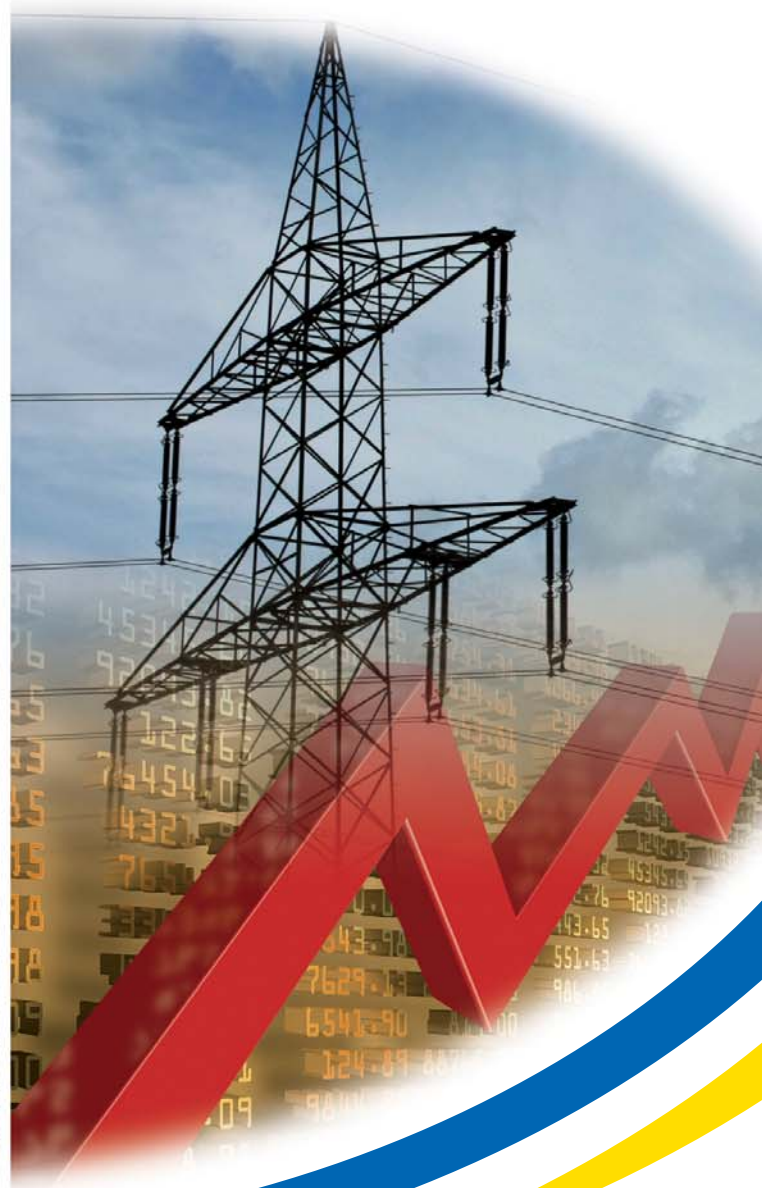


DLG-Merkblatt 368

Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012

Chancen und Risiken für Biogasanlagen



DLG-Merkblatt 368

Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012

Chancen und Risiken für Biogasanlagen

Autoren:

- Bodo Drescher, MT-Energie GmbH, Zeven
- Andreas Keil, Energy2market GmbH, Leipzig
- Dr. Frank Setzer, DLG e. V., Frankfurt/Main

Alle Informationen und Hinweise ohne jede Gewähr und Haftung

Herausgeber:

DLG e. V.
Fachzentrum Land- und Ernährungswirtschaft
Ausschuss für Biogas (Vorsitzender: Thomas Korte)
Eschborner Landstraße 122, 60489 Frankfurt/Main

Auflage, Stand: 22.12.2011

© 2011

Vervielfältigung und Übertragung einzelner Textabschnitte, Zeichnungen oder Bilder – auch für den Zweck der Unterrichtsgestaltung – nur nach vorheriger Genehmigung durch DLG e. V., Servicebereich Information, Eschborner Landstraße 122, 60489 Frankfurt/Main

Inhalt

1. Einleitung	4
2. Direktvermarktung	4
3. Marktprämie	6
4. Wertschöpfungspotenziale für den Betreiber	9
4.1 Managementprämie	9
4.1.1 Anreizkomponente	9
4.1.2 Möglichkeiten für Biogasanlagen	9
4.2 Regelenergie	10
4.2.1 Regelenergiemarkt	10
4.2.2 Erlösmöglichkeiten für Biogasanlagen	12
4.2.3 Virtuelle Kraftwerke – Nur gemeinsam	13
4.3 Bedarfsgerechte Erzeugung	13
4.3.1 Funktionsweise	13
4.3.2 Erlösmöglichkeiten für Biogasanlagen	15
4.4 Flexibilitätsprämie	15
4.5 Zusammenfassende Übersicht der potenziellen Mehrerlöse für eine Biogasanlage	17
5. Ableitungen für Betreiber von Biogasanlagen	18

1. Einleitung

Mit der Novellierung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) zum 1.1.2012 steigert der Gesetzgeber die Attraktivität, Strom aus erneuerbaren Energien bedarfsgerecht und alternativ zur EEG-Einspeisung zu vermarkten. Für Bestands- und Neuanlagen eröffnet sich damit die Möglichkeit, Marktchancen zu ergreifen, indem der Strom zu dem Zeitpunkt angeboten wird, wenn der Markt eine hohe Nachfrage signalisiert. Insofern stellt das EEG 2012 einen weiteren Schritt hin in Richtung markt-, d. h. bedarfsorientierter Produktion aus erneuerbaren Energien dar.

Für Betreiber von Biogasanlagen ist dieses Geschäftsfeld in der Regel neu. Denn wer hat bisher schon etwas von den Begriffen „Referenzmarktwert“, „Regelenergiemarkt“, „Sekundärregelleistung“ usw. gehört? Und welchem Anlagenbetreiber ist schon die Bedeutung eines Stromhändlers bekannt und welche Punkte man bei der Auswahl des passenden Marktpartners beachten sollte?

Nicht mehr die kontinuierliche Erbringung der Maximalleistung ist interessant, sondern das bedarfsgerechte Angebot des Stroms. Nicht mehr das „Abliefern“ einer maximalen Strommenge ist interessant, sondern die marktkonforme Produktion. Dies stellt viele Anlagenbetreiber vor neue Herausforderungen, weil die Marktchancen natürlich auch mit unternehmerischen Risiken verbunden sind.

Das vorliegende Merkblatt zielt darauf ab, allen Betreibern von Biogasanlagen in Deutschland einen Einstieg in die Thematik „Direktvermarktung“ zu ermöglichen. Es geht nicht darum, jedwede Finesse bis in die kleinste Verästelung zu erläutern. Ziel ist es, über die Erläuterung der Fachbegriffe und der allgemeinen Zusammenhänge Verständnis bei den Anlagenbetreibern zu erzeugen.

2. Direktvermarktung

Einleitung

Bereits seit 2004 räumt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Betreibern von EEG-Anlagen die Möglichkeit ein, die in ihren Anlagen erzeugten Strommengen alternativ zur EEG-Einspeisevergütung direkt zu vermarkten. Mit dem EEG 2009 wurden die bis dahin geltenden Rahmenbedingungen konkretisiert und erweitert. Trotzdem ist die Di-

rektvermarktung bis heute nur für relativ wenige, niedrig vergütete EEG-Anlagen interessant. Um die angesichts der angestrebten Energiewende notwendige Marktteilnahme der Erneuerbaren Energien zu erreichen, hat der Gesetzgeber im EEG 2012 die Anreizmodelle daher so weiter entwickelt und erweitert, dass sie für **alle Bestands- und Neuanlagen in allen Technologien** wirtschaftlich interessant sind und von diesen genutzt werden können.

Direktvermarktung nach dem EEG 2012

Das EEG 2012 unterscheidet drei Arten der Direktvermarktung:

1. Marktprämie,
2. Grünstromprivileg,
3. Sonstige Direktvermarktung.

Jeder Betreiber einer EEG-Anlage hat das Recht, monatlich zu entscheiden, ob er seine Energie direkt vermarktet oder die ihm zustehende gesetzliche Einspeisevergütung in Anspruch nimmt. Unter Einhaltung der gesetzlichen Wechselfristen kann ein Anlagenbetreiber damit monatlich von der gesetzlichen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung oder umgekehrt wechseln. Weder der gesetzlich verankerte **20-jährige Anspruch** des Betreibers auf die gesetzliche Einspeisevergütung, noch deren Höhe wird davon nicht berührt. In Zeiten der Direktvermarktung macht der Betreiber davon lediglich keinen Gebrauch.

Die Direktvermarktungsarten dürfen per Gesetz nicht miteinander kombiniert werden. Zugleich ist die Nutzung aller Zusatzerlöspotenziale aus Märkten (auch die Erbringung von Regelleistung) zwingend an eine Form der Direktvermarktung gebunden.

Entscheidet sich ein Betreiber für die Teilnahme an der Direktvermarktung, wird er durch den Gesetzgeber in der Höhe seiner Zusatzerlöse **nicht limitiert**. Er hat das Recht, **alle** ihm zur Verfügung stehenden **Marktmöglichkeiten** zu nutzen, um Mehrerlöse gegenüber der gesetzlichen Einspeisevergütung zu erzielen. Der Anlagenbetreiber ist jedoch für die Vermarktung seiner Strommengen sowie den Umgang mit den damit verbundenen Chancen und Risiken **selbst verantwortlich**.

Direktvermarktung für Biogasanlagen

Von den oben genannten Direktvermarktungsarten ist für Biogasanlagen aufgrund der definierten Rahmenbedingungen vor allem die Marktprämie wirtschaftlich interessant. Dies gründet sich in erster Linie auf die technologische Fähigkeit dieser Anlagen, flexibel und bedarfsgerecht Strom zu produzieren.

In der Vergangenheit hat die Vergütungsstruktur im bisherigen EEG dazu ange-reizt, zu jedem Zeitpunkt so viel Strom wie möglich zu produzieren. Daher werden heute die meisten Biomasseanlagen in Grundlastfahrweise betrieben.

Die im EEG 2012 geschaffenen Anreize zur Direktvermarktung sollen deshalb insbesondere bei Biomasseanlagen den Fokus der Betreiber darauf lenken, Strommen-gen zielgerichtet und bedarfsgerecht zu erzeugen. Sie sollen die Erzeuger motivieren, ihre Grundlastanlagen zu regelbaren, flexibel einsetzbaren Kraftwerken zu entwickeln, um damit ein Gegengewicht zu den fluktuierend einspeisenden Windkraft- und Photo-voltaikanlagen zu schaffen.

3. Marktprämie

Die Marktprämie ist eine Form der Direktvermarktung, deren Rahmenbedingungen im EEG 2012 § 33g in Verbindung mit Anlage 4 festgelegt sind.

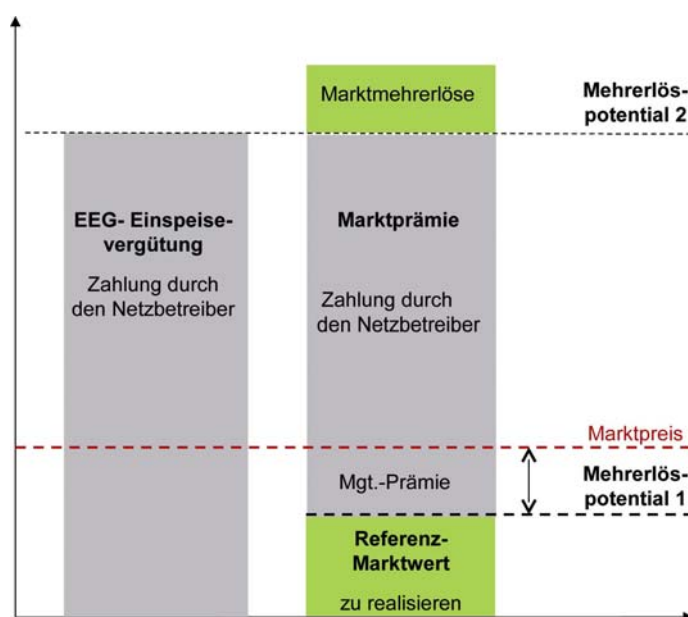


Abbildung 1: Zusammenhang Marktprämie und Managementprämie

Entscheidet sich ein Betreiber in einem Monat für die Nutzung des Marktprämienmodells, so erhält er vom Netzbetreiber eine **Marktprämie**, welche die Differenz zwischen dem Marktwert des erzeugten Stroms und der anlagenspezifischen Einspeisevergütung ausgleicht und eine zusätzliche Anreizkomponente enthält (vgl. Abbildung 1).

Da Biomasseanlagen vorrangig in Grundlastfahrweise betrieben werden, definiert das EEG den Marktwert als den Durchschnittspreis, der innerhalb eines Monats an der Stromböse EPEX Spot erzielt werden kann. Die Anreizkomponente wird im EEG 2012 Managementprämie genannt und ist Bestandteil der Marktprämie. Ihre Höhe ist gesetzlich festgelegt und unterliegt bis 2015 einer jährlichen Degression.

Die praktische Umsetzung des Marktprämienmodells gestaltet sich für alle Beteiligten sehr einfach und transparent in zwei Schritten:

- Schritt 1 Nach Ablauf eines Monats ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den Marktwert (= durchschnittlicher Börsenpreis), ziehen davon die gesetzliche Managementprämie ab und erhalten so den **Referenzmarktwert**. Dieser wird durch die Netzbetreiber veröffentlicht, ist für alle Biomasseanlagen gleich und stellt somit einen verlässlichen Index für alle Teilnehmer dar
- Schritt 2 Der Netzbetreiber, an dessen Netz die Biomasseanlage angeschlossen ist, zieht diesen einheitlichen Referenzmarktwert (RW) von der anlagenspezifischen Einspeisevergütung (EEG) ab und zahlt dem Betreiber die Differenz als Marktprämie (MP).

$$\mathbf{MP = EEG - RW}$$

Aufgrund ihrer sehr einfachen Konstruktion ist die Marktprämie leicht verständlich und kann von den Netzbetreibern ohne nennenswerten Zusatzaufwand umgesetzt werden. Zugleich ist sie für alle beteiligten Akteure sehr gut nachvollziehbar.

Bei Nutzung des gesetzlichen Marktprämienmodells erhält der Anlagenbetreiber einerseits Erlöse für die direkt vermarkteten Strommengen, andererseits Zahlungen vom Netzbetreiber (Marktprämie). Die vom Netzbetreiber gezahlte Marktprämie hat dabei den Charakter einer gesetzlichen Förderung regenerativer Energie und erfolgt als reiner Geldtransfer (vgl. Abbildung 2).

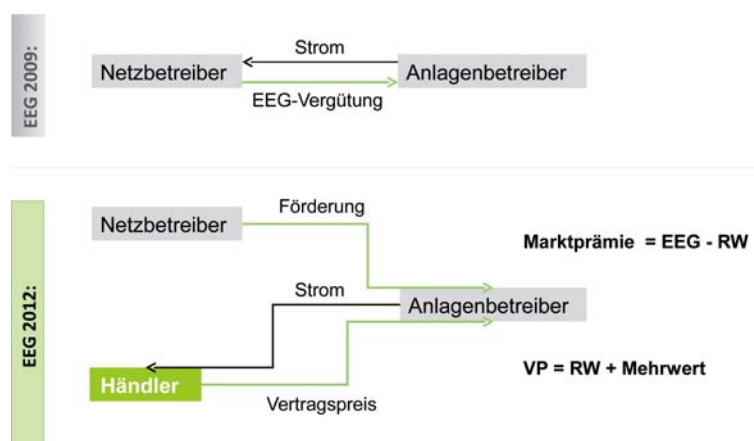


Abbildung 2: Geldfluss – Unterschied zwischen EEG 2009 und EEG 2012 (Direktvermarktung)

Die Vermarktung der erzeugten Strommengen erfolgt unabhängig davon im Verhältnis zwischen Betreiber und Markt/Händler. Da der direkt vermarktete Strom über die Marktprämie geförderter Strom ist, verliert er seine „grüne“ Eigenschaft und kann nur als „Graustrom“ verkauft werden. Jegliche Vermarktung als grüne Energie bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Marktprämie gilt als Doppelvermarktung und führt beim Betreiber zum Verlust aller Ansprüche aus dem EEG.

Um einen Vorteil gegenüber der gesetzlichen Einspeisevergütung zu erzielen, muss ein Anlagenbetreiber seinen Strom mindestens zum veröffentlichten Referenzmarktwert verkaufen. Bei der Erzielung von Mehrerlösen ist der Betreiber weder in der Höhe noch in der Wahl der Märkte beschränkt.

Tabelle 1: Beispielrechnung (in ct/kWh)

EEG-Einspeisevergütung des Erzeugers	20,0	18,0
Marktpreis	5,0	5,0
Managementprämie	0,3	0,3
Referenzmarktwert/Biogas (RW)	4,7	4,7
Zahlung durch den Verteilnetzbetreiber		
Marktprämie = EEG – RW	15,3	13,3
Erlöse aus dem Markt		
Marktpreis	5,0	5,0
Ergebnis		
Direktvermarktung	20,3	18,3
Marktmehrerlöse	individuell	individuell

In Tabelle 1 sind zwei Biogasanlagen mit unterschiedlicher EEG-Einspeisevergütung dargestellt. Es wird deutlich, dass die unterschiedliche EEG-Vergütungshöhe über die durch den ÜNB zu zahlende Marktprämie ausgeglichen wird. Der potenzielle Mehrerlös ist in beiden Beispielen – gleiche Rahmenbedingungen unterstellt – gleich.

4. Wertschöpfungspotenziale für den Betreiber

Die Teilnahme an der Direktvermarktung eröffnet dem Betreiber einer Biogasanlage die Möglichkeit, aus folgenden Komponenten (potenzielle) Mehrerlöse zu erzielen.

4.1 Managementprämie

4.1.1 Anreizkomponente

Die Managementprämie ist eine in der Marktprämie verankerte Anreizkomponente, die dem Anlagenbetreiber den Schritt in die Direktvermarktung erleichtern soll. Sie stellt keinen garantierten Mehrerlös gegenüber der jeweiligen EEG-Vergütung dar, sondern soll in erster Linie den Aufwand und die möglichen Risiken abdecken, die aus der Marktteilnahme resultieren können. In Abhängigkeit davon, wie verlässlich seine Anlage Strom produziert, kann der Anlagenbetreiber über die Managementprämie zudem einen geringen Mehrerlös erzielen. Da der Gesetzgeber davon ausgeht, dass Risiko und Aufwand mit zunehmender Vermarktungserfahrung sinken, hat er die Managementprämie degressiv angelegt:

Jahr	2012	2013	2014	2015
ct/kWh	0,300	0,275	0,250	0,225

4.1.2 Möglichkeiten für Biogasanlagen

Die Managementprämie kann von jeder Anlage genutzt werden, die ihre Strommengen direkt vermarktet. Eine Änderung der Fahrweise, technische Veränderungen oder Investitionen sind hierfür nicht erforderlich. Es ändert sich nur der Vermarktungsweg.

Um eine Fokussierung der Betreiber auf die Managementprämie und einen Mitnahmeeffekt ohne Änderung des Einspeiseverhaltens zu vermeiden, hat der Gesetzge-

ber diese so gering gehalten, dass ihre alleinige Nutzung für einen Betreiber nicht lukrativ ist.

Erlösmöglichkeiten

Für eine 500 kW-Biogasanlage, die ihren Strom genau zum Referenzmarktwert vergütet bekommt und bei der die Managementprämie zwischen BGA und Händler geteilt wird bedeutet das:

Bei einer Auslastung von ca. 90 % (8.000 Volllaststunden) kann im Kalenderjahr 2012 nach Abzug von Aufwand und Risiken einen Mehrerlös von ca. 0,150 ct/kWh erzielt werden, also

ca. 6.000 EUR.

Bis 2015 sinkt dieser Mehrerlös aufgrund der Degression auf 0,100 ct/kWh, also

ca. 4.000 EUR.

4.2 Regelenergie

4.2.1 Regelenergiemarkt

Regelenergie ist eine Systemdienstleistung, derer sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“; vgl. Grafik) bedienen, um kurzfristige Differenzen im Netz zwischen Stromangebot und -nachfrage auszugleichen. Über diese Dienstleistung werden bundesweit die Einhaltung der Netzfrequenz und damit der zuverlässige Betrieb des deutschen Stromnetzes garantiert.

In Abhängigkeit von der jeweiligen Netzsituation wird entweder positive oder negative Regelenergie benötigt: übersteigt der Stromverbrauch das vorhandene Stromangebot im Netz, wird positive Regelenergie abgerufen. Übersteigt das Stromangebot den Verbrauch, wird negative Regelenergie in Anspruch genommen.

Die Vorhaltung der dafür notwendigen Kapazitäten und deren Einsatz obliegt den ÜNB (§ 13 EnWG).



Regelenergiemarkt

Da die verantwortlichen ÜNB aufgrund wettbewerbsrechtlicher Regelungen selbst nicht über eigene Erzeugungsanlagen verfügen dürfen, beschaffen sie sich die notwendige Regelenergie über monatliche, wöchentliche oder tägliche Ausschreibungen von Dritten. Diese Ausschreibungen erfolgen transparent und diskriminierungsfrei über eine Ausschreibungsplattform im Internet, werden von der Bundesnetzagentur überwacht und „Regelenergiemarkt“ genannt.

Teilnehmer am Regelenergiemarkt können alle Betreiber von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen („Bereitstellungsanlagen“) sein, die in der Lage sind, ihre Leistung kurzfristig zu ändern. Hierzu nehmen diese Betreiber an dem o. g. Ausschreibungsverfahren teil.

Die dabei abgegebenen Angebote („**Leistungspreis**“) der einzelnen Marktteilnehmer werden durch die ÜNB nach der Höhe des angebotenen Preises gestaffelt und – beim niedrigsten Angebot beginnend – angenommen, bis die ausgeschriebene Regelleistung erreicht ist. Der Leistungspreis ist der Preis, den die ÜNB für das Recht zahlen, die angebotene Regelleistung nutzen zu können. Dieser wird unabhängig davon gezahlt, ob die ÜNB dieses Recht ausüben oder nicht.

Ruft der ÜNB die angebotene Regelleistung tatsächlich ab, zahlt er dem Anbieter zusätzlich zum Leistungspreis für jede in Anspruch genommene kWh den Arbeitspreis. Die Höhe sowohl des Leistungs-, als auch des Arbeitspreises bestimmt der Anbieter.

Regelleistungsarten

Der Regelenergiemarkt unterscheidet drei verschiedene Arten der Regelenergie, von denen die Biogasanlagen prinzipiell die folgenden beiden Arten erbringen können.

DLG-Merkblatt 368: Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012

<p>Minutenreserveleistung („MRL“)</p>	<p>Die teilnehmende Anlage muss in der Lage sein, ihre Erzeugungsleistung innerhalb von 15 Minuten um die angebotene Regelleistung zu verändern, die veränderte Leistung zwischen 15 Minuten und bis zu 4 Stunden beizubehalten und innerhalb von 15 Minuten die Ausgangsleistung wieder zu erreichen. Die durchschnittliche Aufrufhäufigkeit liegt bei 2 – 3 Aufrufen durch die ÜNB pro Monat.</p>	<p>Minutenreserveleistung (MRL)</p> <p>15 min 15 – 60 min 15 min</p> <p>Aufrufhäufigkeit 2 – 3 Mal im Monat</p>
<p>Sekundärreserveleistung („SRL“)</p>	<p>Die Bereitstellungsanlage muss in der Lage sein, ihre Erzeugungsleistung innerhalb von 5 Minuten um die angebotene Regelleistung zu verändern, während des Abrufzeitraums einem durch den ÜNB vorgegebenen Signal zu folgen und innerhalb von 5 Minuten die Ausgangsleistung wieder zu erreichen. Die wahrscheinliche Aufrufhäufigkeit durch die ÜNB liegt bei 2 – 3 Aufrufen pro Tag bzw. 4 – 6 Stunden im Monat.</p>	<p>Sekundärregelleistung (SRL)</p> <p>5 min 2 - 10 min 5 min</p> <p>Aufrufhäufigkeit 2 – 3 Mal am Tag</p>

Positive und negative Regelennergie werden getrennt voneinander ausgeschrieben und können damit von den Marktteilnehmern auch separat angeboten werden.

Biogasanlagen, die derzeit in Grundlastfahrweise betrieben werden und nicht verstromtes Biogas speichern können, sind in der Lage, negative Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung zu erbringen. Biogasanlagen, die darüber hinaus über zusätzliche Motorleistung verfügen, sind in der Lage, sowohl positive, als auch negative Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung zu erbringen. werden.

4.2.2 Erlösmöglichkeiten für Biogasanlagen

Der Regelenenergiemarkt ist ein sehr kleiner Markt mit einer relativ geringen Anzahl von Anbietern und unterliegt starken Preisschwankungen. Entsprechend können künftige Erlöse aus dem Regelenenergiemarkt nicht sicher prognostiziert werden.

Legt man die Entwicklung der vergangenen 18 Monate (Frühjahr 2010 bis November 2011) zugrunde, kann eine 500 kW-Biogasanlage im Jahr folgende Zusatzerlöse erzielen:

Bei einer Teilnahme an MRL mit 100 % der Leistung („ausschalten“) kann im Kalenderjahr ein Mehrerlös von ca. 0,160 ct/kWh erzielt werden, also

ca. 7.000 EUR.

oder bei einer Teilnahme an SRL mit 40 % der Leistung („Teillast“) kann im Kalenderjahr ein Mehrerlös von ca. 0,325 ct/kWh erzielt werden, also

ca. 13.000 EUR.

Mit zunehmender Anzahl von Anbietern ist insbesondere bei MRL in den nächsten Jahren ein Sinken der Preise zu erwarten.

4.2.3 Virtuelle Kraftwerke – Nur gemeinsam

Um dem ÜNB Regelernergie anbieten zu können, muss eine Anlage nachweisen, dass sie die dafür erforderlichen Mindestanforderungen erfüllt (Präqualifikation). Neben der technischen Fähigkeit zur kurzfristigen Leistungsänderung muss dabei vor allem auch die für die Marktteilnahme notwendige Mindestangebotsgröße von 5,0 MW (SRL) und 10,0 MW (MRL) erreicht werden.

Eine einzelne Biogasanlage kann diese Vorgaben nicht erfüllen. Der ÜNB räumt kleinen Anlagen jedoch die Möglichkeit ein, sich zu virtuellen Kraftwerken zusammenzuschließen, um das Größenkriterium zu erfüllen. Für Biogasanlagen ist der Anschluss an ein Virtuelles Kraftwerk daher die entscheidende Voraussetzung, um Regelleistung vermarkten zu können.

4.3 Bedarfsgerechte Erzeugung

4.3.1 Funktionsweise

Wie bereits erwähnt wurde, möchte der Gesetzgeber mit dem Marktprämienmodell eine bedarfsgerechte Energieerzeugung anreizen. Entsprechend können Biogasanlagen, die Strom bedarfsgerecht erzeugen, die höchsten Zusatzerlöse erzielen.

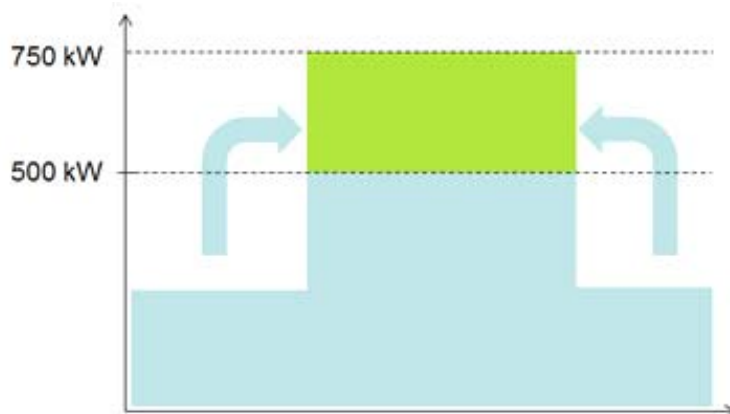


Abbildung 3: Zeitliche Verlagerung für eine bedarfsgerechte Angebotsmenge

Die Marktprämie, die der Erzeuger in der Direktvermarktung monatlich vom Netzbetreiber erhält, bemisst sich am durchschnittlichen Marktpreis, der in einem Monat erzielt werden kann – unabhängig davon, ob der Erzeuger diesen Marktpreis erzielt oder nicht.

Der durchschnittliche Marktpreis wird immer dann erzielt, wenn Grundlast produziert wird. Weicht der Erzeuger von der Grundlastfahrweise ab, indem er zu teuren Stunden mehr und zu preiswerten Stunden weniger Energie erzeugt, steigt sein erzielter Durchschnittspreis gegenüber dem durchschnittlichen Marktpreis.

Je mehr Energie der Erzeuger also von preiswerten in teure Stunden verlagern kann, desto höher sind seine Zusatzerlöse.

Voraussetzung dafür ist, dass der Erzeuger bedarfsgerecht genauso viel Energie produziert, wie in Grundlastfahrweise. Dafür benötigt er zusätzliche Motorenkapazität und Speichermöglichkeit für das Biogas, das zeitlich versetzt verbrannt wird.

Der maßgebliche Schlüssel für Mehrerlöse und ihre Höhe liegt damit darin:

- über welche Erzeugungsflexibilität die Biogasanlage des Erzeugers verfügt;
- in welchem Umfang der Erzeuger diese Flexibilität für die Vermarktung einsetzt;
- wie gut er die Flexibilität vermarktet.

Da die Flexibilität mit höheren Investitionskosten verbunden ist, reizt der Gesetzgeber die Schaffung von Flexibilität über eine im EEG 2012 verankerte, separate Flexibilitätsprämie (siehe Abschnitt 4.4) an.

4.3.2 Erlösmöglichkeiten für Biogasanlagen

Je flexibler eine Biogasanlage erzeugen kann und je aktiver sie diese Fähigkeit im Markt einsetzt, desto mehr Geld kann sie verdienen. Die Betreiber sollten daher vorhandene und neu zu schaffende Flexibilität mit einem erfahrenen Händler individuell bewerten und preisoptimiert einsetzen.

Für eine 500 kW-Biogasanlage bedeutet „bedarfsgerechte Erzeugung“:

Für jede verlagerte kWh kann der Erzeuger Zusatzerlöse in Höhe von 0,3 – 0,5 ct/kWh erzielen. Wenn seine Erzeugungsanlage über eine zusätzliche Motorenkapazität von 250 kW und einen Gesamtgasspeicher von ca. 3.000 m³ (ca. 3 – 6 h) verfügt, bedeutet dies einen Zusatzerlös von

ca. 12.000 EUR.

4.4 Flexibilitätsprämie

Die Flexibilitätsprämie ist ein – derzeit auf Biogasanlagen beschränktes – zusätzliches Förderinstrument, das der **Schaffung** und **Nutzung** von Erzeugungsflexibilität dient. Ziel ist der Anreiz von Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazität, Speicher und Transformatoren. Damit soll schon heute der Ausbau und die Entwicklung von Erzeugungsanlagen gefördert werden, die zukünftig das stochastische Erzeugungsverhalten der fluktuierenden Energien Wind und Solar ausregeln.

Für die Biogasanlagen bedeutet diese Entwicklung, dass über ihr wirtschaftliches Ergebnis zukünftig vor allem ihre Fähigkeit entscheiden wird, dem Markt flexibel Energie zur Verfügung zu stellen. Der heute übliche Betrieb einer Biogasanlage im reinen Grundlastbetrieb wird im Vergleich dazu zukünftig wirtschaftlich weniger rentabel und somit weniger interessant sein.

Rahmenbedingungen und Berechnung der Flexibilitätsprämie

Um die Flexibilitätsprämie zu erhalten, müssen Biogasanlagenbetreiber drei wesentliche Kriterien erfüllen:

1. Sie müssen an der Direktvermarktung teilnehmen.
2. Die nutzbare Flexibilität (Erzeugung und Speicher) muss im Vorfeld von einem Umweltgutachter bestätigt werden.

3. Diese Flexibilität **muss** durch markt- und nachfragegesteuerte Produktion **genutzt** werden.

Die Flexibilitätsprämie kann über zehn Jahre gezahlt werden. Für ihre Höhe ist dabei vor allem die Änderung der Anlagenfahrweise und die daraus resultierende Jahresarbeit entscheidend:

$$\begin{aligned} \text{Flexprämie} &= P_{\text{Zusatz}} * \text{EUR 130 / kW} \\ P_{\text{Zusatz}} &= P_{\text{installiert}} - (P_{\text{Bemessung}} * 1,1 \text{ [bei BGA]}) \\ P_{\text{Bemessung}} &= \text{Jahresarbeit} / \text{Jahresstunden} \end{aligned}$$

Die Flexibilitätsprämie wird jedes Jahr nach dieser Formel nachträglich für das vergangene Kalenderjahr durch den zuständigen Netzbetreiber ermittelt und kann somit in Abhängigkeit von der eingesetzten Flexibilität in ihrer Höhe schwanken.

Um die beabsichtigten Effekte zu erzielen und Mitnahmeeffekte zu minimieren, hat der Gesetzgeber folgende Eckpunkte definiert:

1. Die Bemessungsleistung muss mindestens 20 % der installierten Leistung betragen.
2. Die förderfähige Zusatzleistung beträgt maximal 50 % der installierten Leistung.

Erlösmöglichkeiten (Förderhöhe)

Allein aus der Flexibilitätsprämie ist eine komplette Refinanzierung der getätigten Investitionen für die Schaffung zusätzlicher Flexibilität nicht zu erreichen. Hierzu ist eine Verhaltensänderung bei der Erzeugung von elektrischer Energie, das aktive Zutun des Betreibers und die daraus resultierende Erzielung von Marktmehrerlösen notwendig.

Für eine 500 kW-Biogasanlage bedeutet die Förderung aus der Flexibilitätsprämie:

Wenn seine Erzeugungsanlage über eine zusätzliche Motorenkapazität von 250 kW und einen Gesamtgasspeicher von ca. 3.000 m³ verfügt, bedeutet dies im Kalenderjahr einen Zusatzerlös von 0,65 ct/kWh bzw.

ca. 26.000 EUR.

Über den Förderzeitraum von max. 10 Jahren wird die Schaffung und Nutzung der Flexibilität somit zusätzlich zu den Marktmehrerlösen vom Gesetzgeber mit ca. 260.000 EUR gefördert.

4.5 Zusammenfassende Übersicht der potenziellen Mehrerlöse für eine Biogasanlage

Biogasanlage:	500 kW * 8.000h = 4.000.000 kWh
Installierte Leistung:	500 kW (Grundlast) + 250 kW (Spitzenlast) = 750 kW
Bemessungsleistung:	500 kW
Fahrweise:	Grundlast + Spitzenlast (Erzeugungsverlagerung von der Nacht in den Tag)
EEG-Vergütung:	20,0 ct/kWh
Referenzmarktwert:	5,0 ct/kWh

Tabelle 2: Zusammenfassung der Mehrerlöspotenziale

	Zahlung durch	EUR
EEG-Einspeisevergütung	Netzbetreiber	800.000,00
Direktvermarktung		
Marktprämie	Netzbetreiber	600.000,00
Referenzmarktwert	Händler	200.000,00
Mehrerlöse aus		
Managementprämie	Händler	6.000,00
Sekundärregelleistung	Händler	13.000,00
Bedarfsgerechter Erzeugung	Händler	12.000,00
Flexibilitätsprämie	Netzbetreiber	26.000,00
Gesamt		857.000,00
Vorteil p. a.		57.000,00

In dem vorliegenden Beispiel erhält eine 500 kW Biogasanlage eine Marktprämie vom Netzbetreiber, womit etwaige Mindererlöse aus der Direktvermarktung aufgefangen werden und der Anlagenbetreiber mit der EEG-Einspeisung gleichgestellt wird. Zusätzlich erhält er von seinem Stromhändler Erlöse aus der Managementprämie und der Vermarktung des Stroms am Regelenergiemarkt. In dem dargestellten Beispiel ist es darüber hinaus gelungen, den Strom teilweise in Hochpreisphasen zu produzieren und zu verkaufen.

Darüber hinaus erhält der Anlagenbetreiber die Flexibilitätsprämie, wobei hiervon die Investitionskosten noch abzuziehen sind.

5. Ableitungen für Betreiber von Biogasanlagen

Wann und für wen lohnt sich Direktvermarktung?	<p>Die Direktvermarktung lohnt sich für alle Bestands- und Neuanlagen, die den gesetzlichen Anreiz aus der Managementprämie (Minimalvorteil) nutzen wollen, insbesondere jedoch für:</p> <p>Bestandsanlagen</p> <ul style="list-style-type: none">• die bereits über Flexibilität verfügen, z. B.<ul style="list-style-type: none">- Gasspeicher für 4 h oder länger- zusätzliche Motorkapazität- Wärmespeicher oder redundante Wärmeversorgung• die bereit sind, in die Schaffung von Flexibilität zu investieren <p>Neuanlagen</p> <ul style="list-style-type: none">• sämtliche Neuanlagen, vor allem jedoch Anlagen mit geringem Wärmenutzungsgrad, da diese die erhöhten gesetzlichen Anforderungen an die Wärmenutzung nicht erfüllen müssen, wenn sie den erzeugten Strom direkt vermarkten.• mit einer installierten Leistung > 750 kW, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen werden. Für diese ist die Direktvermarktung verpflichtend.• Anlagen, für die die Flexibilitätsprämie erzielt werden soll. Auch hier ist die Direktvermarktung als Voraussetzung verpflichtend.
Was muss dafür getan werden?	<p>Um die Vorteile der Direktvermarktung nutzen zu können, muss eine Biogasanlage beim Netzbetreiber von der Vergütungsoption „EEG-Einspeisevergütung“ in die Vergütungsoption „Marktprämie“ umgemeldet werden. Eine technische Umrüstung ist zu diesem Zeitpunkt nicht notwendig. Ab dem Moment der Ummeldung müssen alle Erzeugungsmengen direkt vermarktet werden. Das kann wahlweise in Handelsmärkten, an Verbraucher oder über Stromhändler geschehen. Für den Fall der Vermarktung über einen Stromhändler übernimmt dieser in der Regel die Ummeldung beim Netzbetreiber.</p> <p>Möchte ein Betreiber mehr als den Minimalvorteil erzielen, benötigt er Erzeugungsflexibilität und eine Schnittstelle zu einem virtuellen Kraftwerk. Im Falle des Aufbaus zusätzlicher Erzeugungsflexibilität (z. B. zur Nutzung der Flexibilitätsprämie) können größere Investitionen (inkl. Kapitaldienst, Abschreibung und evtl. Mehraufwendungen für Wartung und Instandhaltung) erforderlich sein.</p>
Ist ein schrittweises Einsteigen in die Direktvermarktung möglich?	<p>Bei der Nutzung der verschiedenen Möglichkeiten für Zusatzerlöse kann und sollte der Betreiber schrittweise vorgehen. Die Reihenfolge der Schritte hängt dabei von den Möglichkeiten. Der Betreiber sollte deshalb frühzeitig bewerten, unter welchen Bedingungen die Nutzung der verschiedenen Mehrerlöspotenziale für seine Anlage möglich ist und hierzu die Hilfe kompetenter Marktpartner in Anspruch nehmen. Ein mögliches Vorgehen könnte wie folgt aussehen:</p>

Schritt	Inhalt	Voraussetzung
1	Direktvermarktung der Strommengen ohne Änderung der bisherigen Fahrweise der Anlage	Anmeldung zur Direktvermarktung
2	zusätzlich Bereitstellung negativer Regelleistung durch kurzfristige und zeitlich begrenzte Reduzierung der Einspeiseleistung	Schnittstelle zum virtuellen Kraftwerk
3	zusätzlich Nutzung vorhandener Zusatzkapazität zur bedarfsgerechten Erzeugung	Schnittstelle zum virtuellen Kraftwerk
4	Schaffung und Nutzung zusätzlicher Flexibilität, durch die Erweiterung von Erzeugungskapazität, Speichern ... etc. zur bedarfsgerechten Erzeugung	Investition Schnittstelle zum virtuellen Kraftwerk

Welche Risiken gibt es?

Finanzielle Risiken

aus der Direktvermarktung sind für die Betreiber von Biogasanlagen vergleichsweise gering, da sie aufgrund ihrer hohen EEG-Vergütung eine hohe Marktprämie erhalten. D. h. bei einem Marktpreisniveau von 5,0 ct/kWh werden ca. 75 % der Erlöse nach wie vor über den Netzbetreiber gezahlt. Ungeachtet dessen besteht für ca. 25 % der Erlöse das Risiko, dass der Partner, an den die Strommengen verkauft werden, ausfällt. Daher sollten die Stromlieferungen besichert werden.

Technische Risiken

bestehen für den Betreiber, wenn die von den Stromhändlern angebotenen Schnittstellen zu virtuellen Kraftwerken (zumeist „Black boxes“) nicht mit der Anlagensteuerung der Biogasanlage harmonisieren und keine Haftung für daraus resultierende Schäden übernommen wird. Diese Schnittstellen sollten daher grundsätzlich durch oder unter enger Mitwirkung desjenigen erfolgen, der die vorhandene Anlagensteuerung installiert hat und betreut. Teilweise bieten auch die Hersteller der Biogasanlagen an, die Installation der Schnittstelle mit entsprechender Herstellergarantie vorzunehmen.

Vertragliche Risiken

Wenn der Erzeuger seine Biogasanlage nach einem Fahrplan – unabhängig vom gewählten Profil – betreibt, geht er Lieferverpflichtungen ein. Konsequenzen bei Ausfall der Lieferung sind daher ebenso vertraglich zu regeln wie die Nichterbringung von Regelleistung oder der Fall, dass der beteiligte Händler den Strom nicht mindestens zum Referenzmarkt verwertet.

Welche Aufgaben hat der örtliche Netzbetreiber?

Der Netzbetreiber, an dessen Verteilnetz eine Biogasanlage angeschlossen ist, fungiert als Dienstleister, der mit gesetzlichem Auftrag alle Aufgaben im Zusammenhang mit der EEG-Einspeisevergütung sowie der Bilanzzuordnung übernimmt. Die aufgenommenen EEG-Mengen gibt er 1:1 an ÜNB weiter. Entsprechend hat er kein Eigeninteresse am Erwerb des Biogasstroms. Durch die Nutzung der Marktprämie durch den Betreiber wird dieses Leistungsspektrum nicht eingeschränkt, sondern vielmehr um eine Komponente erweitert. Dabei ist es für den Netzbetreiber unerheblich, an wen ein Betreiber seinen Biogasstrom vermarktet. Für Verunsicherung bei den Betreibern sorgen in diesem Zusammenhang Kaufangebote von Energieversorgern, die zum gleichen Unternehmensverbund gehören wie der Netzbetreiber und die damit zumeist den gleichen oder einen ähnlichen Namen tragen. Hiervon sollte man sich als Betreiber nicht irritieren lassen, da dies aufgrund der gesetzlichen Trennung von Netzbetrieb und Versorgung keinen Einfluss auf das Verhalten des Netzbetreibers hat und auch nicht haben darf.

Was kennzeichnet einen soliden Händler?

Die Entscheidung für eine Vermarktung ist eine individuelle Entscheidung jedes einzelnen Betreibers und hängt von dessen Zielen in der Direktvermarktung ab. Dennoch sollte ein Vermarktungspartner folgende Mindestanforderungen erfüllen:

- **eigene** Handelsinfrastruktur
- **Erfahrung** in der Vermarktung dezentraler Erzeugungsanlagen
- **Fähigkeit** zu Betrieb virtueller Kraftwerke
- Solide **Besicherung** der Stromlieferung

Grundsätzlich werden derzeit zwei Vermarktungsmodelle in Deutschland angeboten:

Im **ersten Modell** wird den Betreibern angeboten, ihre Energiemengen ohne Änderung des Einspeiseverhaltens für einen geringen, festen Mehrerlös zu verkaufen und perspektivisch Minutenreserveleistung bereitzustellen. Das Mehrerlöspotenzial für den Betreiber ist entsprechend begrenzt.

Das **zweite Modell** setzt darauf, gemeinsam mit dem Betreiber schrittweise alle Mehrerlöspotenziale zu erschließen und zu nutzen. Hierzu wird ein Mindestmehrerlös gegenüber der EEG-Vergütung garantiert, alle darüber hinaus erzielten Erlöse werden in einem bestimmten Verhältnis zwischen Betreiber und Vermarkter geteilt. Das Mehrerlöspotenzial für den Betreiber ist nicht begrenzt.

Entscheidung für oder gegen einen Vermarktungspartner hat neben wirtschaftlichen Abwägungen auch eine nicht zu unterschätzende strategische Komponente:

Das Ziel der Marktprämie besteht in einer grundlegenden Veränderung des Erzeugungsverhaltens von Biogasanlagen sowie im Aufbau von Strukturen, die langfristig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Da dies nicht zuletzt Investitionen und technische Veränderungen erfordert, entscheidet sich ein Betreiber heute nicht nur für oder gegen einen Vermarkter, sondern für eine Struktur. Diese – auch durch ihn mitgeschaffene Marktstruktur – bildet den Rahmen, in dem der Markt sich zukünftig bewegt.

Daher ist es im entscheidenden Maße von dieser Struktur abhängig, welche Rolle die Anlage des einzelnen Erzeugers in der Zukunft spielen wird, welche neuen Anlagen gebaut werden und durch wen und wie viel damit verdient werden kann.

Vor diesem Hintergrund sind für den Betreiber landwirtschafts- und betreibernahe Strukturen interessant, die

- seine Interessen teilen,
- gemeinschaftlich Kompetenzen aufbauen;
- ihm so viele Zusatzerlöspotenziale wie möglich eröffnen und
- sicherstellen, dass zusätzliche Wertschöpfung ihm zu Gute kommt.