch oder netztechnisch am sinnvollsten ist.

*Wärmespeicher:* Als Einschränkungen einer flexiblen Fahrweise müssen bestehende Wärmekonzepte berücksichtigt werden und ggfs. durch Wärmespeicher ergänzt werden, so dass eine stromoptimierte Fahrweise die Wärmeversorgung nicht beeinträchtigt.

*Weitere Infrastruktur- und Konzeptanpassungen:* Anpassungsbedarf bei der Anlagenperipherie – um das Gesamtsystem für eine Erhöhung der Verstromungskapazität zu befähigen – besteht bei folgenden Komponenten:

- Gasleitungen und Aggregate zur Gaskonditionierung, Netzverknüpfungspunkt (NVP),
- kommunikationstechnische Schnittstelle zu Anlagen,
- Stromleitungen und Transformatorenstation, sowie der Pool des Vermarkters.

Die Flexibilität der Anlagen und damit die Grundlage für einen bedarfsgerechten Anlagenbetrieb werden zudem durch genehmigungsrechtliche Fragen beeinflusst, die vor allem die elektrische Leistung und des Gasspeichervolumen begrenzen können. Für den Fall dass durch die Flexibilisierung die zulässigen Höchstgrenzen überschritten werden, ist eine nachträgliche Anpassung des Genehmigungsbescheides erforderlich.

Neben der Erweiterung des Gasspeichervolumens kann perspektivisch auch eine Anpassung der Fütterungsstrategie zur Flexibilisierung der Anlage beitragen. Im Gegensatz zum Speicherzubau können damit weniger befriedigend tageszeitliche, als vielmehr saisonale Schwankungen ausgeglichen werden. Beispielsweise ließe sich die Fütterung während der Sommermonate reduzieren, um bei konstanter Verstromungskapazität noch weniger Tagesstunden bei voller Leistung zu produzieren. Dies kann vor dem Hintergrund der im Sommer stärkeren Solareinstrahlung dann sinnvoll sein, wenn die Photovoltaik zeitweilig einen hohen Anteil der Stromnachfrage decken kann.

Während der Wintermonate wird folgerichtig die Fütterung angehoben, um dem generellen Mehrbedarf an Strom gerecht zu werden.

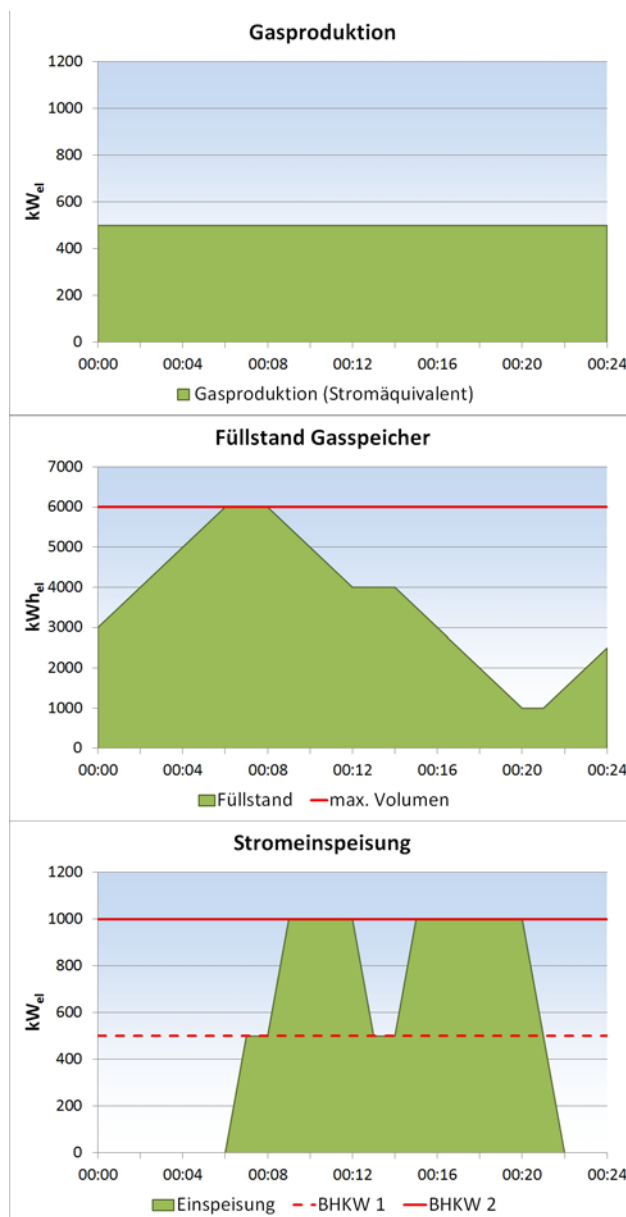


Abb. 2: Zeitlicher Verlauf der Gasproduktion, des Gasspeicherfüllstandes und der BHKW-Auslastung (A. Krautz, DBFZ)

Das Zusammenspiel der einzelnen Anlagenkomponenten bei der flexiblen Strombereitstellung ist in Abbildung 2 dargestellt; sie zeigt, wie eine zur Flexibilisierung erweiterte Anlage ein Tageslastprofil abfährt. Dabei bleibt die Biogasproduktion kontinuierlich auf dem bisherigen Niveau. Der Gasspeicherfüllstand unterliegt nun stärkeren Schwankungen, da in Zeiten zu denen das BHKW still steht, kein Gas verbraucht wird und der Speicher das Gas aufnimmt. Zu Zeiten, in denen mit doppelter Kapazität verstromt wird, leert sich der Gasspeicher, weil nur ein Teil des Gasverbrauchs aus der laufenden Produktion gedeckt werden kann. Mit diesem Konzept kann die Biogasanlage vor allem zu hochpreisigen Stunden Strom ins Netz einspeisen.

#### 4. Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Wenn im Rahmen der Energiewende im Stromnetz zunehmend konventionelle Anlagen vom Netz gehen, müssen auch die Systemdienstleistungen dieser Anlagen durch 'erneuerbare' Erzeugungsanlagen oder anderweitig ersetzt werden (FGH, 2012). Systemdienstleistungen umfassen im Stromnetz Funktionen, die das Netz stabil halten und die jederzeit Versorgungssicherheit gewährleisten. Dazu gehören die Frequenz- und Spannungshaltung, die Bereitstellung von Verlustenergie, Blindleistungskompensation oder die Schwarzstartfähigkeit bestimmter Kraftwerke, um nach einem Netzausfall den Betrieb wieder zu gewährleisten. Derzeit sind es überwiegend thermische Großkraftwerke und Pumpspeicherwerke, die diese Dienstleistungen anbieten und das Stromnetz stabilisieren (Bundeskartellamt, 2011).

Regelenergie, als eine wesentliche Komponente der Systemdienstleistung, gleicht im Stromnetz Über- oder Unterversorgungssituationen aus und dient als reaktives Instrument zur Ausbalancierung des Netzes. Bei einer Überversorgungssituation wird negative Regelenergie benötigt, die zum einen durch das Abschalten von Erzeugungsanlagen, aber auch durch das Zuschalten von zusätzlichen Verbrauchern erfolgen kann. Bei einer Unterversorgungssituation wird positive Regelenergie eingesetzt, welche durch das Zuschalten von Erzeugungsanlagen oder durch das Abschalten von Verbrauchern erfolgen kann. Es wird im Speziellen zwischen Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve (bzw. Tertiärregelung) unterschieden (UCTE, 2004). Die drei Formen unterscheiden sich durch ihre Anforderungen an die Bereitstellungsgeschwindigkeit und -dauer (vgl. Abbildung 3). Im Fall von Frequenzabweichungen werden diese aufeinander folgend abgerufen, bis das Netz wieder im Gleichgewicht ist.

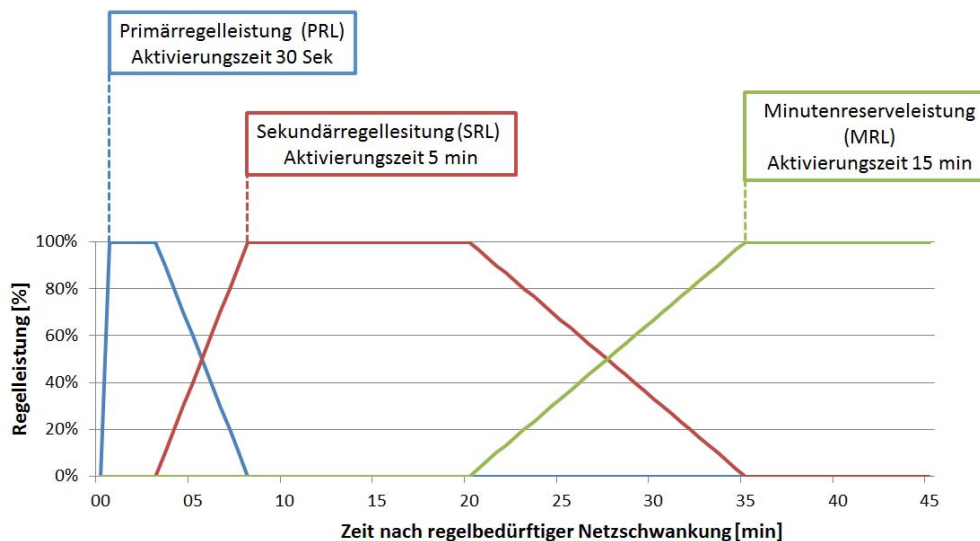


Abb. 3: Schema Regelleistungsarten (eigene Darstellung, DBFZ)

Die *Primärregelung* regelt innerhalb von 30 Sekunden automatisch Frequenzabweichungen mit positivem oder negativem Vorzeichen aus und wird vorrangig von Großkraftwerken oder Pumpspeicherwerken bereitgestellt die schnell mit großen Leistungsgradienten reagieren können.

Die nachfolgende *Sekundärregelung* hat eine Vorlaufzeit von 5 Minuten und wird durch die Übertragungsnetzbetreiber bei den Regelenergieanbietern über eine Fernwirkleinrichtung abgerufen.

Die *Minutenreserve* dient bei länger andauernden Netzungleichgewichten zur Ablösung der Sekundärregelung.

Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt in Deutschland durch Ausschreibungsverfahren der vier Übertragungsnetzbetreiber auf einer gemeinsamen Internetplattform, die getrennt vom

Stromgroßhandel agiert. Für eine Marktteilnahme müssen sich Regelenenergieanbieter entsprechend den Vorgaben der Bundesnetzagentur präqualifizieren lassen.

Biogasanlagen, bei denen die BHKW wie Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren arbeiten, bieten gute Voraussetzungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Mackensen u.a., 2008). Schon heute sind erste Pools von Biogasanlagen zur Minutenreserve und Sekundärregelung präqualifiziert und tragen aktiv zur Netzstützung bei (Hölder, 2013). Biogasanlagen sind darüber hinaus technisch dazu in der Lage, neben Regelenenergie auch weitere Systemdienstleistungen – wie Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit – anzubieten, so dass sie zukünftig einen noch größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können und damit Aufgaben der bisherigen fossilen Erzeugungseinheiten übernehmen.

## 5. Neue Mechanismen zur Systemintegration der Bioenergie im EEG

Das EEG regelt im Kern den Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien sowie die Vergütung für den aus EEG-Anlagen eingespeisten Strom. Die Vergütungshöhe ist dabei abhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt, der eingesetzten Technologie und Substrate sowie weiterer Einflussgrößen. Der Einspeisevorrang des EEG und die garantierten Vergütungssätze haben dazu geführt, dass in den letzten Jahren ein beständiger Zubau von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie stattgefunden hat und zum Ende des Jahres 2012 im Mittel bereits über 23 % des deutschen Stroms aus Erneuerbaren Energien stammte (BMU, 2013). Zukünftig wird für Biomasseanlagen nicht mehr relevant sein, permanent mit voller Leistung einzuspeisen, da zu Zeiten starken Wind- und Solaraufkommens die Stromgestehungskosten aus solchen Anlagen deutlich niedriger liegen, als diejenigen aus Biomasseanlagen. Um für einen weiter zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien im Stromnetz frühzeitig die Weichen hin zu einer besseren Systemintegration und einer kostenoptimalen Einsatzstrategie zu stellen, hat der Gesetzgeber mit der EEG-Novelle im Jahr 2012 die Direktvermarktungsmöglichkeiten nach EEG 2012 §33a ff. ausgeweitet. Die Direktvermarktung soll dabei Bestands- und Neuanlagen die Möglichkeiten eröffnen, einen marktorientierten Betrieb zu realisieren, um – anders als bei der unflexiblen Festvergütung bei konstanter Einspeisung – auf Angebots- und Nachfrageschwankungen am Stromgroßhandelsmarkt zu reagieren. Durch die Begrenzung des Grünstromprivilegs ist für Biomasseanlagen in erster Linie die Direktvermarktung mittels *Marktprämie* interessant. Im Juni 2013 befanden sich mit 2.510 MW fast 50 % der Biomassestromerzeugungsleistung in der Marktprämie (www.eeg-kwk.net). Nach dem Grünstromprivileg wurden lediglich 13 MW vermarktet.

Der Mechanismus der Marktprämie gleicht die im Vergleich zur Festvergütung bestehenden Preisdifferenzen zu den Marktpreisen für Strom aus. Die Direktvermarktung mit Marktprämie, stellt somit eine Mischform aus reguliertem Marktsegment und einem an Marktmechanismen ausgerichteten Absatz dar.

Ergänzend zur Marktprämie hat der Gesetzgeber mit der Novelle des EEG zum 1. Januar 2012 die *Flexibilitätsprämie* eingeführt. Diese Prämie ist darauf ausgerichtet, einen Teilausgleich für Mindereinnahmen durch eine flexible Fahrweise zu schaffen. Bei einer flexiblen Fahrweise sinkt im Vergleich zum kontinuierlichen Betrieb zwangsläufig die Auslastung der Betriebsmittel. Die geringere Auslastung der Betriebsmittel bzw. Investitionen in neue Betriebsmittel – wie ein neues BHKW oder einen größeren Gasspeicher – haben direkten Einfluss auf die Abschreibung von kapitalgebundenen Kosten. Auch die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten steigen in der Tendenz je produzierte kWh.

Die Flexibilitätsprämie ist daher progressiv gestaltet, so dass sich bei höherer Flexibilität und damit sinkender Betriebsmittelauslastung die Prämie erhöht. Die Flexibilitätsprämie kann aber in vielen Fällen die Mehraufwendungen nicht allein kompensieren, so dass durch eine strompreisoptimierte Fahrweise auch Mehrerlöse am Strommarkt berücksichtigt werden müssen. Zudem müssen positive Nebeneffekte, wie eine Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades durch ein größeres BHKW, beachtet werden. Die Flexibilitätsprämie ist damit ein wesentliches unterstützendes Instrument für eine bedarfsgerechteren Fahrweise von Biogasanlagen und deren weitere Markt- und Systemintegration.

Die meisten direkt vermarkteten Biogasanlagen bieten ihren Strom kontinuierlich – häufig dazu parallel Regelenergie – an. Die zusätzlichen Erlöse für den Anlagenbetreiber und den Stromhändler sind somit die Einnahmen aus der Managementprämie und der Vermarktung der Regelenergie. Durch die kontinuierliche Vermarktung wird der Referenzmarktwert für die steuerbaren Erneuerbaren Energien erreicht, welcher dem monatlichen Durchschnittspreis des Spotmarktes entspricht, wodurch für die Stromerzeugung die sonst fällige feste Einspeisevergütung garantiert ist. Neben der negativen Minutenreserve bieten die ersten Händler die Vermarktung der „zweiten Stufe der Regelenergie“ die negative Sekundärregelleistung an. Für die Vermarktung der Regelenergie werden die Anlagen von einem Stromhändler in einem Pool zusammengeführt, um die Präqualifikationsanforderungen zur Bereitstellung der entsprechenden Regelenergie zu erfüllen. Damit wurde in den letzten Monaten die umfassende Eignung von Biogasanlagen zur strategischen Unterstützung der Transformation des Energiesystems erfolgreich nachgewiesen. Die bisherige Entwicklung der Flexibilitätsprämie war recht gering. Am 31.05.2013 waren bei der Bundesnetzagentur 202 Anlagen mit rund 80 MW<sub>el</sub> installierter Leistung gemeldet, von denen rund 100 Anlagen auf sehr kleine Biomethan-BHKW zurückzuführen sind. Nach letzten Meldungen scheint das Interesse an der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie jedoch zu steigen. Dabei hat die bisher eher schleppende Entwicklung verschiedene Gründe.

Zunächst wollten die meisten Anlagenbetreiber (aber auch andere Akteure, z.B. Stromhändler) einen Schritt nach dem anderen gehen. So war der Schritt zur Direktvermarktung mittels Marktprämie – wie bereits beschrieben – ein bedeutender Schritt für die Branche. Zudem bietet die Flexibilitätsprämie auf den ersten Blick eine nochmals höhere Komplexität als die Marktprämie. Da die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie in der Regel mit einer Erweiterung der Anlage, also mit Investitionen verbunden ist, vergehen von der ersten Idee der Inanspruchnahme bis zur Realisierung häufig 6 bis 18 Monate. Die Dauer für eine veränderte Genehmigung und/oder die Lieferdauer von Komponenten (z.B. BHKW) führen zu längeren Umsetzungszeiträumen, die bei der Betrachtung der Marktentwicklung der Flexibilitätsprämie zu berücksichtigen sind.

Bisher lagen kaum Informationen über die tatsächlichen Anforderungen an die Anlagen vor, die als Voraussetzung für die Inanspruchnahme erfüllt werden müssen. Neben den Regelungen zur Berechnung verweist der relevante § 33i des EEG 2012 lediglich darauf hin, dass die gesamte Leistung der Anlage direkt vermarktet, die Flexibilitätsprämie bei der BNetzA angemeldet und die Anlage technisch in der Lage sein müssen, einen „bedarforientierten Betrieb“ zu leisten, welcher durch einen Umweltgutachter zu prüfen ist. Beim Start der Flexibilitätsprämie war jedoch beispielsweise ungeklärt, welche Leistungsmerkmale bei einem bedarfsorientierten Betrieb nachzuweisen sind. Mittlerweile haben sich einige Umweltgutachter, Stromhändler und Netzbetreiber darauf geeinigt, dass ein bedarfsgerechter Betrieb dann vorliegt, wenn eine Biogasanlage nachweislich durch ihre Fahrweise an der Börse einen höheren Preis erzielen kann,



als den Durchschnittspreis des Spotmarktes. Hierzu vereinbart der Stromhändler mit dem Anlagenbetreiber und dem Umweltgutachter für den Probebetrieb der umweltgutachterlichen Prüfung einen Fahrplan der zu höheren Erlösen als den Tagesdurchschnittspreis führt, den die Anlage leisten muss (vgl. Abbildung 2).

## 6. Ausblick

Bioenergie ist, gemessen am gesamten Endenergiebedarf, derzeit die wichtigste erneuerbare Energieform in Deutschland. Darüber hinaus verfügt sie gegenüber den fluktuierenden Erzeugungarten die Fähigkeit, bedarfsgerecht abgerufen werden zu können. Bei der Stromerzeugung können Bioenergieanlagen wegen ihrer Steuerbarkeit dazu genutzt werden, fossile Anlagen zu ersetzen, vor allem dann, wenn gesicherte Leistungen in Situationen bereit zu stellen sind, in denen Wind- und Solaranlagen zeitweilig keinen Strom einspeisen. Da in Deutschland der Bestand an Biogasanlagen geografisch relativ gleichmäßig verteilt ist (Witt u.a., 2012), kann der Anlagenbestand perspektivisch sehr gut dazu genutzt werden, die dezentral auftretenden Leistungsungleichgewichte auszuregulieren und so, zusammen mit anderen Ausgleichsoptionen, eine 'erneuerbare Vollversorgung' im Stromnetz ermöglichen.

Derzeit produziert jedoch der Großteil der Bioenergieanlagen Strom als kontinuierliches Lastband, und die für die Netzstabilität notwendige Flexibilität wird weiterhin überwiegend durch konventionelle Anlagen sichergestellt. Der künftige Energiemarkt wird durch den weiteren dynamischen Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen stärker als heute flexibel bereitgestellten Strom zum Ausgleich der fluktuierenden Energieträger nachfragen. Biogasanlagen können in vielfältiger Weise flexibel Strom erzeugen und mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen elementare Verantwortung für die Versorgungssicherheit übernehmen. Unter Berücksichtigung technischer und rechtlicher Restriktionen führt eine Anlagenflexibilisierung zu einem echten Mehrwert für Anlagenbetreiber und den Energiehandel, weil die bestehende Anlageninfrastruktur für einen flexiblen Betrieb vergleichsweise unkompliziert angepasst werden kann und so sehr schnell auf die steigenden Anforderungen bei der Transformation unseres Energiesystem reagiert werden kann. Regelernergie ist neben der flexiblen Strombereitstellung eine wichtige Komponente der Systemdienstleistungen, die bereits heute schon von Biogasanlagen erbracht wird.

Das gegenwärtige EEG hat mit der Ausweitung der Direktvermarktungsmöglichkeiten sowie der Einführung der Flexibilitätsprämie ein gezieltes Anreizsystem installiert, dass die Bereitstellung bedarfsgerechter Stromproduktion aus Biogasanlagen kostendeckend vergüten kann. In der Praxis bestehen bei der Interpretation der einzelnen Steuerungsregelungen allerdings noch Rechtsunsicherheiten, so dass für eine umfassende Flexibilisierung der Anlagen die bestehenden Steuerungsinstrumente nachjustiert werden sollten.

## Literatur

BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012

BMWi: Zahlen und Fakten – Energiedaten.

URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html> (abgerufen am 12.06.13)

- Bundeskartellamt: Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bundeskartellamt, 2011
- Casaretto, R.; Holzhammer, U.; Krause, Th.; Paproth, M.: Biogas macht PV im Sommer Platz. Biogasjournal (2013), Nr. 1
- FGH: Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), 2012
- Hölder, D.: Erneuerbare übernehmen Verantwortung: Stabile und sichere Stromversorgung aus Wind, Sonne und Biomasse, 2013
- Kohler, St.; Agricola, A.; Seidel, H.: dena-Netzstudie II. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, St.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), 2013
- Mackensen, R.; Rohrig, K.; Emanuel, H.: Das regenerative Kombikraftwerk. ISET, 2008
- Nitsch, J.; Pregger, Th.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, D. L.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N. u.a.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.  
URL: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf) (abgerufen am 24.04.13)
- UCTE: A1 – Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance. ENTSOE (2004)
- Witt, J.; Thrän, D.; Rensberg, N.; Naumann, K.; Billig, E.; Sauter, Ph.; Daniel-Gromke, J.; Krautz, A.; Weiser, Ch. u.a.: DBFZ Report Nr. 12: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. DBFZ Report (Final Report Nr. 12). Leipzig, Deutsches BiomasseForschungsZentrum, 2012
- NREAP Germany, 2010
- EEG-Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, 2012

[10.07.13]

Anschrift der Autoren:

Prof. Dr. Daniela Thrän  
Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)  
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (UFZ)  
Torgauer Str. 226  
D – 04347 Leipzig  
[daniela.thraen@dbfz.de](mailto:daniela.thraen@dbfz.de)  
[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)