



Betreiberinformation für Biogasanlagen mit Beiträgen der Marktteilnehmer:

# Direktvermarktung und Regelenergieproduktion

2. Auflage für Bestandsanlagen (Erstinbetriebnahme vor dem 01.08.2014)



LandSchafttEnergie

**Fachzentrum für Diversifizierung und Strukturentwicklung**

Beraternetzwerk Energiewende im ländlichen Raum „LandSchafttEnergie“

Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker

Bianca.heidecker@aelf-nd.bayern.de T: 09081-2106-39

**Impressum**

**Herausgeber: Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Nördlingen  
Fachzentrum für Diversifizierung und Strukturentwicklung  
Oskar-Mayer-Str. 51  
86720 Nördlingen  
poststelle@aelf-nd.bayern.de, www.aelf-nd.bayern.de  
Stand: Februar 2015  
2. Auflage**

**Druck: SOMMER media GmbH & Co. KG  
Dieselstr. 4, 91555 Feuchtwangen**

## Inhaltsverzeichnis

|   |    |
|---|----|
| 1. Chancen und Veränderungen für Bestands-Biogasanlagen mit Erstinbetriebnahme vor dem 01.08.2014.....                                    | 6  |
| 2. Stromhandel.....   | 7  |
| 2.1 Energiebörse.....   | 7  |
| 2.1.1 Spotmarkt (EPEX SPOT) .....   | 7  |
| 2.2 Regelleistungsmarkt .....   | 9  |
| 2.2.1 Grundlagen und Begriffe .....   | 9  |
| 2.2.2 Arten von Regelleistung.....  | 11 |
| 2.2.3 Präqualifikation für Sekundärregelung und Minutenreserve.....   | 15 |
| 3. Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell und die Kombination mit Regelleistung.....  | 16 |
| 3.1. Rechtliche Voraussetzungen für die Marktprämie.....  | 17 |
| 3.2 Rechtliche Lage für Bestandsanlagen und Vertragsgestaltung bei der Direktvermarktung .....  | 19 |
| 3.2.1 EEG 2014 –Was haben Bestandsanlagen zu beachten?.....   | 19 |
| 3.2.2 Vertragsgestaltung bei der Direktvermarktung .....  | 21 |
| 3.3 Marktprämienmodell (EEG 2014 § 34 und Anlage 1).....  | 23 |
| 3.4 Marktprämienmodell (§ 34 und Anlage 1) und Regelleistung.....   | 24 |
| 3.5 Marktprämienmodell (§ 34 und Anlage 1) und Flexibilitätprämie (§54 und Anlage 3).....   | 25 |
| 3.6 Wirtschaftlichkeit - Lohnt sich die Flexibilisierung meiner Biogasanlage? .....   | 29 |
| 4. Informationen und Empfehlungen .....   | 33 |
| 4.1 Flexibilitätprämie - Empfohlene Vorgehensweise zur Erlangung der Flexibilitätprämie aus Sicht eines Umweltgutachters.....             | 33 |
| 4.2 Bedarfsgerechte Stromerzeugung von Biogasanlagen aus Sicht der Bank .....   | 35 |
| 4.3 Mit „Sicherheit“ in die Direktvermarktung – Empfehlung des Fachverband Biogas e. V. ....  | 37 |
| 4.3.1 Genehmigung und Dokumentation.....  | 37 |
| 4.3.2 Arbeitsschutz, Brandschutz und StörfallVO.....  | 38 |
| 4.3.3 Sicherheitstechnik an der Anlage - Richtige Dimensionierung der sicherheitsrelevanten Bauteile.....                                 | 39 |
| 4.3.4. Anbindung einer Biogasanlage an ein virtuelles Kraftwerk .....   | 41 |
| 4.3.5 Fernsteuerbare Einheit - Für alle Anlagen in der Direktvermarktung.....   | 42 |
| 4.4 Vermarktung von Biogasstrom.....  | 43 |
| 4.4.1 Regionalstrom Franken eG.: Regionale Stromvermarktung - Langfristige Perspektiven für alle EEG-Stromerzeuger.....                   | 44 |
| 4.4.2 NEXT-Kraftwerke GmbH: Flexibilität als lukrative Chance – Preisgeführte Regelung der Biogasanlage als Aufgabe des Vermarkters ..... | 46 |

|   |    |
|---|----|
| 4.4.3 Clean Energy Sourcing – Innovative Direktvermarktungskonzepte mit Komplettservice ... | 49 |
| 4.4.4 e2m Flexibilität als Antwort auf den Stillstand .....                                 | 51 |
| 4.5 Neue Anforderungen an die BHKW-Technik .....  | 53 |
| 4.5.1 Empfehlung von MAN Engines Nürnberg.....  | 56 |
| 4.5.2 Primäre Regelenergie (PRL) - Die Königsdisziplin, die zu Biogas passt .....           | 58 |
| 5. Beispiele von Betreibern für Betreiber.....  | 59 |
| 5.1 Biogas Alerheim OHG: Erkenntnisse aus dem ferngesteuerten Betrieb.....                  | 59 |
| 5.2 Belieferung von Wärmekunden trotz oder wegen Regelenergie und Flexibilisierung? .....   | 62 |

## Vorwort

Die Energiewende findet im ländlichen Raum statt, sowohl die Substraterzeugung für Biogasanlagen als auch die Windenergie und die Photovoltaikanlagen benötigen Grund und Boden unserer Landwirte. Bis 2022 soll nach derzeit gültigem Beschluss das letzte Atomkraftwerk in Bayern abgeschaltet sein. Im Hinblick auf diesen Termin ist bisher schon vieles passiert. Die Landwirtschaft hat die sich bietende Chance, auf ihren Feldern Energie zu erzeugen, mutig aufgegriffen, regenerative Energieerzeugung ist in vielen Betrieben zum zweiten Standbein, manchmal sogar zur wichtigsten Einkommensquelle geworden. Die anfängliche Begeisterung der Bevölkerung für den Paradigmenwechsel in der Energieerzeugung ist aber inzwischen einer „Zustimmung mit angezogener Handbremse“ gewichen. Regenerative Energieerzeugung ja, aber bitte nicht vor meiner Haustüre.

Die Landwirtschaft versucht deswegen, mit den **bestehenden Anlagen** eine möglichst große Wertschöpfung zu erzielen. Es stellt sich die Frage, ob durch die bedarfsorientierte Stromerzeugung in Biogasanlagen eine Steigerung der Erlöse zu erzielen ist, ohne dass der Maisanbau ausgeweitet werden muss. Die Netze könnten somit entlastet und Kosten für den Ausbau eingespart werden. Damit könnten die Weichen für Biogasanlagen auch für die Zukunft nach Auslaufen des EEG gestellt werden.

Auch in der Stromvermarktung sind noch Optimierungsmöglichkeiten versteckt. Wie bei allen anderen landwirtschaftlichen Erzeugnissen für die Ernährung auch, so muss auch hier der Weg zum Verbraucher mit möglichst wenig Zwischenhandel stattfinden. Der Erlös sollte überwiegend dort bleiben, wo die Ware erzeugt wird. Gelingt es, den Strom dann zu produzieren, wenn der Bedarf am größten ist, kann durch den Verkauf an der Strombörse eine bessere Rendite erzielt werden. Außerdem haben dadurch auch die Stromverbraucher einen Vorteil.

Die vorliegende Broschüre soll allen energieerzeugenden Landwirten Hilfestellung geben, wie sie das Ziel einer höheren Effizienz bei der Stromerzeugung erreichen können.



Nördlingen im Februar 2015

Manfred F a b e r , LLD

Behördenleiter AELF Nördlingen

## 1. Chancen und Veränderungen für Bestands-Biogasanlagen mit Erstinbetriebnahme vor dem 01.08.2014

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2014 bietet, wie bereits das EEG 2012, neue Einkommenschancen für Biogasbetreiber. Die Umstellung ist jedoch mit einigen Hürden verbunden und es sind viele Akteure daran beteiligt. Viele Betreiber haben bereits ihre Biogasanlage für eine bedarfsorientierte Stromproduktion umgestellt, einige möchten dies noch tun.

Diese Broschüre ist eine Zusammenstellung der notwendigen Informationen um die Direktvermarktung von Strom aus Biogasanlagen zu fördern und zu verbessern. Jeder Beitrag ist mit den Kontaktdaten des Autors versehen. Somit können Fragen an das AELF Nördlingen oder auch direkt an die fachliche Stelle gerichtet werden.

**Wir danken an dieser Stelle allen Beteiligten für die hervorragenden Beiträge zur 2. Auflage.** Nur durch eine gute Vernetzung und die Zusammenarbeit kann eine erfolgreiche Informationsvermittlung stattfinden und sowohl die Umstellung, als auch eine kontinuierliche Verbesserung erfolgen. Hierbei haben sich die Marktteilnehmer der Biogasbranche mit Ihren Beiträgen erneut erfolgreich beteiligt, um Biogasbetreibern fundierte Informationen zu liefern. Für die Richtigkeit der Inhalte der Beiträge sind die Autoren verantwortlich. Wir bedanken uns für die sehr gute fachliche Unterstützung des Instituts für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, welche weit über die Beiträge in dieser Broschüre hinausreicht.

Eine Einstiegsberatung wird seitens des Amtes für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Nördlingen angeboten.

### Ihre Ansprechpartner am AELF Nördlingen



**Bianca Heidecker**

Dipl.-Ing. (FH)  
Expertenteam Energiewende  
„LandSchafttEnergie“  
T: 09081-2106-39

[Bianca.heidecker@aelf-nd.bayern.de](mailto:Bianca.heidecker@aelf-nd.bayern.de)



**Hannes Geitner**

Dipl.-Ing. (FH)  
Fachberater für Landtechnik  
und erneuerbaren Energien  
T: 09081-2106-30

[hannes.geitner@aelf-nd.bayern.de](mailto:hannes.geitner@aelf-nd.bayern.de)

## 2. Stromhandel

Beiträge erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

### Begriffserklärung:

Direktvermarktung: Verkauf von Strom über einen Händler an der Börse oder an Großabnehmer<sup>3)</sup> außerhalb der festen EEG-Einspeisevergütung.

Regelenergieproduktion: Der Verkauf von Strom über einen Händler am Regelenergiemarkt. Regelenergie sorgt für die Netzstabilität und wird von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben<sup>3)</sup>.

Der Großteil (50 – 60 %) des deutschen Stroms wird im OTC-Handel („over the counter“ = über den Schalter) gehandelt<sup>3)</sup>. Dieser Handel findet nicht über die Börse statt, sondern wird meist direkt zwischen Anbieter und Käufer durchgeführt<sup>12)</sup>. Stromproduzenten und Abnehmer schließen langfristige Direktverträge. Die Restmengen des produzierten Stroms werden an der Börse gehandelt. Auf dem Terminmarkt wird Strom mit längerfristigen Lieferterminen zur Risikoabsicherung und/oder zur langfristigen Deckung der Basisversorgung gehandelt<sup>12)</sup>. Man unterscheidet am Terminmarkt zwischen unbedingten Termingeschäften (Futures) und bedingten Termingeschäften (Optionen)<sup>12)</sup>. Ein anderer Vermarktungsweg kann die Teilnahme am Regelenergiemarkt sein.

### 2.1 Energiebörse

Während der Großteil des Stroms in Deutschland „Over the counter“ verkauft wird, wird der Rest an der Börse gehandelt. In Leipzig befindet sich die größte Börse für in Deutschland produzierten Strom. Der Strom am Spotmarkt wird an der EPEX (European Power Exchange) in Paris gehandelt. Handeln darf jeder, der den Zulassungsprozess durchlaufen hat oder ein von der jeweiligen Börse beauftragter Händler ist<sup>3)</sup>. Gehandelt werden verschiedene Stromprodukte auf verschiedenen Märkten. Für den Biogasstrom sind Spotmarkt (EPEX SPOT in Paris) und Terminmarkt (EEX Power Derivates Market in Leipzig) relevant.

#### 2.1.1 Spotmarkt (EPEX SPOT)

##### Day-Ahead-Handel

= **Stromhandel einen Tag vor der Stromlieferung an der Börse in Paris**<sup>3),12)</sup>.

Hier wird der Großteil des Stroms aus Biogas gehandelt. Die geplanten Mehreinnahmen an der Börse resultieren zum größten Teil aus den erzielten Einnahmen aus dem Day-Ahead-Handel (Auktionshandel). Die Auktionen finden ganzjährig um 12 Uhr für den Folgetag statt<sup>13)</sup>. Die Auktionsergebnisse werden, sobald sie verfügbar sind, ab 12.40 Uhr veröffentlicht.

Das Mindestvolumen beträgt 0,1 MW für Einzelstunden und Blöcke<sup>13)</sup>. Die Lieferungen erfolgen in den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber<sup>12)</sup>. Gehandelt werden z. B. Einzelstunden des folgenden Tages, standardisierte Blöcke (z. B. Peak-Load von 9 – 20 Uhr) oder benutzerdefinierte Blöcke<sup>13)</sup>. Hier stellen die Vermarkter stundengenau die Leistungen ein, welche am Folgetag verkauft werden<sup>3)</sup>. Die Preise für Einzelstunden müssen einen Mindestpreis von -500 € pro MWh und dürfen einen Maximalpreis von 3000 €/MWh haben<sup>13)</sup>.

Die Preise für den Day-Ahead Auktionshandel werden im Internet auf der Homepage <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel> veröffentlicht.

### Ermittlung des Markträumungspreises (MCP Market Clearing Price):

Die Day-Ahead-Auktion ist eine Einheitspreisauktion. Hierbei bestimmt der Markträumungspreis den Preis. Nach §24 der Handelsbedingungen werden im ersten Schritt alle Gebote (Einzelstunden und Blöcke) zu einer linear interpolierten Verkaufs- bzw. Kaufkurve umgewandelt<sup>14)</sup>. Der Marktpreis ist der Schnittpunkt aus der Angebots- und der Nachfragefunktion. Im zweiten Schritt werden alle Blöcke herausgenommen, die nicht mindestens ihre Gesamtforderung realisieren können<sup>14)</sup>.

Blockgebote werden gemäß des Algorithmus nur dann ausgeführt, wenn die Preisforderung geringer ist als die Summe der Stundenpreise (auf der Angebotsseite), beziehungsweise wenn die Zahlungsbereitschaft höher ist als die Summe der Angebotspreise (auf der Nachfrageseite)<sup>14)</sup>.

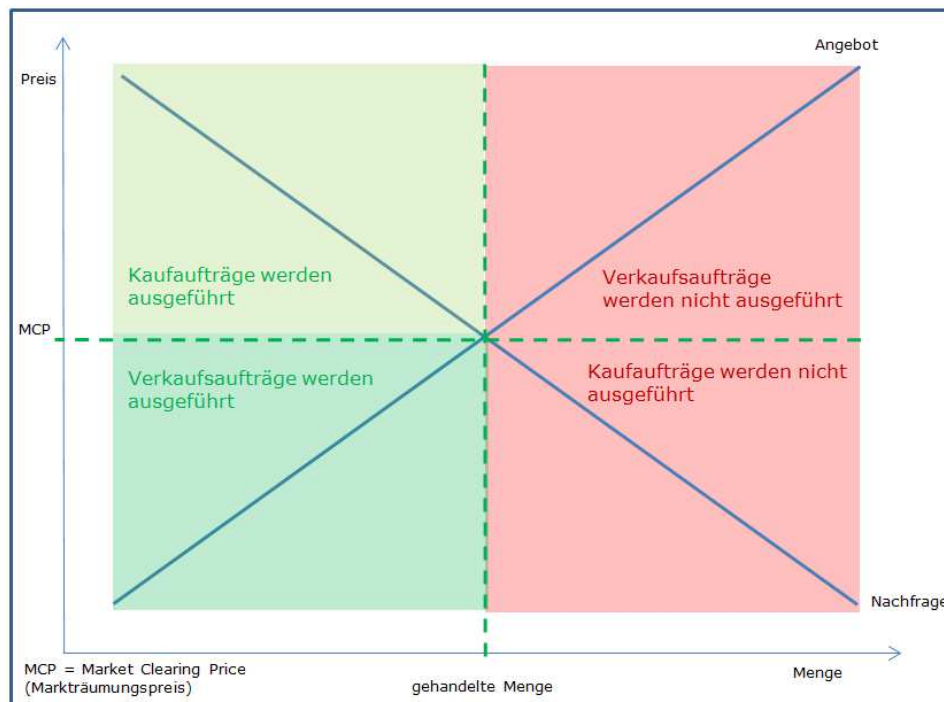


Abbildung: Preisfindung – Day-Ahead Auktion<sup>12)</sup>

### Intraday-Handel = Stromhandel am Tag der Stromlieferung<sup>3)</sup>

Beim Intraday-Handel werden die Leistungen stunden- und viertelstundengenau verkauft<sup>3)</sup>. Die Menge des am Intraday-Markt gehandelten Stroms hat sich, im Gegensatz zur Menge an Regelenergie, erhöht. So können u.a. Fehlmengen der Prognosen vermarktet werden und auf einen Teil der Ausgleichsenergie verzichtet werden. Sofern Biogasanlagen technisch in der Lage sind 1/4stundengenau zu fahren können gezielt hochpreisige Zeiten zur Vermarktung genutzt werden<sup>3)</sup>. Dies bringt höhere Erlöse als der Mittelwert, wie es beim Day-Ahead-Handel der Fall ist<sup>3)</sup>. Allerdings ist es aufgrund des kontinuierlichen Handels nicht möglich dem Betreiber eine einfache und transparente Abrechnung darzulegen. Ein Vermarkter handelt mit Strommengen aus seinem Pool weshalb die Mehreinnahmen für die einzelne Anlage kaum darstellbar sind.

**PHELIX** = Phelix steht für Physical Electricity Index und ist der von EPEX SPOT täglich veröffentlichte Preisindex für Grundlast (Phelix Base) und Spitzenlast (Phelix Peak) am Spotmarkt für Strom für das Marktgebiet Deutschland/Österreich<sup>7)</sup>.



## 2.2 Regelenergiemarkt

### 2.2.1 Grundlagen und Begriffe

**ENTSO-E:** European Network of Transmission System Operators for Electricity = Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber<sup>9)</sup>. Die Hauptaufgaben des Verbandes liegen in der Versorgungssicherheit, des optimalen Managements, Marktintegration und der Vernetzung der Teilnehmer am europäischen Strommarkt<sup>9)</sup>. Das ENTSO-E Operation Handbuch gibt eine Sammlung von Betriebsprinzipien und –regeln für die Durchführung der Leistungs-Frequenz-Regelung im europäischen Rahmen vor<sup>10)</sup>.

Auf nationaler Ebene regeln die Stromnetzzugangsverordnung StromNZV und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Richtlinien der Regel- und Ausgleichsenergie. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) trifft Regelungen zur Teilnahme an Regelenergiemärkten von EEG-Stromerzeugungsanlagen<sup>10)</sup>. Die Bundesnetzagentur regelt u.a. die Verrechnung von Ausgleichsleistung an die Marktteilnehmer<sup>10)</sup>.

#### **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)<sup>3)</sup>**

ÜNB haben die Verantwortung für die Leistungs-Frequenz-Regelung in der eigenen Regelzone. Jeder ÜNB muss mit verschiedenen Regelmechanismen kontinuierlich die Leistungsbilanz ausgleichen<sup>10)</sup>. Die dafür anfallenden Kosten werden weiter verrechnet. In Deutschland gibt es 4 große Netzgebiete der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, TenneT, TransnetBW und Amprion. Neben der Regelenergie können ÜNB, besonders bei hohen Bilanzungleichgewichten, auf weitere Maßnahmen zurückgreifen<sup>10)</sup>. Dazu gehören z. B. der Austausch von Notreserven mit anderen Regelzonen, die Aktivierung stillstehender Kraftwerke (Kaltreserve), den Einsatz speziell kontrahierter abschaltbarer Lasten oder Börsengeschäfte<sup>10)</sup>.



Quelle: Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber<sup>16)</sup>

## Funktionsweise Stromnetz<sup>1)</sup> – Der Leistungsbilanzausgleich

Im Stromnetz muss eine Frequenz von 50,0 Hz gehalten werden (Bandbreite 49,8 bis 50,2 Hz). Dies ist der Fall wenn Stromverbrauch und Stromerzeugung gleich sind. Strom kann, anders als beim Gasnetz, nicht im Stromnetz gespeichert werden<sup>10)</sup>. Hierfür wären z. B. Pumpspeicher notwendig<sup>10)</sup>. Um das Stromnetz stabil zu halten muss zu verschiedenen Zeiten unterschiedlich schnell reagiert werden und Strom gezielt eingespeist werden. In Zeiten mit geringer Stromnachfrage muss beispielsweise die Einspeisung reduziert werden. Dies wird durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mittels Regelleistung gesteuert. Hierfür kauft der ÜNB Regelleistung auf dem Regelleistungsmarkt zu. Die Vermarkter nehmen, um den Zuschlag zu bekommen, an einer Ausschreibung teil. In einer Ausschreibung wird genau geregelt welche Mengen des jeweiligen Produktes benötigt werden. Es werden Angebote für die Bereitstellung der Leistung und für die Kosten der MWh bei Abruf abgegeben.

### Bilanzausgleich und Ausgleichsenergie

Zu jeder viertel Stunde muss die Bilanz aus Stromeinspeisung und Stromentnahme für die jeweilige Regelzone ausgeglichen werden. Das Ungleichgewicht eines Bilanzkreises entspricht der Ausgleichsenergie. U.a. durch Prognoseabweichungen treten Ungleichgewichte von Einspeisung und Entnahme auf (z. B. Wind und Sonne). Der Ausgleich des Bilanzungleichgewichts in der Regelzone wird durch den ÜNB durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen<sup>10)</sup>.

#### Die Netzfrequenz von 50 Hz

Erläuterung von Dipl. Ing. Uwe Holzhammer, Fraunhofer IWES

Die Netzfrequenz sinkt, z. B.

- ✓ Wenn sich bei gleichbleibender Erzeugung mehr Stromverbrauch einstellt als prognostiziert wurde (z. B. ein gutes Fußballspiel geht in die Verlängerung)
  - ✓ Wenn Kraftwerke aus der Stromerzeugung gehen (z.B. bei technischem Defekt)
  - ✓ Wenn weniger Wind weht oder Sonne scheint als prognostiziert wurde
- Gegenmaßnahme des ÜNB: Stromproduktion erhöhen

Die Netzfrequenz steigt, z. B.

- ✓ Wenn bei gleichbleibender Erzeugung sich weniger Stromverbrauch einstellt als prognostiziert wurde (z. B. langweiliges Fußballspiel)
  - ✓ Wenn Kraftwerke mehr Strom erzeugen als geplant (tendenziell haben die Stromhändler mehr Strom im Portfolio als zu wenig)
  - ✓ Wenn mehr Wind weht oder Sonne scheint als prognostiziert wurde
- Gegenmaßnahme des ÜNB: weniger Stromproduktion

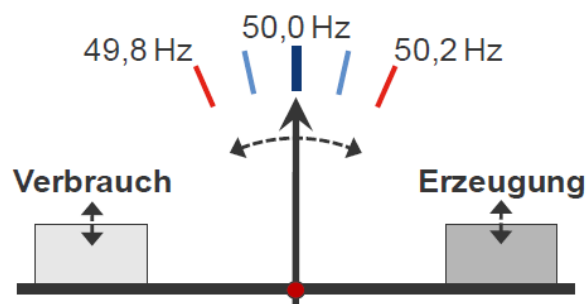


Abbildung: Leistungsgleichgewicht bei Netzfrequenz um den Sollwert von 50 Hz  
(Quelle: Consentec GmbH)<sup>10)</sup>

## 2.2.2 Arten von Regelenergie

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

**Regelenergie - Mechanismus zum Ausgleich von unvorhergesehenen Unterschieden zwischen Erzeugung und Verbrauch**

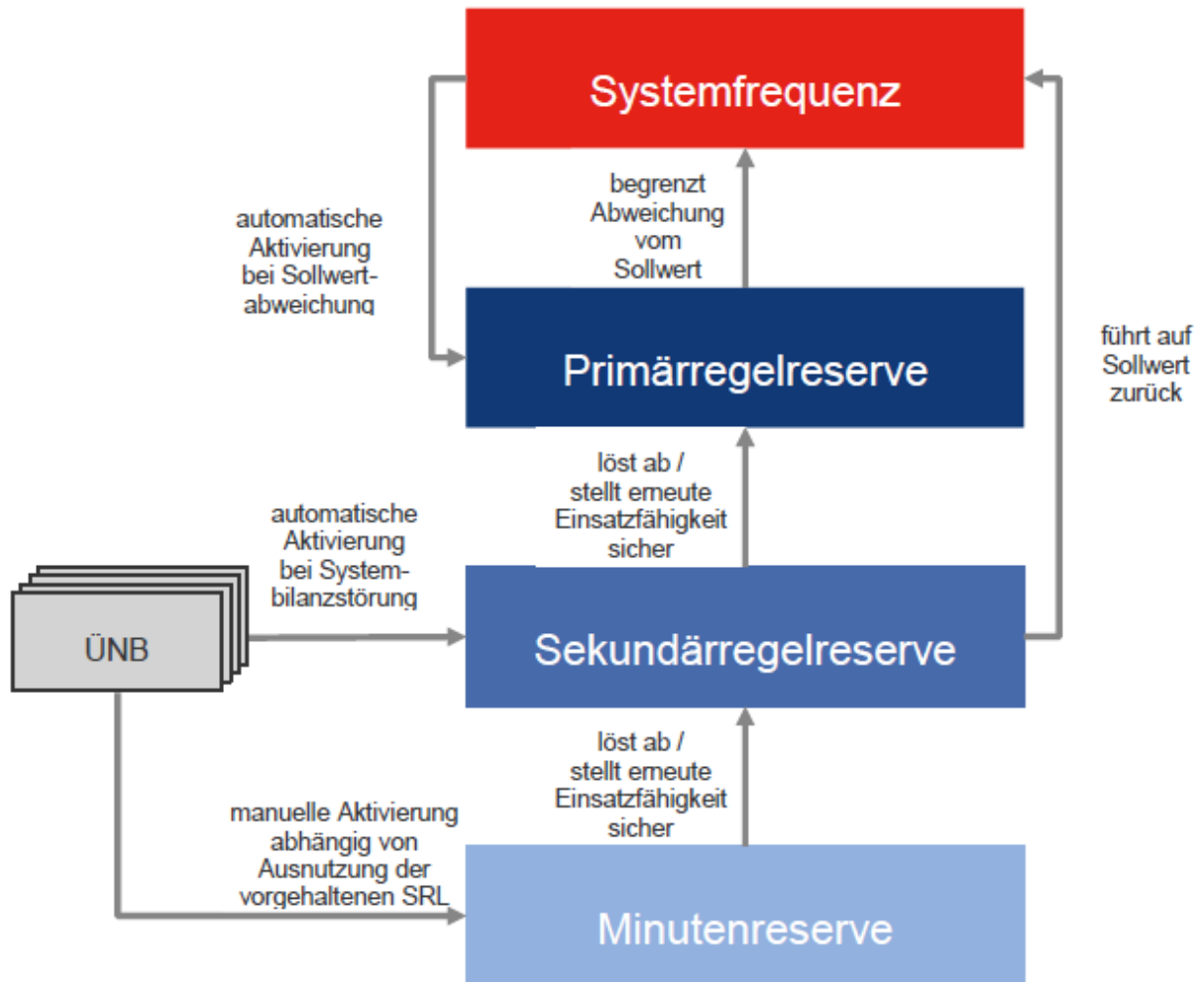


Abbildung: Einsatz und Aufgaben der verschiedenen Reservequalitäten (Quelle: Consentec GmbH)<sup>10)</sup>

**Positive Regelenergie:** In Zeiten in denen die Nachfrage von Strom plötzlich und unvorhersehbar stark ansteigend ist muss mehr Energie in die Netze eingespeist werden. Diese Energie nennt man positive Regelenergie.

**Negative Regelenergie:** Nimmt die Nachfrage von Strom stark ab oder ist aufgrund von Wind und Sonne ein unvorhersehbar hohes Stromangebot vorhanden muss die Stromspeisung reduziert werden um einer Netzüberlastung vorzubeugen. Diese Reduzierung der Energie nennt man negative Regelenergie.

### **Merit-Order**

Die Merit-Order ist die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, welche durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt wird<sup>10)</sup>. Dabei werden zuerst die günstigsten Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage aufgeschaltet, das letzte Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, bestimmt den Preis<sup>10)</sup>.

Dieser Effekt ist v.a. bei erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null zu beobachten. Beispielsweise sind die Großhandelsstrompreise in Zeiten hoher Wind- oder PV-Einspeisung niedriger als in Zeiten geringer Einspeisung<sup>8)</sup>. Die Höhe des Effektes hängt neben der Höhe der Einspeisung auch von der Stromnachfrage und der Steigung der Merit-Order-Kurve ab, die von den Technologien und Brennstoffpreisen beeinflusst wird<sup>8)</sup>.

### **Anbieterliste**

Um zu prüfen welche Vermarkter für welche Art von Regelenergie zugelassen sind ist eine Anbieterliste auf: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/provider> und im Anhang. Damit ein Vermarkter in der jeweiligen Regelzone an Ausschreibungen teilnehmen darf, muss er die technischen Anforderungen erfüllen und eine Mindestmenge (Leistung) in seinem Pool haben.

### **Primärregelleistung (PRL)**

Bei der frequenzgesteuerten Primärregelleistung schwankt die Leistung des BHKW's ständig. Es handelt sich um eine Proportionalregelung<sup>10)</sup>. Der Abruf erfolgt somit proportional zur Abweichung der Netzfrequenz vom Sollwert im gesamten Verbundsystem und nicht nur in einer Regelzone<sup>10)</sup>. Eine vollständige Aktivierung der abgerufenen PRL ist innerhalb von 30 Sekunden nötig. Es gibt nur einen Leistungspreis für die Bereitstellung der Leistung und keinen Arbeitspreis bei Abruf. Nach derzeitigem Stand ist die Präqualifikation noch sehr komplex. Da mit der PRL jedoch Mehreinnahmen möglich sind ist es ein Bereich der möglicherweise in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird. Es wird empfohlen sich bei der Neuanschaffung eines BHKW's darüber zu informieren, ob die PRL Bereitstellung technisch realisierbar ist. Nähere Auskünfte erteilen BHKW-Hersteller und Vermarkter, welche für die Bereitstellung der PRL in der jeweiligen Regelzone präqualifiziert sind.

### **Sekundärregelleistung (SRL)**

SRL wird verursachungsgerecht eingesetzt. Eine Aktivierung erfolgt nur in denjenigen Regelzonen, in denen die Ursache für die Systembilanzstörung herrscht<sup>10)</sup>. Der vom ÜNB betriebene Leistungs-Frequenz-Regler detektiert die Systembilanzstörung und macht automatisch eine Reserveanforderung<sup>10)</sup>. Dieser Regler berechnet kontinuierlich aus einem Vergleich von Übergabeleistung der Regelzone an Nachbarregelzonen bzw. Netzfrequenz mit den entsprechenden Sollwerten die notwendige Aktivierung von SRL und gibt ein entsprechendes Sollsinal an die angeschlossenen Regelkraftwerke bzw. Kraftwerkspools<sup>10)</sup>. Die Aktivierung erfolgt nach der Merit Order Liste, d. h. einer nach Aktivierungskosten geordneten Einsatzreihenfolge<sup>10)</sup>.

Die Obergrenze für die Aktivierung darf maximal 5 Minuten betragen<sup>10)</sup>. Die erste Reaktion muss nach 30 Sekunden erfolgen<sup>10)</sup>.

Die SRL ist bei der Stromvermarktung i. d. R. das höherwertigere Produkt als die Minutenreserveleistung MRL.

### **Minutenreserveleistung (MRL)**

Die Aktivierungszeit der Minutenreserveleistung beträgt 15 Minuten und erfolgt in 15 Minuten-Intervallen<sup>10)</sup>. Im Gegensatz zu PRL und SRL erfolgt der Einsatz von MRL nicht automatisch<sup>10)</sup>. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen MRL fallweise und abhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme der SRL ein<sup>10)</sup>. Da SRL i. d. R. das teurere Produkt ist soll diese von der MRL abgelöst werden<sup>10)</sup>. Gleichzeitig steht dann auch das SRL-Band wieder für Regeleingriffe zur Verfügung<sup>10)</sup>.

Die Aktivierung erfolgt nach der Merit-Order-Liste, d. h. einer nach Aktivierungskosten geordneten Einsatzreihenfolge<sup>10)</sup>.

### **Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung**

|  | <b><u>Positive und negative SRL</u></b>   | <b><u>Positive und negative MRL</u></b>   |
|--|---|---|
| <b>Vollständige Aktivierung</b>                | Innerhalb von 5 Minuten; erste Reaktion nach 30 Sek.  | Innerhalb von 15 Minuten;   |
| <b>Mindestangebotsgröße</b>                    | 5 MW  | 5 MW  |
| <b>Separate Angebote für</b>                   | Hauptzeit (HT):<br>Montag bis Freitag von 8 – 20 Uhr<br><br>Nebenzzeit (NT):<br>0 – 8 und 20 – 24 Uhr, sowie<br>Sa./So. und bundesweiten<br>Feiertagen von 0 – 24 Uhr | Zeitscheiben pro Tag von<br>1.) 0.00 – 4.00 Uhr<br>2.) 4.01 – 8.00 Uhr<br>3.) 8.01 – 12.00 Uhr<br>4.) 12.01 – 16.00 Uhr<br>5.) 16.01 – 20.00 Uhr<br>6.) 20.01 - 24.00 Uhr |
| <b>Ausschreibung</b>                           | i.d.R. Mittwochs für Folgewoche   | Arbeitstäglich von Mo. – Fr.  |
| <b>Vergütung</b>                               | Leistungs- und Arbeitspreis   | Leistungs- und Arbeitspreis   |
| <b>Anforderungen und Vermarkter und Anlage</b> | SRL - Präqualifikation  | MRL - Präqualifikation  |
| <b>Dauer der Aufrufe</b>                       | 5 bis 15 Min.   | 15 bis 120 (240) Min.   |

*Quelle: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung, Ulrich Keymer, September 2013*

### **Weitere Sicherungsmaßnahmen**

Sollten PRL, SRL und MRL für die Wiederherstellung der Netzstabilität nicht ausreichen sind folgende Maßnahmen möglich<sup>10)</sup>:

- Austausch von Notreserve mit anderen Regelzonen
- Aktivierung stillstehender Kraftwerke (Kaltreserve)
- Sofort oder schnell abschaltbaren Lasten
- Börsengeschäfte

Diese Maßnahmen werden bei Bedarf und nach aktueller Verfügbarkeit ergriffen<sup>10)</sup>.

**Mittlerer Leistungspreis/Grenzleistungspreis<sup>11)</sup>**

Der mittlere Leistungspreis bezieht sich auf den gesamten Tag, die Grenzpreise jedoch nur auf die betreffende Zeitscheibe. Der mittlere Leistungspreis berechnet sich als Summe der für jede Zeitscheibe gesondert ermittelten gewichteten Mittelwerte der Leistungspreise derjenigen Angebote, denen ein Zuschlag erteilt wurde.

Der Grenzleistungspreis ist der höchste Preis der einen Zuschlag erhalten hat.

**Kontrolle der Preise für Regelleistung zur Prüfung der Richtigkeit**

Es ist wichtig die Preise welche für Regelleistung erzielt wurden zu prüfen. Hierfür kann man auf der Homepage [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), Ausschreibungen: Übersicht/Ergebnisse die Ausschreibungsergebnisse für das jeweilige Produkt abrufen. Man gibt den Zeitraum ein und wählt die Produktart. Als Beispiel für die Ergebnisse vom 01.09.2014 bis 07.09.2014 erhält man eine Übersicht für die SRL. In der Tabelle auf der rechten Seite kann man sich ein anonymes Ergebnis anzeigen lassen.

**Mögliche Ausschreibungen**

| Zeitraum            | Typ* | Nummer* | Mittlerer Bedarf (negativ) in MW | Mittlerer Bedarf (positiv) in MW |
|---------------------|------|---------|----------------------------------|----------------------------------|
| 01.09. - 07.09.2014 | WA   | 1       | 1906                             | 1992                             |

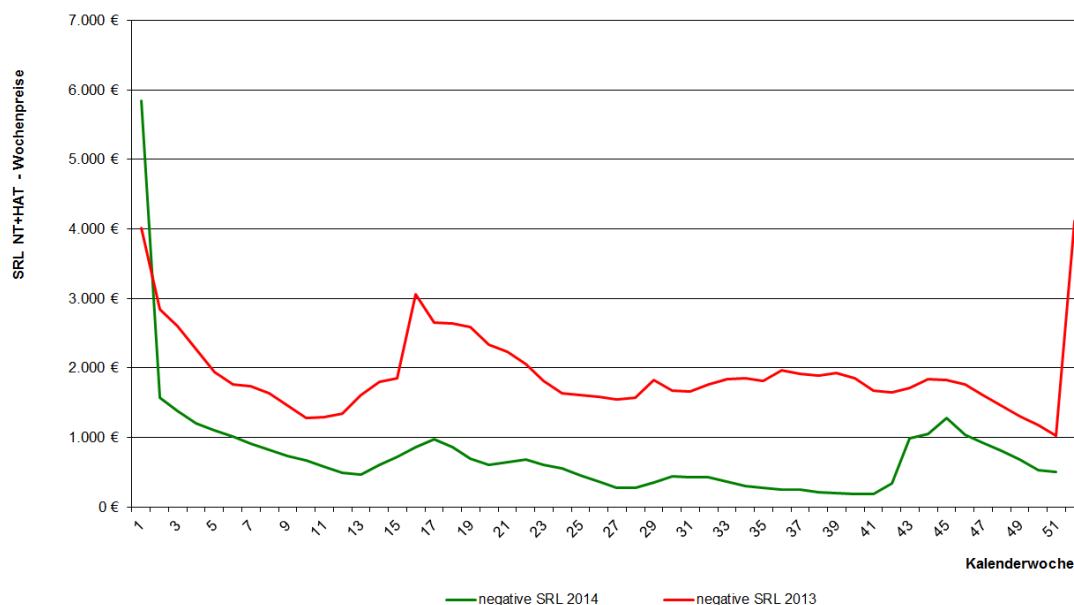
Abbildung: Abruf der Ausschreibungsergebnisse

<https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>

Auf der anonymisierten Angebotsliste findet man folgende Angaben für den gewählten Zeitraum:

| Produktname | Mittlerer Leistungspreis [€/MW] | Grenzleistungspreis [€/MW] |
|-------------|---------------------------------|----------------------------|
| NEG_HT      | 26,11                           | 198,00                     |
| NEG_NT      | 229,50                          | 248,00                     |
| POS_HT      | 310,31                          | 442,00                     |
| POS_NT      | 652,76                          | 950,00                     |

**Vergleich der Wochenpreise der mittleren Leistungspreise von SRL 2013 und 2014**



Quelle: Betreiberpool Bayrisch-Schwaben Nord

### 2.2.3 Präqualifikation für Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

Um an der Ausschreibung zur Bereitstellung von Regelleistung teilnehmen zu dürfen, müssen die Anbieter sich am Präqualifikationsverfahren beteiligen. Dabei müssen die Vermarkter nachweisen, dass sie in der Lage sind, die Anforderungen für die Erbringung der Minutenreserveleistung und der Sekundärregelleistung erfüllen zu können. Hierüber wird ein Rahmenvertrag mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber geschlossen. Auch die Biogasanlage muss hierfür einen Nachweis erbringen. Es wird empfohlen die Anlage auch für positive Regelleistung präqualifizieren zu lassen um sich Entwicklungsmöglichkeiten offen zu halten und die Präqualifikation nicht erneut durchlaufen zu müssen. In manchen Gebieten der Übertragungsnetzbetreiber wird ein sogenannter Schwarmtest durchgeführt. Bei diesem Test werden sowohl Vermarkter, als auch die Anlagen in seinem Pool geprüft ob die Regelleistung tatsächlich abgerufen werden kann. Anlage und Betreiber müssen auf die Präqualifikation vorbereitet sein. Die Anlage muss in dieser Zeit voll betriebsfähig sein. Es dürfen z. B. in dieser Zeit keine Wartungsarbeiten durchgeführt werden.

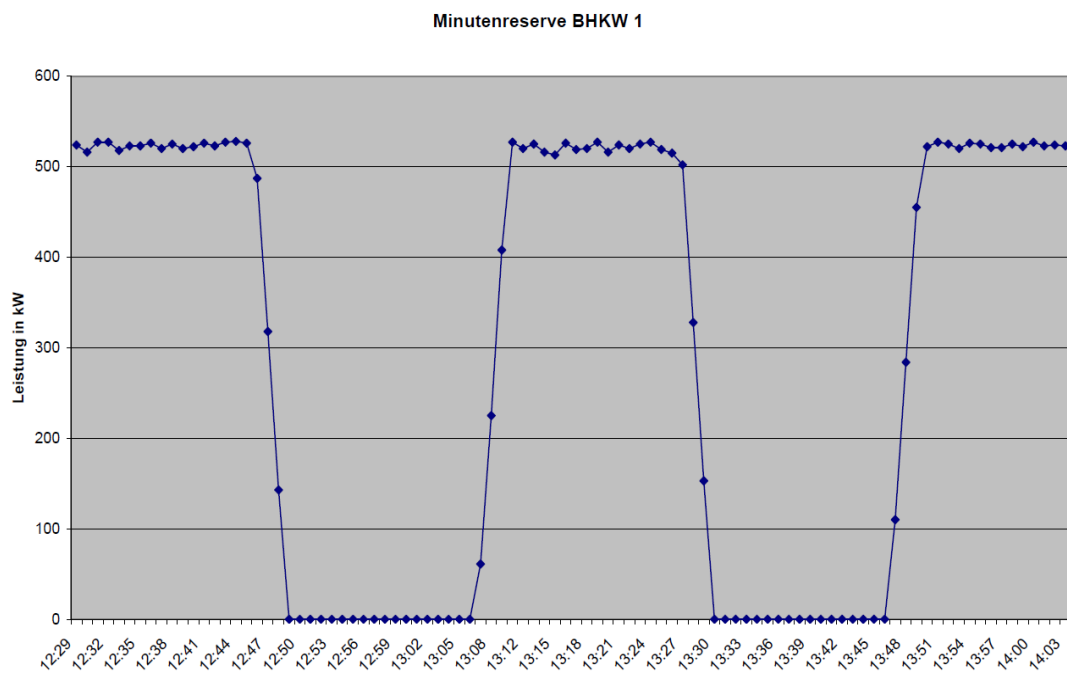


Abbildung: Präqualifikation der Biogasanlage zur MRL mittels Nachfahren einer Doppelhöckerkurve

### 3. Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell und die Kombination mit Regelenergieproduktion

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

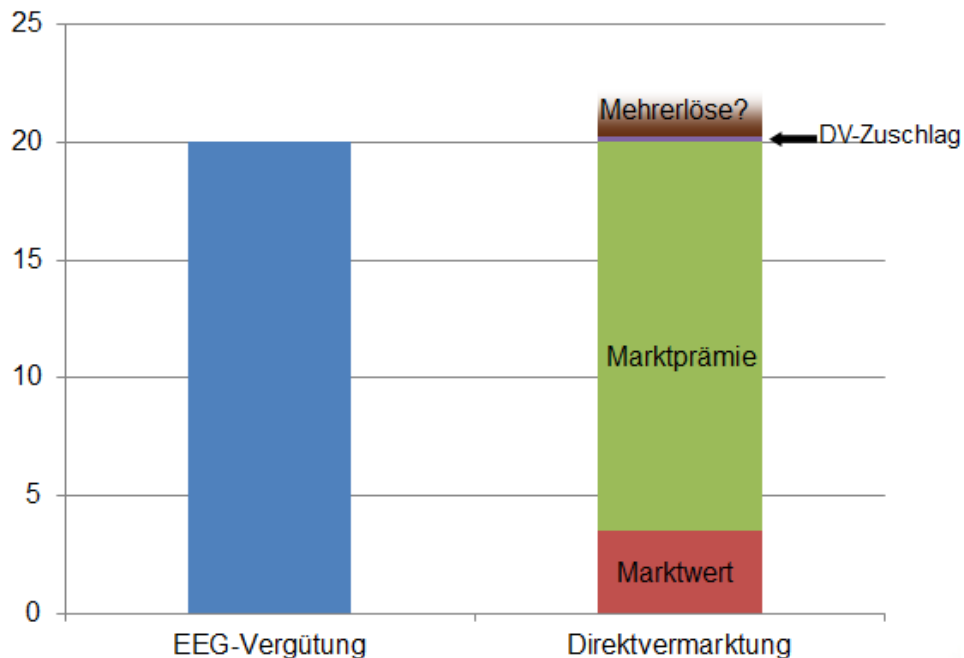


Abbildung: Erlösmöglichkeiten für Biogasanlagen, DV-Zuschlag entspricht der ehemaligen Managementprämie (Quelle: C.A.R.M.E.N e.V.)

Direktvermarktung bietet eine gute Möglichkeit eine Biogasanlage wirtschaftlich besser zu stellen. Je flexibler die Anlage technisch ausgerüstet ist, desto besser kann sie sich Strompreisschwankungen anpassen. Der Ausstieg aus der sicheren EEG-Vergütung in die Direktvermarktung und Regelenergieproduktion birgt immer noch gewisse Risiken. Eine umfassende Beratung im Vorfeld, inklusive Erfahrungsaustausch mit anderen Betreibern ist unerlässlich.

Noch zu bedenken ist, dass Anlagen mit einer hohen **Wärmenutzung** ggf. mit Puffern nachzurüsten sind. Die Puffer werden in den Stunden der höheren Leistung beladen um die Stunden der geringeren Leistung zu überbrücken. Auch bei negativer Regelleistung, wenn die BHKW's aus sind, kann dies der Fall sein.

Von einer Veränderung der Fütterung der Anlage im Tagesverlauf wird aufgrund der empfindlichen **Gärbiologie** abgeraten. Das Risiko der negativen Beeinflussung, vor allem der empfindlichen Methanbakterien, sollte nicht in Kauf genommen werden.



### 3.1. Rechtliche Voraussetzungen für die Marktprämie

Beitrag erstellt von Rechtsanwalt René Walter, Fachverband Biogas e. V.

Für **bestehende** Anlagen (vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen) besteht weiterhin grundsätzlich das Recht, nicht jedoch die Verpflichtung, den in der Anlage erzeugten Strom direkt zu vermarkten. Eine Ausnahme der verpflichtenden Direktvermarktung besteht lediglich bei Biogasanlagen, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen wurden und deren installierte Leistung der Anlage 750 kW übersteigt. Vorbehaltlich der Übergangsbestimmungen haben auch Bestandsanlagen die Anforderungen des EEG 2014 einzuhalten.

Im Rahmen des sogenannten **Marktprämienmodells** wird der in das Netz eingespeiste Strom nicht dem Netzbetreiber, sondern einem Dritten (in der Regel einem Direktvermarkter), zur Verfügung gestellt. Der Direktvermarkter veräußert den Strom an der Börse und leistet vertraglich vereinbarte Zahlungen an den Anlagenbetreiber, die in der Regel den durchschnittlichen Monatsmarktwert an der Börse und eine Beteiligung an Mehrerlösen (Anteil an Managementprämie etc.) umfassen. Da dieser Börsenpreis weit unter der finanziellen Förderung für Strom aus Biogas liegt, hat der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch auf Ausgleich der Differenz zwischen dem an der Börse ermittelten Monatsmarktwert und der Einspeisevergütung.

#### Voraussetzungen des Marktprämienmodells

- ✓ Der Strom muss in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist und von einem Dritten (weder Anlagenbetreiber noch Netzbetreiber) abgenommen werden.
- ✓ Der Strom muss den allgemeinen und energieträgerspezifischen Anforderungen des EEG genügen.
- ✓ Vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommene Anlagen müssen ab dem 01.04.2015 fernsteuerbar sein, d.h., dass der Direktvermarkter auf die Anlage zugreifen kann und darf.
- ✓ Es darf kein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen werden.
- ✓ Der Strom muss in einem Bilanzkreis bilanziert werden.

Die Stromerzeugung der Anlage muss **fernsteuerbar** sein. Eine Anlage ist fernsteuerbar, wenn die Anlagenbetreiber zum einen die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, damit der Direktvermarkter jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann. Zum anderen muss der Anlagenbetreiber dem Direktvermarkter die Befugnis einräumen, jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und die eingespeiste Leistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist. Anlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden und Strom im Marktprämienmodell direkt vermarkten, müssen die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit ab dem 01.04.2015 einhalten. Ansonsten besteht kein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie.

Ein **Wechsel** in das Marktprämienmodell bzw. aus dem Marktprämienmodell in die feste EEG-Vergütung etc. ist jeweils nur zum ersten Kalendertag eines Monats möglich. Zudem ist ein Wechsel dem Netzbetreiber grundsätzlich vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitzuteilen. Möchte ein Anlagenbetreiber beispielsweise zum 1. März in das Marktprämienmodell wechseln, so muss eine Meldung an die Netzbetreiber spätestens am 31. Januar angezeigt werden. Davon abweichend kann ein Wechsel in die oder aus der sogenannten Einspeisevergütung in Ausnahmefällen bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitgeteilt werden.

Anlagenbetreiber dürfen den in ihren Anlagen erzeugten Strom **prozentual** auf verschiedene Veräußerungsformen (Marktprämienmodell, sonstige Direktvermarktung oder Einspeisevergütung) aufteilen. Die Prozentsätze müssen nachweislich jederzeit eingehalten werden.

Des Weiteren darf der in der Anlage erzeugte Strom nicht **mehrfach** in mehreren Veräußerungsformen veräußert werden. Die Vermarktung von Strom als **Regelenergie** ist im Rahmen der Direktvermarktung allerdings nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen.

Die **Sanktionen** für einen Verstoß gegen Anforderungen der Direktvermarktung reichen von einer Verringerung des anzulegenden Wertes auf den Monatsmarktwert bis zu einer Verringerung auf null. Auch die Dauer der Verringerung variiert von „solange der Verstoß dauert“ bis hin zu „für die Dauer des Verstoßes zuzüglich der darauf folgenden sechs Kalendermonate“.

Das **Grünstromprivileg** des EEG 2012 wurde als solches in das EEG 2014 nicht übernommen. Über eine Verordnungsermächtigung wurde jedoch die Möglichkeit eröffnet, ein Modell einzuführen, in dem direkt vermarkteter Strom gegenüber dem Endkunden als „Grünstrom“ ausgewiesen werden kann.

Ansprechpartner für Rückfragen:

René Walter

Fachverband Biogas e.V.

Angerbrunnenstraße 12

85356 Freising

Tel. +49 (0) 8161 9846-60

Mail: [info@biogas.org](mailto:info@biogas.org)

## 3.2 Rechtliche Lage für Bestandsanlagen und Vertragsgestaltung bei der Direktvermarktung

### 3.2.1 EEG 2014 – Was haben Bestandsanlagen zu beachten?

*Beitrag erstellt von Rechtsanwalt Dr. Helmut Loibl, PSL&P Rechtsanwälte, Regensburg*

Bisher bestehende Biogasanlagen waren entweder nach dem EEG 2009 (Inbetriebnahme vor 1.1.2012) oder nach dem EEG 2012 (Inbetriebnahme nach 1.1.2012) einzustufen. Diese Zweiteilung des Rechtssystems für EEG-Anlagen ist mit dem neuen EEG 2014 komplett aufgegeben, seit 1.8.2014 gilt für alle (auch bestehenden) Biogasanlagen nur noch das EEG 2014. Dies hat zum Teil weitreichende Folgen für Bestandsanlagen:

#### **Vergütungsregelungen**

Zunächst ist festzuhalten, dass über die umfangreiche und kaum verständliche Übergangsregelung des § 100 EEG 2014 für Bestandsanlagen insbesondere deren bisherige Vergütungstatbestände weitergelten. Wer also etwa nach § 8 EEG 2014 vergütet wurde, wird dies auch weiterhin, wer nach § 27 EEG 2009 sein Geld erhielt, kann weiterhin diese Vergütung geltend machen. Das bedeutet auch, dass Vergütungstatbestände, die bisher noch nicht erfüllt wurden, auch jetzt erstmals beansprucht werden können. Wer also jetzt mit seiner EEG-2009-Anlage erstmalig eine sinnvolle Wärmenutzung (z.B. Wärmenetz, Gärrestaufbereitung) umsetzt, kann den entsprechenden KWK-Bonus beanspruchen. Gleiches gilt für die anderen Boni (Güllebonus, Technologiebonus etc.), sogar der sog. Trockenfermentationsbonus kann geltend gemacht werden von Anlagen, die zwischen 2004 und 2008 in Betrieb genommen wurden. Anlagenoptimierungen sind also weiterhin möglich.

#### **Flexprämie**

Für Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor 1.8.2014) gibt es weiterhin die Möglichkeit, die Flexprämie für die Dauer von 10 Jahren in Anspruch zu nehmen. Hierbei ist es seit 1.8.2014 nicht mehr nötig, dass eine Flex-Anlage zwingend Volleinspeisung betreiben muss, seit diesem Zeitpunkt ist auch eine Überschusseinspeisung zulässig. Zu beachten ist jedoch für alle Anlagen, die jetzt erst die Flexprämie geltend machen wollen, dass diese gedeckelt ist auf einen Zubau von 1350 MW. Sobald dieser Deckel voll ist, erhalten Anlagen, die erst danach anmelden, keine Flexprämie mehr. Der aktuelle Stand zu diesem Deckel kann im Internet bei der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

#### **Anlagenregister**

Zu beachten ist für Bestandsanlagen, die entweder ihre installierte Leistung ändern oder erstmalig in die Flex-Prämie wechseln, dass sie unbedingt eine Anmeldung zum Anlagenregister bei der Bundesnetzagentur vornehmen müssen. Wer hier meldepflichtig ist und dieser Meldepflicht nicht nachkommt, erhält nicht nur während dieses Zeitraums keinerlei Vergütung, sondern weitere 2 Monate nach der Nachholung der Meldung hinaus. Diese Meldepflicht und die entsprechende Sanktion sind also unbedingt ernst zu nehmen!

#### **Höchstbemessungsleistung**

Bestehende Biogasanlagen erhalten seit 1.8.2014 eine EEG-Vergütung nur in Höhe ihrer bisherigen Höchstbemessungsleistung. Das sind entweder die im besten vollen Kalenderjahr vor 1.1.2014 eingespeisten kWh (geteilt durch die entsprechenden Jahresstunden) oder – sofern diese höher ist – die

am Stichtag 31.7.2014 installierte Leistung. Wer künftig mehr kWh einspeist, als seine Höchstbemessungsleistung hergibt, erhält hierfür nur den Marktwert (aktuell ca. 3,5 ct/kWh). Hier wird es zunächst eine Herausforderung für jeden Anlagenbetreiber sein, zum Jahresende hin seine Anlage genauso zu steuern, dass er knapp seine Höchstbemessungsleistung erreicht und diese nicht deutlich überschreitet.

Sehr problematisch ist die Frage, an welcher Anlagenkomponente die Höchstbemessungsleistung hängt: Ist es der Anlagenstandort? Oder die Gesamtanlage? Oder das einzelne BHKW? Leider hat sich der Gesetzgeber hierzu keinerlei Gedanken gemacht, so dass diese Frage völlig offen ist. Zwar spricht vieles dafür, dass insbesondere in Fällen des BHKW-Austausches (ein neues BHKW tritt an die Stelle des Alten) auch die Höchstbemessungsleistung auf das neue BHKW übergeht (und beim alten verloren geht), da hier jedoch keine Rechtssicherheit besteht, ist dringend anzuraten, bis zu einer Klärung dieser Fragen alte BHKW weder zu verschrotten, noch zu verkaufen. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass – bildlich gesprochen – mit dem BHKW die Höchstbemessungsleistung von der Anlage wegfährt.

### **Satelliten-BHKW**

Satelliten-BHKW sind nunmehr nicht nur in Fachliteratur und Praxis, sondern auch vom Bundesgerichtshof und der Clearingstelle EEG anerkannt. Auch nach dem EEG 2014 sind noch Satelliten möglich, neue Satelliten-BHKW fallen jedoch unter das EEG 2014 mit den dortigen wenig attraktiven Vergütungsregelungen. Zudem erklärt das EEG 2014 wie schon das EEG 2012, dass alle BHKW, die aus demselben Fermentersystem Gas beziehen, für die Vergütungsberechnung zusammengefasst werden. Ein neues Satelliten-BHKW wird sich also nicht rechnen. Hingegen dürfte es weiterhin zulässig sein, aus einer bestehenden Biogasanlage eines der BHKW auszubauen und an einen neuen Satellitenstandort zu versetzen (zumindest wenn das BHKW am bisherigen Standort nicht austauscht und durch ein neues ersetzt wird). Vor allem für BHKW, die bisher dem EEG 2009 bzw. 2004 unterfallen, sollte dies möglich sein. Insoweit erklärt § 100 Abs. 1 Nr. 10 c EEG 2014 ausdrücklich, dass die Regelung bzgl. der Zusammenfassung bei Gasbezug aus demselben Fermentersystem nicht gilt. Damit kann also auch jetzt noch ein BHKW aus einer bestehenden EEG 2009-Biogasanlage als eigenständiger Satellit ausgebaut und versetzt werden (zumindest wenn es am bisherigen Standort nicht ersetzt wird). Hochproblematisch ist jedoch die Frage der Höchstbemessungsleistung: Hängt diese am BHKW, würde das ausgebaut BHKW seine Höchstbemessungsleistung mit an den Satelliten-Standort nehmen, dort wäre also ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Hängt hingegen die Höchstbemessungsleistung am bisherigen Standort der Biogasanlage oder an der Biogasanlage selbst, würde sie am bisherigen Standort bleiben und der Satelliten-Standort hätte keine Höchstbemessungsleistung. Ein wirtschaftlicher Betrieb wäre dort also mit dem Marktwert kaum möglich. Vor diesem Hintergrund ist aktuell vor solchen Konstellationen zu warnen, zunächst ist abzuwarten, wie sich hier die Rechtsprechung entscheidet, wo denn die Höchstbemessungsleistung verortet werden soll.

### **Eigenstromnutzung**

Das EEG 2014 sieht nunmehr auch für EEG-Anlagen vor, dass für die Eigenstromnutzung ein Teil der EEG-Umlage zu zahlen ist. Ausnahmen beinhaltet das EEG 2014 insbesondere für Bestandsanlagen, die bereits vor 1.8.2014 Eigenstromnutzung betrieben haben, diese bleiben weiterhin umlagebefreit. Dies gilt nicht nur für den Bestand der Anlage, sondern – zumindest für manche Anlagen – sofern diese um bis zu 30 % erweitert werden. Hier ist Vorsicht geboten, wenn jetzt noch in die Flexprämie gewechselt werden soll: Wer jetzt ein Flex-BHKW hinzbaut, wird i.d.R. diese 30 % Zubau überschreiten und damit künftig EEG-Umlagepflichtig. Hier muss zunächst entschieden werden, ob die Eigenstromnutzung oder die Flexprämie für die jeweilige Anlage besser ist.

### 3.2.2 Vertragsgestaltung bei der Direktvermarktung

*Beitrag erstellt von Rechtsanwalt Dr. Helmut Loibl, PSL&P Rechtsanwälte, Regensburg*

Bestehende Biogasanlagen (Inbetriebnahme vor 1.8.2014) können, neue Biogasanlagen müssen grundsätzlich an der Direktvermarktung teilnehmen. Das neue EEG 2014, das auch für alle Bestandsanlagen gilt, sieht hierbei einige Änderungen gegenüber der bisherigen Rechtslage vor, die insbesondere für die Vertragsgestaltung eine nicht unerhebliche Rolle spielen.

#### **Fernsteuerbarkeit für den Direktvermarkter**

Eine entscheidende Neuerung im EEG 2014 führt dazu, dass direktvermarktende Biogasanlagen für den Direktvermarkter jederzeit fernsteuerbar sein müssen. Neue Anlagen müssen dies vor Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Monat sicherstellen, für alle Bestandsanlagen gilt, dass die **Fernsteuerbarkeit spätestens am 1.4.2015** funktionieren muss. Ist dies nicht der Fall, entfällt für den Folgezeitraum – bis zur Installation der Fernsteuerbarkeit – die Marktprämie, also der wesentliche Teil der Stromvergütung. Bei der Vertragsgestaltung ist darauf zu achten, dass der Direktvermarkter jederzeit eine vollumfängliche Zugriffsmöglichkeit erhält. Jegliche Einschränkung ist hier schädlich, also auch, wenn etwa im Winter die Wärme für ein Wärmenetz zwingend benötigt wird. Sofern sich der Anlagenbetreiber hier im Vertrag vorbehalten würde, dass in bestimmten Monaten nicht abgeschaltet werden darf, hätte dies den Entfall der Marktprämie zur Folge. Zulässig dürfte es hingegen sein, in einer Absichtserklärung den Direktvermarkter erklären zu lassen, dass er sich darum bemühen wird, zu bestimmten Zeiten nicht abzuschalten; gleichwohl muss ihm rechtlich die uneingeschränkte Regelungsmöglichkeit eingeräumt werden.

#### **Entfall der Managementprämie**

Bestandsanlagen, die bisher nach dem EEG 2012 in die Direktvermarktung gewechselt sind, erhielten bisher als Teil der Marktprämie die sog. Managementprämie. Diese ist für Neuanlagen ersatzlos entfallen, zudem berechnet sich nunmehr seit 1.8.2014 auch für Bestandsanlagen die Marktprämie nach der im EEG 2014 (dort: Anlage 1) vorgesehenen Formel, in der eine Managementprämie nicht mehr vorkommt. Gleichwohl ändert sich für Bestandsanlagen nichts, weil für diese in der Übergangsvorschrift des § 100 Abs. 1 Nr. 8 EEG 2014 letztlich die der früheren Managementprämie entsprechende Zusatzvergütung mit in die Marktprämienformel eingerechnet wird. Auch wenn sich hier im Ergebnis letztlich nichts ändert, führt die Rechtsänderung gleichwohl dazu, dass bestehende Direktvermarktungsverträge angepasst werden müssen. Ein Vertrag, dessen Vergütung auf eine jetzt nicht mehr geltende Managementprämie abstellt, muss unbedingt auf die neue Rechtslage umgeschrieben werden.

#### **Zentrales Problem: Sicherheiten**

Nach wie vor ist das zentrale Problem von Direktvermarktungsverträgen die Vereinbarung einer wirksamen ausreichenden Sicherheit. Anders als bei der EEG-Vergütung steht hier als Anspruchsgegner kein in der Regel solventer Netzbetreiber zur Verfügung, sondern meist eine in der Haftung stark begrenzte GmbH. Hier ist es zwingend nötig, eine ausreichende Sicherheit für die Insolvenz dieses Vertragspartners zu vereinbaren. In der Regel werden hier Zahlungsgarantien oder Bürgschaften gestellt, die von einer deutschen Bank oder einem deutschen Kreditinstitut mit Sitz in Deutschland stammen sollte. Zwar ist sicherlich nichts gegen einen europäischen Sitz einzuwenden, allerdings stellen sich hier häufig Zustellungsprobleme, wenn kurzfristig entsprechende Erklärungen abgegeben werden müssen, so dass ein Sitz in Deutschland deutlich vorteilhafter ist. Zur Höhe ist auszuführen, dass in der Regel der 3-Monats-Betrag ausreichend ist, den der Vertragspartner zu zahlen hat. Sofern im Vertrag das Marktprämienmodell vereinbart ist, wird also meist der 3-Monats-Marktpreis zu ver-

einbaren sein; da hier die Marktprämie ohnehin direkt vom Netzbetreiber kommt (wie auch ansonsten die EEG-Vergütung), ist deren Absicherung nicht nötig. Steht hingegen im Vertrag, dass der Stromhändler auch in die sonstige Direktvermarktung (ohne Marktprämie!) wechseln darf, muss der 3-Monats-Betrag der gesamten EEG-Vergütung abgesichert werden, da es in diesem Fall keine Marktprämie gibt. Sicher ist der Anlagenbetreiber nur, wenn die Sicherheit vorliegt, bevor die Ummeldung zur Direktvermarktung erfolgt; die meisten Verträge sehen hingegen eine Sicherheitsvorlage erst weit nach erfolgter Ummeldung vor. Rechtlich ist eine solche Vereinbarung zwar zulässig, aber nicht anzuraten, weil dann mindestens ein Monat ohne jegliche Sicherheit in der Direktvermarktung verbracht werden muss. Vorsicht ist geboten, wenn Mustersicherheiten vorgelegt werden, sofern im Vertrag nirgends steht, dass eine solche Sicherheit mit eben diesem Inhalt zu erbringen ist. Hier sollte darauf geachtet werden, dass die Mustersicherheit als Anlage zum Vertrag angefügt und im Vertragstext vereinbart wird, dass eine solche Sicherheit entsprechend dieser Anlage vorzulegen ist. Größte Vorsicht ist geboten, wenn sich Direktvermarktungsverträge automatisch verlängern: Solche Regelungen sind in fast allen Vertragsmustern enthalten, sofern keine rechtzeitige Kündigung erfolgt, verlängert sich die Laufzeit des Vertrages um ein weiteres Jahr. Diese Regelung stellt einen „Super-GAU“ dar, wenn die Dauer der Sicherheit sich nicht automatisch verlängert, sondern – an anderer Stelle im Vertrag – die Sicherheit etwa zum Datum des ursprünglich vorgesehenen Vertragsendes zurückzugeben ist: In diesem Fall wären Sie ein komplettes Jahr ohne jede Sicherheit in der Direktvermarktung. Schließlich sollten Sie vorsichtig sein, wenn Ihr Vertragspartner – was gerade bei größeren Stadtwerken und Energieversorgern der Fall ist – in Hinblick auf ihre Bilanzen meinen, es sei keine Sicherheit nötig: Beachten Sie stets, mit wem genau Sie den Vertrag schließen, häufig ist das nicht die solvente Stadtwerke-Gesellschaft, sondern eine Tochter-GmbH, die meist eine völlig andere Finanzstruktur innehat.

#### **Vorsicht bei der Flex-Prämie**

Sofern Sie die alte Flexprämie (§ 54 EEG 2014) geltend machen, müssen Sie auf weitere Besonderheiten achten: Diese Flexprämie erhalten Sie für einen festgelegten Zeitraum von 10 Jahren, rechtlich umstritten ist jedoch, ob es zulässig ist, aus dieser Flexprämie bzw. aus dem Marktprämienmodell auszusteigen und später wieder einzusteigen. Hintergrund ist eine Formulierung in der Begründung zum EEG 2012, wonach ein Ausstieg aus dem Marktprämienmodell zur Folge haben soll, dass die Flexprämie in diesem Fall endgültig entfallen soll. Auch wenn das rechtlich nicht überzeugend ist – der Wortlaut der Regelung gibt derlei nicht her – sollte das Risiko gar nicht erst eingegangen werden: So ist im Direktvermarktungsvertrag darauf zu achten, dass das Marktprämienmodell festgeschrieben wird und die Möglichkeit der sonstigen Direktvermarktung generell unzulässig ist. Weiterhin ist darauf zu achten, dass zum Vertragsende keine Abmeldung aus dem Marktprämienmodell und keine Rückmeldung zur EEG-Festpreisvergütung vereinbart wird, vielmehr soll der Anlagenbetreiber bestimmen können, wohin gewechselt wird (nötig: in einen anderen Marktprämienbilanzkreis). Schließlich sind Regelungen nicht zu akzeptieren, wonach der Direktvermarkter nach freier Wahl die Anlage in der Direktvermarktung belassen oder aber in die EEG-Festpreisvergütung zurückmelden darf, vielmehr muss in der Direktvermarktung verblieben werden.

Paluka  
Sobola



Loibl &  
Partner  
Rechtsanwälte

Ansprechpartner für Rückfragen:

Dr. Helmut Loibl - Rechtsanwalt, Fachanwalt für Verwaltungsrecht  
Prinz-Ludwig-Straße 11, 93055 Regensburg, Tel 0941 585710,  
Mail [info@paluka.de](mailto:info@paluka.de) , Web [www.paluka.de](http://www.paluka.de)

### 3.3 Marktprämienmodell (EEG 2014 § 34 und Anlage 1)

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

#### 1. Das Marktprämienmodell – Einstieg mit erhöhtem anzulegenden Wert

Beim Marktprämienmodell wird der Strom über einen Händler (Stromvermarkter) vermarktet. Der Biogasbetreiber meldet z. B. am Vortag die Leistung seiner Anlage für den Folgetag. Die Meldung kann auch dauerhaft eingetragen sein und muss nur bei Änderungen der Leistung angepasst werden. Die Genauigkeit der Meldung und die Einhaltung der gemeldeten Leistung sind wichtig. Je genauer die Meldung und die Einhaltung, desto mehr Erlöse sind in allen Stufen zu erzielen. Es werden geplante Stillstandzeiten angegeben und z. B. die Dauer der Wartungsarbeiten abgeschätzt. Hierbei unterscheiden sich bereits die einzelnen Vermarkter in der notwendigen Genauigkeit der Leistungsangabe. Es gilt zu beachten, ob der Vermarkter eine kW-genaue Einhaltung von SOLL- und IST-Leistung fordert und was die Abweichungen dem Betreiber kosten. Für die Abweichungen der Leistungsangabe am Vortag und der tatsächlichen gelieferten Leistung muss ein Vermarkter Ausgleichsenergie beschaffen. Diese Ausgleichsenergie verursacht i. d. R. Kosten welche der Biogasbetreiber mit tragen muss. Die einen Vermarkter haben höhere Auszahlungsbeträge und verrechnen die Kosten bei Abweichung dem Biogasbetreiber, die anderen Vermarkter haben niedrigere Auszahlungen dafür sind die Kosten für Ausgleichsenergie bereits enthalten. Bei mehreren BHKW's muss oft die Leistung von dem angegebenen BHKW sein! D.h. oft wird nicht die Leistung der Gesamtanlage, sondern des jeweiligen BHKW's betrachtet! **Nach dem EEG 2014 gibt es den Begriff der Managementprämie nicht mehr. Der anzulegende Wert wurde jedoch um den Betrag der Managementprämie angehoben. Dies gilt auch für Anlagen, die nach dem 01.08.2014 in die Direktvermarktung wechseln.** Aus diesem Grund werden die Begriffe „ehemalige Managementprämie“ oder „erhöhter anzulegender Wert“ als Synonym für den Mehrerlös verwendet.

Die Vergütung des Biogasbetreibers nach der Umstellung auf die Direktvermarktung setzt sich nach der Umstellung wie folgt zusammen:

**Vergütung = Monatsmarktwert + Marktprämie (inkl. d. ehem. Managementprämie)**

**Marktprämie MP = anzulegender Wert AW (§§ 38 ff) - Monatsmarktwert MW**

Der Betreiber erhält folgende Zahlungen:

1. Vom Händler: Vergütung in Höhe des Monatsmarktwertes
2. Vom Netzbetreiber: Vergütung der Marktprämie inkl. der ehem. Managementprämie

Der Monatsmarktwert ist der Monatsmittelwert der Strombörse EPEX Spot ( $MW_{EPEX}$ ): Hierfür wird der jeweilige rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Cent pro Kilowattstunde herangezogen. Dieser betrug z.B. im September 2014 3,779 Cent/kWh.

Marktprämie: Um dem Biogasbetreiber die Sicherheit einer festen Vergütung zu geben wird die Marktprämie gezahlt. Die Höhe der Marktprämie richtet sich nach der jeweiligen EEG-Vergütung der Biogasanlage und der Höhe des Monatsmittelwertes an der Strombörse. **Die Marktprämie sorgt für konstante Einnahmen in Höhe der EEG-Vergütung der Biogasanlage. In einem Vertrag mit einem Vermarkter sollte unbedingt vermerkt werden, dass die Gesamteinnahmen pro kWh den Betrag der EEG-Vergütung nicht unterschreiten dürfen.**

Erhöhter Anzulegender Wert/ehemals Managementprämie: Für den zusätzlichen Arbeitsaufwand, den die Einspeiseprognose verursacht, erhält der Biogasbetreiber anstatt der bisherigen Managementprämie denselben Betrag durch die Erhöhung des anzulegenden Werts. Ebenso werden mit diesem Betrag u.a. die Kosten für die Börsenzulassung, die Handelsanbindung und die Prognose, sowie die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose gedeckt.

**Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Abgabe einer Einspeiseprognose wichtig, da die Übertragungsnetzbetreiber mit einer bestimmten Leistung kalkulieren können und somit Ausgleichsenergiekosten sparen, was sich auf die Stromkosten auswirkt.<sup>3)</sup>**

Im Jahr 2015 beträgt die Erhöhung des anzulegenden Werts 0,2 Cent/kWh. Dies wird anteilig zwischen Vermarkter und Biogasbetreiber aufgeteilt.

### 3.4 Marktprämienmodell (§ 34 und Anlage 1) und Regelernergieproduktion

*Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen*

#### 2. Das Marktprämienmodell mit Teilnahme am Regelergiemarkt

Für die Teilnahme am Regelergiemarkt wird eine fernsteuerbare Regelungseinheit in die Anlage eingebaut. Diese Regelungseinheit wird der Abregelungseinheit, im Zuge des Einspeisemanagements, durch den Netzbetreiber nachgeschaltet. Bei der Auswahl der Regelungseinheit ist es zu empfehlen ein System zu wählen, welches alle notwendigen Signale bereitstellen kann auch wenn sie vielleicht aktuell noch nicht benötigt werden. Somit ist die technische Einheit auch für alle Vermarkter anwendbar falls der Betreiber den Vermarkter wechseln möchte.

**Vergütung = Monatsmarktwert + Marktprämie (inkl. ehem. Managementprämie)**

**+ Mehrerlöse aus Regelernergie**

Der Betreiber erhält folgende Zahlungen:

1. Vom Händler: Vergütung in Höhe des Monatsmarktwertes
2. Vom Händler: Vergütung der Mehrerlöse aus dem Verkauf von Regelernergie
3. Vom Netzbetreiber: Vergütung der Marktprämie inkl. der ehem. Managementprämie

Mehrerlöse aus Regelernergie: Nach erfolgreicher Präqualifikation von Händler und Biogasanlage darf der Händler an Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen und Regelernergie vermarkten. Dem Biogasbetreiber wird ein Leistungspreis für die Bereitstellung von Regelernergie bezahlt und bei Abruf ein Arbeitspreis für jede Kilowattstunde. Es wird Betreibern derzeit empfohlen sich für ein großes Produktspektrum präqualifizieren zu lassen, auch wenn aktuell die Fahrweise nicht geplant ist. Man hält sich damit zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten der Anlage offen ohne erneut ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen zu müssen.



### 3.5 Marktprämienmodell (§ 34 und Anlage 1) und Flexibilitätsprämie (§54 und Anlage 3)

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

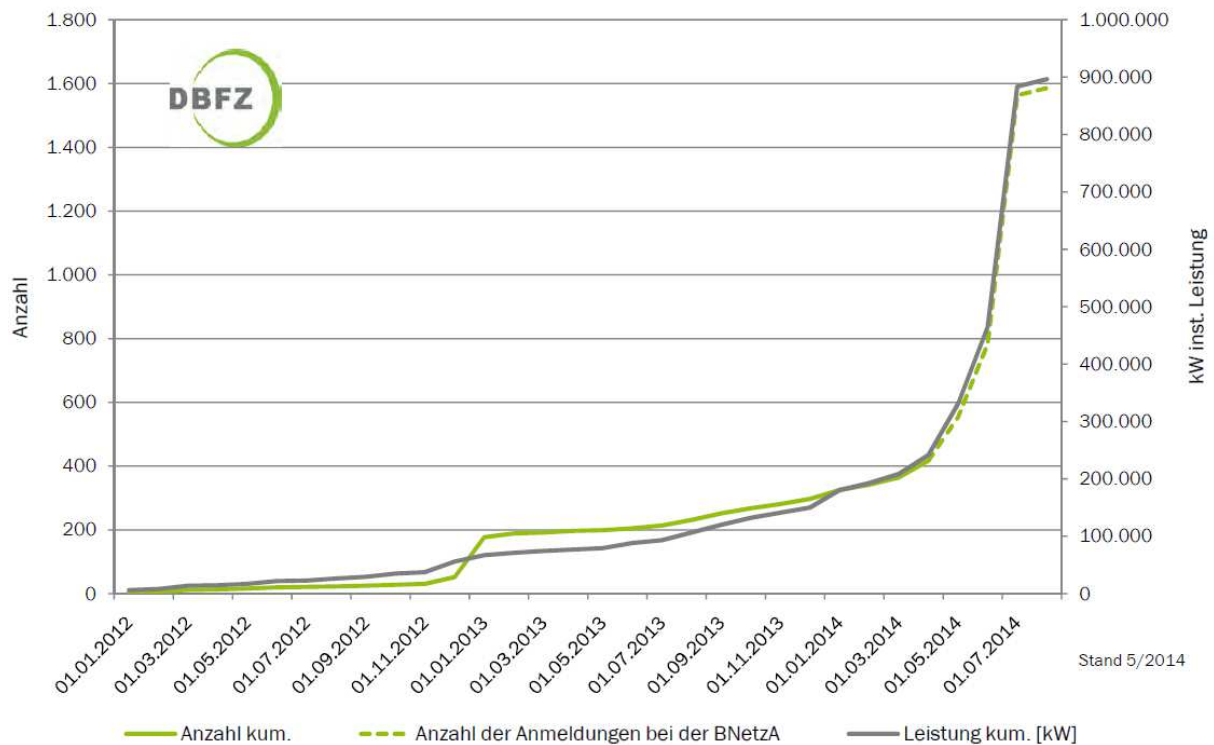


Abbildung: Leistung und Anzahl der Biogasanlagen zur Flexibilitätsprämie  
Quelle: DBFZ/BNetzA (2014)

### 3. Das Marktprämienmodell mit Flexibilitätsprämie und Regelenergiebereitstellung

Vergütung = Monatsmarktwert + Marktprämie (inkl. d. ehem. Managementprämie)

+ Mehrerlöse Strombörse und Regelenergie

Für zusätzlich installierte Leistung kann ein Biogasbetreiber die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Der Bezug der Flexibilitätsprämie ist nach dem EEG 2014 bis zur Erreichung des Zubaudeckels von 1350 MW weiterhin (ähnlich dem EEG 2012) möglich. Für Bestandsanlagen gibt es weiterhin 130 €/kW als Kapazitätskomponente wenn die Voraussetzungen erfüllt werden.

**Bei der Flexibilitätsprämie sind die Höchstbemessungsleistung und die Registrierung im Anlagenregister zu beachten!**

Eine Voraussetzung zur Erlangung der Flexibilitätsprämie ist u. a. die Registrierung der Anlage im Anlagenregister der Bundesnetzagentur. Hier besteht eine Meldepflicht!

Formular zum Anlagenregister unter dem Link:

[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Formular\\_Anmeldung\\_Anlagenregister.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Formular_Anmeldung_Anlagenregister.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

### Rechtliche Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie

Quelle: Dipl. Ing. (FH) Harald Heintl und Dipl. Ing. (FH) Thorsten Grantner, OmniCert Umweltgutachter GmbH

Gemäß Anlage 3 zu § 54 des EEG 2014 sind folgende Voraussetzungen zu erfüllen:

- ✓ Für den gesamten Strom darf keine Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden
- ✓ Eintragung ins Anlagenregister
- ✓ Prüfung der Anlage durch einen Umweltgutachter
- ✓ Der Stromverbrauch darf nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe stattfinden und es muss die Durchleitung des Stroms durch das öffentliche Netz erfolgen.
- ✓ Es dürfen keine vermiedenen Netzentgelte in Anspruch genommen werden.
- ✓ Die Bemessungsleistung beträgt mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung.
- ✓  $P_{\text{Zusatz}}$  wird mit dem 0,5fachen Wert der installierten Leistung festgesetzt, wenn  $P_{\text{Zusatz}}$  größer als der 0,5 fache Wert der installierten Leistung ist.
- ✓ BHKW und Gasspeichervolumen müssen plausibel aufeinander abgestimmt sein.
- ✓ Die Anlage muss ggf. über ein gasdichtes Endlager verfügen.
- ✓ Das gasdichte System muss ggf. eine Verweilzeit von mind. 150 Tagen ermöglichen (Einzel-fallprüfung, trifft nur für wenige Anlagen zu)
- ✓ Die Regeltechnik muss auf 1/4 –stündliche Bilanzierung und Messung der IST-Einspeisung ausgelegt sein

Auf der Homepage der Bundesnetzagentur findet man die Veröffentlichungen über die Höhe des Zubaudeckels (1350 MW). Dies sollte unbedingt vor einer Investition abgefragt werden.

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister\\_Veroeffentlichung/Anlagenregister\\_Veroeffentlichungen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html)

Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird jährlich berechnet. Monatlich werden Abschlagszahlungen gezahlt. Im Rahmen des Flexibilitätsprämienmodelles kann die Biogasanlage technisch auf einen zukunftsfähigen Betrieb für die Zeit nach dem EEG umgebaut werden. Die Anlage fährt einen vorher abgesprochenen Fahrplan nach. Nach dem EEG 2014 können auch Biogasanlagen mit Überschusseinspeisung die Flexibilitätsprämie beziehen.

Die Flexibilitätsprämie wird für **10 Jahre** gezahlt und **Fristbeginn ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung des folgenden Kalendermonats.**

## Berechnung der Flexibilitätsprämie

$$FP = \frac{P_{\text{Zusatz}} * KK * 100}{P_{\text{Bem}} * 8760}$$

Ergebnis in der Einheit Cent/kWh

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{Inst.}} - (f_{\text{Korr}} * P_{\text{Bem}})$$

Vereinfachte Formel zur Berechnung:

$$P_{\text{Inst.}} - (1,1 * P_{\text{Bem}}) = P_{\text{Zusatz}} * 130 \text{ €/kW}$$

Ergebnis in der Einheit €/a

$f_{\text{Korr}}$  = Korrekturfaktor bei Biogas **1,1** (bei Biomethan 1,6)

**KK** Kapazitätskomponente = 130 €/kW

$P_{\text{Bem}}$  = Bemessungsleistung = erzeugte kWh im Jahr/8760 h

Bsp.: Eine Anlage hat 500 kW installiert. Es wurden bis zum Jahresende 3.500.000 kWh eingespeist.

Die Bemessungsleistung errechnet sich dann wie folgt: 3.500.000 kWh / 8760 h = 400 kW

$P_{\text{Install}}$  = installierte Leistung, elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ständig und unbeschadet technisch leisten kann.

### Der Betreiber erhält folgende Zahlungen:

1. Vom Händler: Vergütung in Höhe des Monatsmarktwertes
2. Vom Händler: Vergütung der Mehrerlöse aus dem Stromverkauf (Börse und ggf. Regelenergie)
3. Vom Netzbetreiber: Vergütung der Marktprämie inkl. der ehem. Managementprämie
4. Vom Netzbetreiber: Auszahlung der Flexibilitätsprämie nach Vorlage aller notwendigen Unterlagen i. d. R. mit monatlichen Abschlagszahlungen

Es ist vertraglich zu vereinbaren, dass der Betreiber in jedem Fall mindestens die EEG-Vergütung erhält, auch wenn der Vermarkter den Strom unter dem Mittelwert des Strombörsenpreises vermarktet.

### Flexibilitätsprämie – Beispielanlage – Bemessungsleistung 300 kW

Eine Biogasanlage hat eine durchschnittliche Leistung von 300 kW (= Bemessungsleistung  $P_{\text{Bem}}$ ). Erweiterungen in der Vergangenheit haben dazu geführt, dass am Standort 500 kW installiert und genehmigt sind. Die Investitionen müssen separat betrachtet werden. Trafoverluste wurden nicht berücksichtigt.

$$P_{\text{Zusatz}} = 500 \text{ kW} - (1,1 * 300 \text{ kW}) = 170 \text{ kW}$$

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{Inst.}} - (f_{\text{Korr}} * P_{\text{Bem}})$$

$$FP = \frac{170 \text{ kW} * 130 \text{ €/kW} * 100}{300 \text{ kW} * 8760 \text{ h}} = \frac{2.210.000}{2.628.000} = 0,8409 \text{ Cent/kWh}$$

$$FP = \frac{P_{\text{Zusatz}} * KK * 100}{P_{\text{Bem}} * 8760}$$

$$FP = 300 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,8409 \text{ Cent/kWh} = 2.209.885 \text{ Cent/a} = 22.098,85 \text{ Euro/a}$$

Die Zahlung der Flexibilitätsprämie erfolgt auf 10 Jahre:  $FP = 22.098,85 * 10 \text{ a} = 220.998 \text{ €}$

Es handelt sich um Zusatzeinnahmen für den Zeitraum von 10 Jahren in Höhe von 220.998 €, welche der Anlage zu Gute kommen. **Eine Überprüfung und Beratung ist an jeder Biogasanlage in jedem Fall sinnvoll.**

### **Flexibilitätsprämie Beispielanlage – Bemessungsleistung 500 kW**

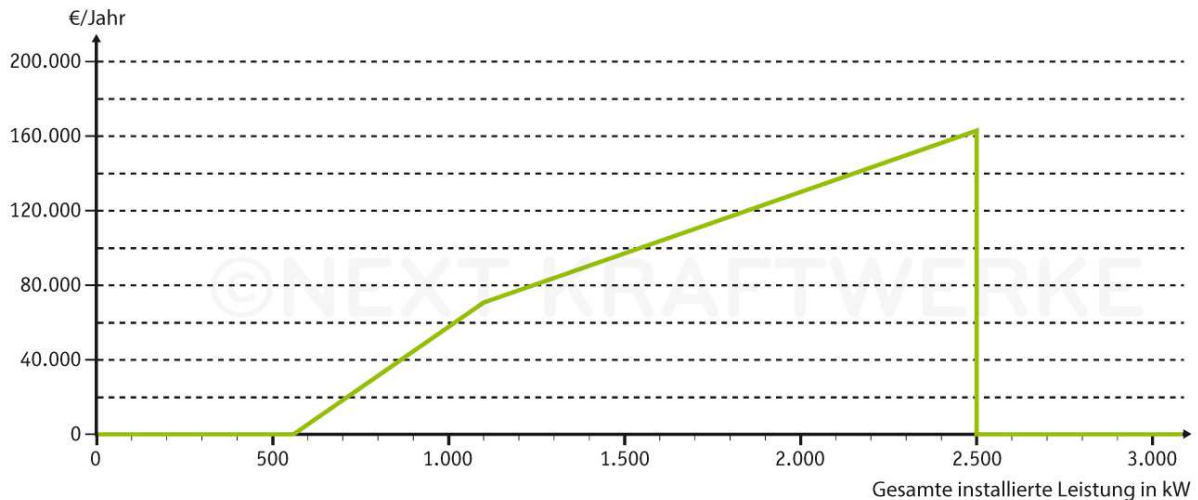


Abbildung: Veränderung der Höhe der jährlichen Flexibilitätsprämie (Quelle: NEXT Kraftwerke GmbH)

### **Vermarktungsprämien für flexible Fahrweise:**

Die Einnahmen bei flexibler Fahrweise sind je nach Vermarktungsstrategie des Vermarkters unterschiedlich. Da die Vermarkter meist den Strom eines ganzen Anlagenpools vermarkten ist die Abrechnung, bei Vermarktung an der Börse, schwer darstellbar. Aus diesem Grund bieten einige Vermarkter eine Prämie an. Die Höhe dieser Prämie richtet sich nach dem Grad der Flexibilität der Anlage und in wie weit der Betreiber bereit ist die Regelung der Anlage aus der Hand zu geben.

Gibt der Betreiber dem Vermarkter die Grenzen vor und lässt ihn die Anlage strompreisorientiert fahren ist eine transparente Abrechnung oft sehr schwierig. Die Mehrerlöse für den Betreiber sind bei diesem Modell in der Regel höher als bei allen anderen Modellen.

### 3.6 Wirtschaftlichkeit - Lohnt sich die Flexibilisierung meiner Biogasanlage?

Beitrag erstellt von Johannes Graf, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)

Ansprechpartner für Rückfragen: Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

Durch die bedarfsgerechte Stromerzeugung lassen sich durch das geschickte Vermarkten Mehrerlöse an der Strombörse sowie am Regelenergiemarkt erwirtschaften. Der Börsenpreis schwankt im Tagesverlauf (s. Abb.). In der Regel sind die Strompreise vormittags (6-12 Uhr) und nachmittags/abends (16-24 Uhr) höher als im restlichen Tagesverlauf. Dies lässt sich über die einzelnen Wochentage sowie auch über die Jahreszeiten beobachten, wobei die absoluten „Spitzenstunden“ durchaus auch über einzelne Tage variieren können. Wenn ein Anlagenbetreiber nun vermehrt zu den „Hochpreisstunden“ Strom erzeugt und einspeist, kann er somit höhere Stromerlöse als bei einer über 24 Stunden am Tag gleichmäßigen Stromeinspeisung erzielen. Darüber hinaus können durch

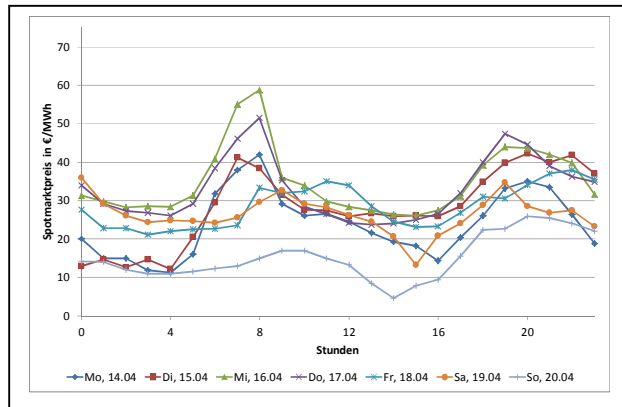


Abbildung: Strompreise für Stundenkontrakte im Day-Ahead Markt 16. Kalenderwoche 2014

Bereitstellung von Regelenergie die Erlöse weiter erhöht werden. Aus diesem Grund überlegen Anlagenbetreiber in die bedarfsgerechte Stromerzeugung einzusteigen. Eine fundierte Entscheidung lässt sich erst nach einer Analyse der möglichen Mehrerlöse sowie zusätzlichen Anschaffungskosten treffen. Dazu lassen sich leider keine pauschalen Aussagen treffen, die für alle Anlagen gelten und daher muss es immer anlagenindividuell erörtert werden. Dieser Beitrag möchte anhand eines Beispiels Anhaltspunkte für die Umstellung zur bedarfsgerechten Stromerzeugung liefern sowie ein von der LfL entwickeltes EDV-Tool vorstellen, welches in der Beratung der Fachzentren für Diversifizierung und Strukturentwicklung (FZ 3.11) an den Ämtern für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten in Bayern genutzt wird, womit diese Fragen auch anlagen-spezifisch beantwortet werden können.

**Erhöhung der Stromerlöse durch bedarfsgerechte Stromerzeugung**

Durch eine bedarfsgerechte Stromerzeugung können die Preisfluktuationen an den Strombörsen genutzt werden um höhere durchschnittliche Stromerlöse zu erzielen. Bei der Berechnung der Marktprämie wird der monatliche Durchschnittspreis an der EPEX SPOT herangezogen. Sobald man höhere Durchschnittserlöse als der monatliche Durchschnittspreis erzielt, erhöht man somit die Stromerlöse im Vergleich zu der festen EEG-Vergütung bzw. der Direktvermarktung bei 24 Stunden-Betrieb. Die Tabelle zeigt die durchschnittlichen zu erzielenden Stromerlöse bei einer optimierten Fahrweise über die Jahre 2012 bis 2014. Obwohl das Preisniveau über die Jahre rückläufig ist, lässt sich feststellen, dass bei einer 8-stündigen Betriebsweise in allen Jahren höhere Mehrerlöse zu erzielen sind im Vergleich zu den übrigen dargestellten Fahrweisen. Je länger die Betriebsweise der Anlage, desto geringer sind die möglichen Mehrerlöse. Jedoch ist zu beachten, dass bei kürzerer Betriebsdauer häufig auch die Investitionskosten ansteigen und somit nicht unbedingt höhere Renditen zu erzielen sind. Die tatsächlichen Anschaffungskosten müssen anlagenindividuell geklärt werden.

| Betriebsweise | Jahr  |       |       |
|---------------|-------|-------|-------|
|               | 2012  | 2013  | 2014  |
|               | €/MWh |       |       |
| 8 Std./Tag    | 53,76 | 49,40 | 41,58 |
| 12 Std./Tag   | 51,11 | 46,47 | 39,31 |
| 16 Std./Tag   | 48,84 | 43,91 | 37,44 |
| 24 Std./Tag   | 42,60 | 37,78 | 32,76 |

*Durchschnittliche optimierte Stromerlöse (€/MWh) im EPEX-Spot Day-Ahead-Markt je nach Betriebsweise und Jahr*

### **Welche Anschaffungskosten entstehen bei der Ertüchtigung der Anlage?**

Grundsätzlich muss der Anlagenbetreiber entscheiden wie die Anlage flexibilisiert werden soll. Zum einen kann das vorhandene BHKW weitergenutzt werden und ein weiteres BHKW wird hinzuge stellt um die installierte Leistung zu erhöhen. Falls ein bereits abgeschriebenes BHKW vorhanden ist und der Ersatz dieses BHKW ansteht, kann die Anschaffung eines leistungsstärkeren BHKW durchaus sinnvoll sein. Ein weiterer Vorteil dieser Variante wäre der bessere Nutzungsgrad mit steigender installierter Leistung im kleinen und mittleren Leistungsbereich.

Kosten entstehen durch die Planung, die Genehmigung sowie für Gutachten wie z.B. die Erstellung eines Umweltgutachtens um die Flexibilitätsprämie zu erhalten. Im Anlagenbau muss evtl. das gasführende System verstärkt werden, weil zukünftig die Gasmengen in einem kürzeren Zeitraum transportiert werden und sich dadurch der Volumenstrom erhöht. Dort können unter anderem Kosten für die Kapazitätsvergrößerung der Gasleitungen, der Gaskühlstrecke sowie des Notkühlers anfallen.

Für die Speicherung des Biogases können auch erhebliche Anschaffungskosten anfallen. Das Biogas wird nach wie vor gleichmäßig über den Tag erzeugt, aber da es nicht mehr gleichmäßig über den gesamten Tag verstromt wird, müssen Gasspeicher vorhanden sein bzw. geschaffen werden. Die Größe der benötigten Gasspeicher hängt von der Biogaserzeugungsmenge sowie der Betriebsweise während der bedarfsgerechten Stromerzeugung ab. Biogasanlagen mit Tragluftfoliendächern verfügen bereits über Gasspeicher. Ob diese ausreichen muss individuell geprüft werden. Falls Gasspeicher errichtet werden müssen, besteht die Möglichkeit die Gashaube durch eine Gashaube mit einer größeren Speicherkapazität zu ersetzen oder einen offenen Behälter durch eine Neuausrüstung mit einer Gashaube auszustatten. Als dritte Möglichkeit besteht die Installierung eines externen Gasspeichers. Obwohl dies die teuerste Variante ist, hat ein externer Gasspeicher den Vorteil, dass das System zur Gasreinigung (Entschwefelung, Gaskühlung) evtl. nicht erweitert bzw. angepasst werden muss.

Weitere Kosten können durch den Zubau eines Wärmespeichers entstehen. Wenn die Biogasanlage über ein Wärmekonzept verfügt und auch Wärme bereitgestellt werden soll, wenn das BHKW nicht läuft, ist es unumgänglich ein Wärmespeicher zu installieren um die BHKW-Stillstandzeiten zu überbrücken. Auch das sind Kosten die anlagenspezifisch sehr stark variieren können. Darüber hinaus ist bei Installation eines Wärmepufferspeichers eine BAFA-Förderung möglich.

Der Netzanschluss muss möglicherweise auch angepasst werden. Häufig müssen die Stromkabel sowie der Trafoanschluss verstärkt werden. Es ist auch möglich, dass ein neuer Netzanschlusspunkt zugewiesen werden muss. Dadurch würden die Mehrkosten erheblich steigen.

Die Anschaffung eines neuen bzw. weiteren BHKW macht den größten Kostenfaktor bei einer Flexibilisierung der Biogasanlage aus. Vor allem wenn ein baldiger Austausch des BHKW ohnehin ansteht, ist der Zeitpunkt günstig, um in die bedarfsgerechte Stromerzeugung einzusteigen.

In diesem Fall dürfte nur die Differenz zwischen den Anschaffungskosten des leistungsstärkeren BHKW und dem BHKW mit ähnlicher Leistung dem flexiblen Anlagenbetrieb angelastet werden. Die ökonomisch sinnvollste Betriebsweise gibt hierfür den Ausschlag für die Überbauung der installierten Leistung. Wenn beispielsweise 8 h am Tag bedarfsgerecht Strom eingespeist werden soll, dann ist eine dreifache Überbauung der installierten Leistung nötig. Es sollte auch bedacht werden, dass bei BHKW im kleineren und mittleren Leistungssegment auch der effektive Nutzungsgrad steigt. Dadurch kann der Austausch eines BHKW auch zu einer Einsparung im Substratbedarf führen.

### ***Eine 300 kW<sub>el</sub> Biogasanlage möchte flexibilisieren***

Die Biogasanlage verfügt über eine installierte Leistung von 300 kW<sub>el</sub> und eine Bemessungsleistung von 270 kW<sub>el</sub>. Das BHKW ist abgeschrieben und muss demnächst durch ein neues ersetzt werden. Derzeitig erzeugt die Anlage gleichmäßig über den gesamten Tagesverlauf Strom. Der Anlagenbetreiber erwägt die Biogasanlage zu flexibilisieren um Mehrerlöse zu erzielen.

Der Anlagenbetreiber prüft den Ersatz des vorhandenen BHKW und eine doppelte Überbauung, so dass das neue BHKW über eine installierte Leistung von 600 kW<sub>el</sub> verfügt. Die Bemessungsleistung bleibt bei 270 kW<sub>el</sub>. Das BHKW wird 11 Std. am Tag im Start-Stopp-Betrieb gefahren. Die Vorteile in der doppelten Überbauung liegen in der flexiblen Fahrweise, so dass Strom zu „Hochpreisphasen“ eingespeist wird und darüber hinaus erhöht sich der effektive Nutzungsgrad von 38,5% auf 39,9% was zu einer Substratkosteneinsparung von ca. 8.567 € (Annahme: Substratkosten bei 10 Ct/kWh<sub>el</sub>) führt. In der aufgeführten Tabelle sind die Anschaffungskosten für eine Flexibilisierung dargestellt. Es sind niedrige (-25%), mittlere sowie hohe (+25%) Investitionskosten ausgewiesen. Die Anschaffungskosten des BHKW berücksichtigen nur die zusätzlichen Anschaffungskosten eines 600 kW<sub>el</sub> BHKW im Vergleich zu einem 300 kW<sub>el</sub> BHKW. Da ein BHKW unabhängig von der Flexibilisierung angeschafft werden muss, können der Flexibilisierung nur die zusätzlich entstehenden Kosten des BHKW zugeschrieben werden und nicht die gesamten BHKW Anschaffungskosten.

Die Mehrerlöse, die in Tabelle 2 dargestellt sind, beziehen sich auf die tatsächlichen Preise des Jahres 2013. Es ist durchaus möglich, dass diese zukünftig anders liegen.

Durch die Flexibilisierung entstehen jährliche Mehrerlöse, wie z.B. die der Flexibilitätsprämie über 39.000 €, die für die Dauer von 10 Jahren gezahlt wird. Darüber hinaus können die Substratkosteneinsparung der Flexibilisierung zugeschrieben werden, weil das leistungsstärkere BHKW über einen höheren Nutzungsgrad verfügt. Die zusätzlichen Jahreskosten liegen, je nach Höhe der Anschaffungskosten zwischen 36.781 € und 51.581 €. Dadurch entstehen positive Salden bei den niedrigen und mittleren Anschaffungskosten.

Mögliche Mehrerlöse können darüber hinaus noch an der Strombörse sowie am Regelenergiemarkt bei geschickter Vermarktung entstehen. Die Managementprämie liegt bei 4.730 € und die Mehrerlöse an der Strombörse bei 21.500 €. In diesem Fall wird der Strom immer zu den 11 Tagesstunden mit den höchsten Strompreisen eingespeist. Tatsächlich dürfte dieser Wert schwer zu erreichen sein, so dass man in der Praxis häufig darunter liegen wird. Durch die Bereitstellung von negativer Minutenreserveleistung können in diesem Fall Mehrerlöse von 3.682 € erzielt werden. Die erfolgsabhängigen Vermarktungskosten belaufen sich auf 9.887 €, so dass nochmal mögliche Überschüsse von ca. 20.025 € entstehen können. Durch die Flexibilisierung beliefen sich die Überschüsse im Jahr 2013 zwischen ca. 30.811 € bei Anschaffungskosten von 311.321 € (günstige Variante), bei ca. 23.408 € bei Anschaffungskosten von 367.045 € (mittlere Variante) bzw. 16.011 € bei Anschaffungskosten von ca. 422.769 € (teure Variante). Eine Flexibilisierung macht durchaus Sinn, jedoch ist eine intensive Kostenprüfung nötig um die beste Entscheidung für die jeweilige Anlage zu treffen.

Da die bedarfsgerechte Stromerzeugung „Neuland“ für die Biogasbranche ist und auch der systemrelevante Nutzen von der Politik erkannt wurde, wurde von Staatsministerin Aigner und Staatsminister Brunner eine Beratungsinitiative für die bedarfsgerechte Stromerzeugung ins Leben gerufen. Es stehen Biogasberater an den Fachzentren für Diversifizierung und Strukturentwicklung an den ÄELF zur Verfügung, die gerne behilflich sind und für Ihre Anlage individuell Berechnungen für die Flexibilisierung erstellen können.

|  | Einheit    | IST       | Ersatz für das abgeschriebene BHKW |                |                    |
|--|------------|-----------|------------------------------------|----------------|--------------------|
| Installierte Leistung  | kWel.      | 300       | 600                                |                |                    |
| Auslastung   | %          | 90        | 100                                |                |                    |
| Betriebszeiten   | Uhr        | 0-24      | 11 h/Tag optimiert                 |                |                    |
| Ø Nutzungsgrad effektiv  | %          | 38,5      | 39,9                               |                |                    |
| Stromeinspeisung   | MWh        | 2.365.200 | 2.365.200                          |                |                    |
| Bemessungsleistung   | kW         | 270       | 270                                |                |                    |
| <b>Zusätzliche Anschaffungskosten</b>  |            |           |                                    |                |                    |
|  |            |           | <b>niedrig (-25%)</b>              | <b>mittel</b>  | <b>hoch (+25%)</b> |
| Planung, Genehmigung, Gutachten  | €          | --        | 14.762                             | 19.683         | 24.604             |
| Gasführendes System  | €          | --        | 26.086                             | 34.782         | 43.477             |
| Biogasspeicher (extern)  | €          | --        | 73.874                             | 98.498         | 123.123            |
| Netzanschluss  | €          | --        | 35.763                             | 47.684         | 59.605             |
| Wärmespeicher (nach BAFA-Förderung)  | €          | --        | 3.081                              | 4.108          | 5.135              |
| BHKW-Raum  | €          | --        | 13.605                             | 18.140         | 22.675             |
| BHKW inkl. Steuereinrichtung (nur die Differenz zu neuem 300 kW BHKW ist berücksichtigt) | €          | --        | 144.150                            | 144.150        | 144.150            |
| <b>Saldo</b>   |            |           | <b>311.321</b>                     | <b>367.045</b> | <b>422.769</b>     |
| <b>Zusätzliche jährliche Erlöse &amp; Kosten</b>   |            |           |                                    |                |                    |
| Zusatzerlöse aus Flexprämie  | €/a        | --        | 39.000                             | 39.000         | 39.000             |
| Substratkosten-Einsparung*   | €/a        | --        | 8.567                              | 8.567          | 8.567              |
| Zusätzliche Jahreskosten   | €/a        | --        | 36.781                             | 44.181         | 51.581             |
| <b>Saldo</b>   | <b>€/a</b> | <b>--</b> | <b>10.786</b>                      | <b>3.386</b>   | <b>-4.014</b>      |
| <b>Mögliche Mehrerlöse**</b>   |            |           |                                    |                |                    |
| Managementprämie   | €/a        | --        | 4.730                              |                |                    |
| EPEX SPOT Auktionenhandel  | €/a        | --        | 21.500                             |                |                    |
| Vermarktung von negativer MRL  | €/a        | --        | 3.682                              |                |                    |
| abzgl. Vermarktungskosten  | €/a        | --        | 9.887                              |                |                    |
| <b>Saldo</b>   | <b>€/a</b> | <b>--</b> | <b>20.025</b>                      |                |                    |

\*Substratkosten von 10 Ct/kWhel

\*\*bezogen auf das Vermarktungsjahr 2013

*Kennzahlen zur Flexibilisierung einer 300 kW<sub>el</sub>-Anlage (Start-Stopp-Betrieb)*



## 4. Informationen und Empfehlungen

### 4.1 Flexibilitätsprämie - Empfohlene Vorgehensweise zur Erlangung der Flexibilitätsprämie aus Sicht eines Umweltgutachters

*Beitrag erstellt von Umweltgutachter Dipl.-Ing. (FH) Thorsten Grantner; OmniCert Umweltgutachter GmbH*

Der Umweltgutachter prüft und bescheinigt die technische Eignung der Anlage zur bedarfsgerechten Stromerzeugung und somit zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie. Daran und auch an den Kriterien hat sich im EEG 2014 gegenüber dem EEG 2012 kaum etwas geändert. Die Prüfung besteht aus der Besichtigung der Anlage vor Ort, der Kontrolle der Unterlagen sowie einem dreitägigen Probebetrieb. Eine bedarfsorientierte Stromerzeugung liegt vor, wenn Vereinbarungen bzw. vertraglich geregelte Bedingungen von Erzeuger und Vermarkter, der den Strom bedarfsgerecht an der Strombörse anbietet, eingehalten werden. Der Gesetzgeber schreibt bei der Flexprämie explizit wenig Ausschlusskriterien vor, um möglichst vielen Anlagen den Zugang zum Strommarkt zu ermöglichen. Die Grundlage für die Gutachtenerstellung durch den Umweltgutachter bildet die *Leitlinie EEG* des Umweltgutachterausschuss. Diese gilt für alle Aufgaben, die der Umweltgutachter im Rahmen des EEG erfüllt.

#### **Nachweise für die Flexibilitätsprämie**

Grundsätzlich müssen für eine technische Eignung der Anlage die im EEG genannten Kriterien eingehalten werden. Weiterhin sollten die sicherheitstechnischen Kriterien nach BetrSichV oder BImSchG bzw. StörfallV nachgewiesen sein. Eine Voraussetzung für die technische Eignung ist eine plausible Abstimmung der BHKW-Leistung mit dem Gasspeichervolumen. Die angegebene Fahrweise muss somit zum Gasspeichervolumen und der installierten elektrischen Leistung passen. Außerdem muss der Anlagenbetreiber nachweisen, ob die geplanten Einsatzstoffe die vom Fahrplan vorgegebenen zu erzeugenden Strom- und Wärmemengen erbringen können. Geprüft wird ebenfalls, ob die Messtechnik des Netzbetreibers auf eine viertel-stündliche Bilanzierung und Messung der IST-Einspeisung ausgelegt ist, was standardmäßig in der Praxis der Fall ist. Des Weiteren sind eine aktuelle Anlagen genehmigung und der zur installierten Leistung passende Netzanschluss erforderlich. Ab 01.04.2015 ist standardmäßig durch alle an der Direktvermarktung teilnehmenden Anlagen eine technische Fernsteuerbarkeit durch den Vermarktungspartner nachzuweisen.

#### **Vorgehensweise**

Im dreitägigen Probebetrieb erfolgen die Nachweise über eine technische Eignung, sowie eine Prüfung und Beschreibung des Verlagerungspotentials der Anlage. Es gibt hier keine gesetzlichen Mindestgrenzen - während der Begutachtung erfolgt somit lediglich eine Beschreibung des maximal möglichen Verlagerungspotentials. In der Praxis wird in Abstimmung mit dem Betreiber z.B. folgende Vorgehensweise gewählt:

1. Phase: Prüfung der Ein- und Ausspeicherkapazität der Anlage (Erfassung Zeitraum zwischen Gasspeicher leer und voll) - erübrigt sich im Regelfall bei Biomethan- BHKW
2. Phase: Betrieb der BHKW-Anlage in einem mit dem Stromhändler und dem Umweltgutachter abzustimmenden Lastprofil über 24 bis 48 Stunden, das den Spotmarktpreis an der Strombörse EEX in diesem Zeitraum übertrifft. In der Regel sind Mehrerlöse von 10 € je 100 kW pro Tag realistisch.
3. Phase (optional): Betrieb der BHKW-Anlage im Lastprofil der vom Übertragungsnetzbetreiber vorgegebenen Präqualifikationsanforderungen zur Regelenergie (Minutenreserve)

In Phase 1 erfolgt eine Zeitmessung für folgende Fahrweise:

1. Schritt: voller Gasspeicher und Bestimmung Dauer BHKW-Volllastbetrieb bis Gasspeicher vollständig entleert ist

2. Schritt: BHKW aus und Zeitraum bis Gasspeicher voll ist

Mindestens 7 Tage vor und zusätzlich während des Probetriebes empfiehlt es sich, die Fütterung der Anlage konstant zu halten.

Zum Nachweis der bedarfsorientierten Fahrweise können der Anlagenbetreiber - oder, falls bereits ein Stromhändler gewählt wurde der Stromhändler - einen gemeinsam mit dem Anlagenbetreiber und dem Umweltgutachter abzustimmenden Fahrplan für den Probetrieb erstellen. Dieser Fahrplan wird während des Probetriebes „nachgefahren“ und vom Umweltgutachter bewertet. Die Viertelstundenwerte der Stromeinspeisung werden durch den Stromhändler zur Verfügung gestellt, wenn dieser auf der Biogasanlage eine Kommunikationseinheit installiert hat, die die entsprechenden Signale erfasst. Alternativ werden die Viertelstundenwerte beim jeweiligen Stromnetzbetreiber abgefragt. Dies erfolgt in Form einer Tabelle im Format .csv, das von jedem gängigen Tabellenkalkulationsprogramm eingelesen werden kann.

### **Volleinspeisung ja /nein? Egal – Hauptsache messen!**

Die größte Hürde stellte im EEG 2012 das Vorliegen einer Volleinspeisung dar. Im EEG 2014 ist nun explizit eine Fahrweise in sog. *Überschusseinspeisung* möglich. Ungeachtet dessen empfiehlt es sich dringend, die zum Betrieb der Anlage benötigte Strommenge messtechnisch zu erfassen und dem Netzbetreiber zu melden. Auf den eigenverbrauchten Strom besteht regulär kein Anspruch auf die Flexibilitätsprämie.

### **Deckel auf der Flexibilitätsprämie**

Für die Planung der Umrüstung einer Biogasanlage ist stets die Abfrage des sog. *Deckels* der Flexibilitätsprämie anzuraten. Dieser Deckel ist auf einen absoluten Wert i.H.v. 1.350 MW begrenzt. Der Deckel ist im Anlagenregister einzusehen, das von der Bundesnetzagentur geführt wird. Am 31.12.2014 waren 18,6 MW (von 1.350 MW) erreicht.

#### **Einzusehende Unterlagen**

- ✓ Allgemeine Unterlagen nach den Bestimmungen des jeweiligen EEG (Einsatzstofftagebuch, Genehmigungsbescheid, monatliche Abrechnung Netzbetreiber, ...)
- ✓ Allgemeine Unterlagen bzgl. Netzanschluss und Stromhändler (Netzanschlussvertrag, Transformator Datenblatt, Vertrag Stromhändler über Vermarktung, ...)
- ✓ Beschreibung Anlagensteuerung, Nachweis über viertelstündige Messung und Bilanzierung ggf. Nachweis Fernsteuerbarkeit der Anlage (nicht gesetzlich vorgegeben)
- ✓ Beschreibung geplante Fahrweise incl. geplanter Jahreserzeugung
- ✓ evtl. Berücksichtigung der Wärmelieferverpflichtung

#### **Ansprechpartner für Rückfragen:**

OmniCert Umweltgutachter GmbH

Kaiser-Heinrich-II.-Straße 7

93077 Bad Abbach

Tel: 09405 - 95582-0 [www.umweltgutachter.de](http://www.umweltgutachter.de)

E-Mail: [grantner@omnicert.de](mailto:grantner@omnicert.de)



## 4.2 Bedarfsgerechte Stromerzeugung von Biogasanlagen aus Sicht der Bank

Beitrag erstellt von Johannes Deubler, Raiffeisen-Volksbank Ries eG

Grundsätzlich bewerten Kreditinstitute die bedarfsorientierte Stromproduktion sowohl aus ökonomischer, als auch aus ökologischer Sicht positiv. Weiterhin kann die bedarfsgerechte Stromerzeugung zu einer erhöhten Akzeptanz der Biogasanlage im direkten räumlichen Umfeld beitragen.

### Vorbereitung auf das Bankgespräch / Welche Unterlagen sind erforderlich?

Sinnvoll sind sämtliche Unterlagen, die dazu dienen Ihrer Bank die Situation nach der Umsetzung Ihrer Planungen darzustellen. Die zur Verfügung gestellten Unterlagen sollten der Bank insbesondere Antworten auf folgende Fragestellungen bieten können:

- ✓ Welche baulichen oder technischen Veränderungen sind erforderlich?
- ✓ Wie hoch sind die mit der Umstellung verbundenen Investitionskosten?
- ✓ Wie entwickeln sich die Erträge (z.B. Anteil an Managementprämie und Vermarktungserlösen des Direktvermarkters, Inanspruchnahme Flexibilitätsprämie?) und die Kosten (z.B. Substratkosten, Technik für Direktvermarktung, Wartung)?
- ✓ Wie erfolgt die Direktvermarktung? Welche Vereinbarungen werden im Vertrag mit dem Direktvermarkter getroffen? Wird Regelenergie bereitgestellt und/oder ist ein Fahrplan für den Anlagenbetrieb vorgesehen?
- ✓ Entstehen durch die Umstellung neue Risiken und wie werden diese abgesichert?
- ✓ Welche Genehmigungen sind erforderlich?

#### Mögliche Unterlagen

- ✓ Investitionskostenaufstellung (nach Möglichkeit mit konkreten Angeboten unterlegt)
- ✓ Darstellung der zusätzlichen Erträge und Kosten aus der Direktvermarktung
- ✓ Rentabilitätsvorschau auf Basis der letzten Bilanz / BWA
- ✓ Liquiditätsplanung
- ✓ Entwurf des Vertrags mit dem Direktvermarkter
- ✓ Darstellung der Risikoabsicherung
  - Finanzielle Risiken (z.B. Ausfall des Direktvermarktungspartners)
  - Technische Risiken (z.B. Haftung für Eingriff in die Anlagentechnik/-steuerung)
  - Vertragliche Risiken (z.B. Lieferverpflichtungen, Laufzeit und Kündigungsmöglichkeiten)
- ✓ Sämtliche erforderlichen Genehmigungen (z.B. Netzbetreiber, Landratsamt)

## Sicherheiten

In der Regel sind Biogasanlagen nicht nur mit Eigenmitteln, sondern auch mit Krediten finanziert. Zur Absicherung dieser Kredite dient regelmäßig die Biogasanlage mit ihren Erträgen sowie den Sachwerten (Gebäude, Maschinen, Vorräte usw.). Zusätzlich können weitere Sicherheiten vereinbart werden.

Beim Wechsel in die Direktvermarktung wird die erzeugte Energie nicht mehr ausschließlich durch den Netzbetreiber vergütet, sodass sich die Höhe der vom Netzbetreiber bezahlten und der Bank als Sicherheit dienenden Einspeisevergütung verringert. Die zusätzlichen Erträge aus der Direktvermarktung werden durch den Direktvermarktungspartner bezahlt, wobei diese in der Regel nicht von den bestehenden Sicherheitenvereinbarungen erfasst sind. Hier ist eine neue Vereinbarung erforderlich.

### Wichtig ist für Sie und Ihre Bank auch die Bonität des Direktvermarkters

- ✓ Was passiert bei einem Zahlungsausfalls bzw. einer Insolvenz?
- ✓ Haben Sie eine zusätzliche Absicherung für Ihre Forderungen aus dem Direktvermarktungsvertrag (z.B. eine Bankbürgschaft)?
- ✓ Wie hoch ist diese Absicherung und wer trägt die Kosten hierfür?
- ✓ Für welche Lieferdauer reicht die Absicherung aus? Kann damit die Zeitspanne bis zur Rückkehr in die EEG-Vergütung oder bis zum Wechsel des Direktvermarkters abgedeckt werden?
- ✓ Welche Kündigungsfristen sieht der Direktvermarktungsvertrag vor? Wie schnell kann wieder in die EEG-Vergütung gewechselt werden?

Unbedingt zu beachten ist auch der Umstand, dass es sich beim Direktvermarktungsvertrag um einen privatrechtlichen Vertrag handelt, für den das EEG keine besonderen inhaltlichen Vorschriften vorsieht. Wir empfehlen Ihnen daher, den Vertrag vor der Unterzeichnung durch einen erfahrenen und nach Möglichkeit auf das EEG spezialisierten Juristen prüfen zu lassen.

Zusammengefasst ist es sinnvoll, frühzeitig Kontakt zu Ihrer Bank aufzunehmen und über Ihre Pläne zu sprechen. Das gilt insbesondere dann, wenn im Zuge der gegebenenfalls erforderlichen Investitionen ein zusätzlicher Finanzierungsbedarf besteht. Informieren Sie Ihren Berater offen und vollständig über Ihr Vorhaben - Transparenz schafft Vertrauen!

### Ansprechpartner für Rückfragen:

#### **Raiffeisen-Volksbank Ries eG**

Bei den Kornschranken 4  
86720 Nördlingen

#### **Fachabteilung Landwirtschaft**

##### **Michael Deibler**

Telefon: +49 (0) 9081 / 8019-104  
Fax: +49 (0) 9081 / 8019-76  
E-Mail: michael.deibler@rvbankries.de

##### **Johannes Deubler**

Telefon: +49 (0) 9081 / 8019-103  
Fax: +49 (0) 9081 / 8019-76  
E-Mail: johannes.deubler@rvbankries.de

## 4.3 Mit „Sicherheit“ in die Direktvermarktung – Empfehlung des Fachverband Biogas e. V.

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Manuel Maciejczyk



Die Direktvermarktung und die Bereitstellung von Regelernergie sowie von bedarfsgerechtem Strom haben seit dem EEG 2012 und insbesondere durch das neue EEG 2014 erheblich an Bedeutung gewonnen. Immer mehr Biogasanlagenbetreiber steigen in die diversen Formen der Stromdirektvermarktung ein. Je nach Intensität und Dauer der flexiblen Betriebsweise der Anlage ergeben sich verfahrenstechnische und betriebsorganisatorische Eingriffe in den bisherigen Anlagenbetrieb. Besonderes Augenmerk sollte bei einem Einstieg in die Direktvermarktung, insbesondere bei der Flexibilitätsprämie, auch auf die Anpassung der Genehmigung, das betriebsindividuelle Sicherheitskonzept und die Sicherheitstechnik der Anlage gelegt werden. Folgende sicherheitsrelevante Bereiche sind bei einem Einstieg in die Direktvermarktung zu beachten und entsprechend nach Bedarf an die neuen Bedürfnisse anzupassen:

### 4.3.1 Genehmigung und Dokumentation

#### **Netzanschluss:**

Je nach Fahrweise und Flexibilität der Biogasanlage ist gegebenenfalls eine Erhöhung der bisherigen installierten elektrischen Leistung durch Austausch des BHKW bzw. durch Erweiterung der bestehenden BHKW-Leistung notwendig. In diesem Zusammenhang muss in jedem Fall geprüft werden, ob die bisherige vom Netzbetreiber zulässige Einspeiseleistung durch die Erweiterung noch abgedeckt ist. Es gilt dabei zu prüfen, ob der bisherige Einspeisepunkt beibehalten werden kann oder aufgrund der höheren Leistungsbereitstellung nicht mehr ausreichend ist (z.B. Wechsel vom Niederspannungs- ins Mittelspannungsnetz). Aufgrund der Leistungserhöhung kann es der Fall sein, dass der Netzbetreiber zudem auf Basis der Mittelspannungsrichtlinie zusätzliche Anforderungen an den Netzanschluss stellt. Zu beachten sind hier auch die Vorgaben des jeweils relevanten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

#### **Genehmigungsrecht:**

Damit die mit dem EEG 2012 eingeführte Direktvermarktung tatsächlich Wirkung entfalten kann, hatte der Gesetzgeber Änderungen im Baugesetzbuch (BauGB) zum privilegierten Bauen im Außenbereich sowie bei der 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) hinsichtlich der Genehmigungsschwellen von Biogasanlagen vorgenommen. In beiden Fällen wurden bisherige feste Leistungsschwellen durch Gasproduktionskapazitäten ausgetauscht.

Grundsätzlich wird angeraten auch bei kleinen baulichen, technischen oder leistungsrelevanten Änderungen an der Biogasanlage die zuständige Genehmigungsbehörde im Vorhinein zu informieren und ggf. notwendige Genehmigungen einzuholen.

#### **Immissionsschutz:**

Sollte im Zuge der Flexibilisierung ein Teillastbetrieb der BHKW geplant werden, sollte dieser Betrieb mit den Herstellern abgestimmt werden. Zu beachten ist hierbei auch, dass regelmäßig Behörden die Emissionsmessungen gemäß TA-Luft auf Basis von Teillastbetrieb fordern.

#### 4.3.2 Arbeitsschutz, Brandschutz und StörfallVO

##### **Gefährdungsbeurteilung/Ex-Schutz-Dokument:**

Die bereits vorhandene Gefährdungsbeurteilung der Biogasanlage muss um den Punkt flexibler Anlagenbetrieb durch den Betreiber ergänzt werden. Entsprechende Änderungen bei den Ex-Zonen oder beim Explosionsschutz müssen generell in das Ex-Schutz-Dokument eingefügt werden. Mit der Neuregelung der Ex-Zoneneinteilung durch die DGUV Regel 113-001 (ehemals BGR 104) der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV) stehen inzwischen auch detaillierte und flexible Kriterien zur Ex-Zoneneinstufung an Biogasanlagen vor. Es wird daher angeraten eine Überprüfung der bisherigen Ex-Zonen auf die neuen Vorgaben der DGUV Regel 113-001 vorzunehmen.

##### **Betriebsanleitungen/Betriebsanweisungen:**

Für den flexiblen Anlagenbetrieb müssen angepasste Betriebsanleitungen und Betriebsanweisungen (z.B. jährliche Mitarbeiterunterweisungen) erstellt und beachtet werden.

##### **Brandschutzkonzept:**

Das in der Regel vorliegende Brandschutzkonzept (taktisches Konzept für den Einsatz der Feuerwehren bei Brandereignissen) sollte an die geänderten Betriebszustände beim flexiblen und bedarfsgerechten Anlagenbetrieb angepasst werden.

##### **Sicherheitsmanagementkonzept nach Störfallverordnung (StörfallVO):**

Für den flexiblen Anlagenbetrieb der Direktvermarktung ist häufig eine Erweiterung der bestehenden Gasspeichervolumina erforderlich. Aus diesem Grund sollte, sofern noch nicht die StörfallVO zur Anwendung kommt, geprüft werden, ob die Schwelle von 10.000 kg (ca. 7.600 m<sup>3</sup> Biogas bei einer Dichte von 1,3 kg/m<sup>3</sup>) potentiellen Gasspeichervolumen in der Anlage (Gasspeicher, Rohrleitungen, Lagerbehälter etc.) überschritten wird. Ergibt sich eine Überschreitung der 10.000 kg-Schwelle, sind die entsprechenden Grundpflichten für die Anlagenbetreiber einzuhalten (Störfallkonzept + Sicherheitsmanagementsystem). Die Anzeigepflicht für die StörfallVO liegt beim Betreiber. Wird die StörfallVO bereits auf der Anlage umgesetzt, müssen entsprechende Änderungen in der Dokumentation gemäß den Grundpflichten vorgenommen werden.

##### **Gewährleistung und Versicherung:**

Durch die baulichen Änderungen oder die neue flexible Fahrweise können sich ggf. Änderungen bezüglich der Gewährleistung der Anlagenhersteller ergeben. In jedem Fall sollten diese Fragen vor einer Umstellung in den flexiblen Betrieb bedacht werden. Auch sollte die Versicherung über den geänderten Betrieb oder die bauliche Anpassungen der Anlage informiert werden, um den Versicherungsschutz zu erhalten.

### 4.3.3 Sicherheitstechnik an der Anlage - Richtige Dimensionierung der sicherheitsrelevanten Bauteile

#### **Gasspeicher:**

Zusätzlich neu an der Anlage installierte Gasspeicher, drucklos oder druckbeaufschlagt, müssen in jedem Fall den Erfordernissen entsprechend gasdicht, druckfest, medien-, UV-, temperatur- und witterungsbeständig sein. Konkrete Anforderungen diesbezüglich sind der aktuell geltenden "Technischen Information 4" (TI 4 - Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; LSV; 2008) zu entnehmen. Kritische Änderungen des Innendrucks müssen jederzeit durch wirksame Sicherheitseinrichtungen verhindert werden. Besondere Beachtung bei Erweiterungen der Gasspeicherbehälter sollte auch auf die ausreichend bemessenen Schutzabstände und Ex-Zoneneinteilungen gemäß TI 4 und DGUV Regel 113-001 gelegt werden.

#### **Unter-/Überdrucksicherungen:**

Die Eignung der Über-/Unterdrucksicherung für den flexiblen Anlagenbetrieb (Erhöhung des Gasspeichervolumens bzw. evtl. größere Gasverbrauchsleistung des BHKW) ist durch eine nachvollziehbare Berechnung und Funktionsbeschreibung nachzuweisen. Gleiches gilt auch für die Ausführung der Abblaseleitung der Über-/Unterdrucksicherung.

#### **Gasleitungen:**

Potenzielle Erweiterungen der Gasspeichervolumina bzw. der BHKW-Leistung erfordern ggf. auch eine Anpassung des Gasleitungssystems. Es muss daher geprüft werden, ob die Dimensionierung der gasführenden Rohrleitungen für die kurzfristig zu befördernden größeren Gasmengen ausreichend bemessen ist.

#### **Gasverdichter, Kondensatabscheider, Gastrocknung, Entschwefelung (Luftreinblasung, Aktivkohle etc.):**

Die entsprechenden Komponenten sind ebenfalls auf ihre Eignung in Bezug auf höhere Gasspeicher- und BHKW-Leistungen bzw. auf entsprechende Schwankungen hin auszulegen.

#### **Gasfackel:**

Entsprechend der Vorgaben des EEG 2012 und EEG 2014 müssen alle Biogasanlagen (Bestandsanlagen ab dem 01.01.2014) über eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung verfügen. Beim Einstieg in den bedarfsgerechten Betrieb ist daher Sorge zu tragen, dass eine ausreichend dimensionierte Gasfackel oder zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung (z. B. Gastherme) zur Verfügung steht. Hinweise zu den technischen Mindestanforderungen an alternative Gasverbrauchseinrichtungen und Gasfackeln sind in dem Positionspapier des Fachverband Biogas unter [www.biogas.org](http://www.biogas.org) zu finden. Aufgrund einiger Aktivitäten im Bereich der Gesetzgebung sollte der Einbau alternativer Gasverbrauchseinrichtungen immer in Abstimmung mit den zuständigen Genehmigungsbehörden erfolgen.

### **Blockheizkraftwerk (BHKW):**

Wie bereits im Punkt "Immissionsschutz" erwähnt, sollte die flexible Fahrweise der Biogasanlage mit dem BHKW-Hersteller abgestimmt werden. Beachtet werden sollten auch die Vorgaben der Hersteller bezüglich dem Verhältnis der Motorstarts zur Laufzeit der BHKW sowie zu geänderten Wartungsintervallen. Ergeben sich Wirkungsgradverluste bzw. höhere Wartungsaufwendungen sollte die vorab berücksichtigt werden.

### **Transformator (Trafo):**

Im Zuge einer möglichen Leistungserhöhung des BHKW muss auch geprüft werden, ob der bisher genutzte Trafo (eigen oder fremd) noch Kapazitäten frei hat bzw. für einen flexiblen Betrieb (u.a. im Teillastbetrieb) grundsätzlich geeignet ist. Weiterhin muss geprüft werden, ob die Stromleitungen vom BHKW zum Trafo bzw. vom Trafo zum Netzanschluss ausreichend dimensioniert sind. Als Folge der Ausweitung der elektrischen Leistung kann gegebenenfalls der Einbau einer Übergabestation zum Schutz des Netzes gefordert werden.

### **Anlagensteuerung und Prozessleittechnik (PLT)**

#### **Steuerungstechnik:**

Grundsätzlich muss der sichere Betrieb einer Anlage insbesondere durch eine angepasste Steuerungstechnik gewährleistet werden. Steuerungsanlagen mit Sicherungsfunktionen sind fehlersicher auszuführen, sofern diese nicht durch ein redundantes System, z. B. eine mechanische Überdrucksicherung gegen Überdruck, gesichert sind. Je nach Fahrweise der Anlage im Zuge der bedarfsgerechten Stromproduktion sollte auch eine aktive Regelung der Anlagenfütterung erfolgen.

#### **Zusammenfassung**

Die Direktvermarktung und die Flexibilisierung der Stromproduktion bieten interessante und zukunftsweisende Optionen für Biogasanlagen. Nicht jede Anlage ist grundsätzlich ohne bauliche oder organisatorische Änderungen für den gegebenenfalls flexiblen Betrieb in der Stromdirektvermarktung in der Lage. In jedem Fall sollte daher eine umfangreiche Prüfung der Anlage (Genehmigung, bauliche, technische und organisatorische Eignung) am besten zusammen mit dem Anlagenhersteller und –planer bzw. den befähigten Personen (Betriebssicherheitsverordnung) oder Sachverständigen erfolgen. Einige Stromhändler verfügen inzwischen über Biogasexperten, die dem Anlagenbetreiber kompetent zur Seite stehen.

#### Ansprechpartner für Rückfragen:

Manuel Maciejczyk

Geschäftsführer Fachverband Biogas e. V.

Manuel Maciejczyk

Fachverband Biogas e.V.

Tel.: 08161-984660

Email: [info@biogas.org](mailto:info@biogas.org)





#### 4.3.4. Anbindung einer Biogasanlage an ein virtuelles Kraftwerk

Beitrag erstellt von Rainer Sixtbauer, NQ-Anlagentechnik

Für den Anschluss einer Biogasanlage an ein virtuelles Kraftwerk ist der Einbau einer Koppelbox notwendig. Vorab sollte geprüft werden ob eine Anbindung der BHKW's über die zentrale Speicher-Programmierbare Steuerung (SPS) der Biogasanlage oder direkt am BHKW erfolgen muss.

Bei einer Anbindung über die SPS wird der Steuerbefehl vom virtuellen Kraftwerk mittels Profibus-Verbindung an die Steuerung weitergegeben und von dieser umgesetzt. Dazu wird ein Koppelmodul in den Schaltschrank eingebaut der die Befehle aus der Kraftwerksanbindung umsetzt. Der Einbau und die Inbetriebnahme erfolgen durch die Anlagenhersteller.



Abbildung: Next Box (Quelle: NQ-Anlagentechnik)

Die Befehle für das Koppelmodul kommen z. B. von der „NextBox“, diese wird in der Nähe des Schaltschranks montiert. Die Spannungsversorgung erfolgt aus dem Schaltschrank, die Signale vom virtuellen Kraftwerk werden über ein GSM Funkmodem empfangen.

Ist eine Anbindung über SPS nicht möglich, so können auch Koppelboxen mit eigenen Signal Ein- und Ausgängen verbaut werden. Hier wird dann eine Verbindung zwischen der Box und dem BHKW direkt hergestellt.

Hier kann der Einbau durch den Betreiber selbst oder durch einen Anlagenhersteller erfolgen.

Es ist mit einem Zeitaufwand für den Anschluss von 4 bis 8 Stunden zu rechnen. Die Einbaukosten belaufen sich zwischen 1.500 und 2.500 Euro zzgl. den Kosten für die Box.

Die Kosten für den Einbau und die Inbetriebnahme werden teilweise oder ganz vom Betreiber des virtuellen Kraftwerks übernommen, dies sollte aber vor Vertragsabschluss individuell geprüft werden.

#### Ansprechpartner für Rückfragen:

NQ-Anlagentechnik GmbH  
Pflwegweg 13  
86733 Alerheim-Rudelstetten  
Tel.: 09085 - 96 00 3 0  
Fax: 09085 - 96 00 3 901  
Mail: info@nq-anlagentechnik.de



#### 4.3.5 Fernsteuerbare Einheit - Für alle Anlagen in der Direktvermarktung

Beitrag erstellt von Gernot Buchta und Thorsten Gabel, agriKomp GmbH

Gemäß EEG 2014 muss eine Biogasanlage bis zum 31.03.2015 über eine Regelenergie-Komponente verfügen, um die Fernsteuerbarkeit über einen Stromvermarkter zu gewährleisten. Anlagen müssen hierfür standardisiert an ein "virtuelles Kraftwerk" angekoppelt werden. Das Bindeglied zwischen virtuellem Kraftwerk und Biogasanlage bzw. deren BHKW ist die sogenannte Regelenergie-Komponente.

Sie steuert die BHKW, verbindet und koordiniert die Energieproduktion mit dem virtuellen Kraftwerk des Vermarkters. Dabei steht sie im ständigen Kontakt zur Datenbank des Pool-Servers und dem virtuellen Kraftwerk, beliefert diese mit den notwendigen Daten und übersetzt die Informationen auf das Steuerungssystem der angeschlossenen Einheiten. Die Regelkomponente visualisiert alle steuerungsrelevanten Parameter, Vorgänge und aktuellen Regelaktivitäten der BHKW.

##### Standardisierte Schnittstellen beachten

Die Regelkomponente sollte für jede Biogasanlage und für jeden BHKW-Typ (bei älteren Modellen kann eine Nachrüstung erforderlich sein) geeignet sein. Hier gibt es noch erhebliche Unterschiede unter den auf dem Markt verfügbaren Produkten. Die Ausstattung mit unterschiedlichen standardisierten Schnittstellen und Protokollen sollte gegeben sein, wie auch die Fähigkeit der Kommunikation über verschiedenste Protokolle. Dies erlaubt neben der Anbindung von mehreren BHKW auch die Implementation in eine bereits vorhandene Anlagensteuerung. Dies vermeidet hohe Kosten für Anpassungen an der Anlagensteuerung, um seitens der Übertragungsnetzbetreiber am Regelenergiemarkt teilnehmen zu dürfen.

Derzeit sind in der Regel bei BHKW technische Anpassungen notwendig, um damit an der Strom-Direktvermarktung teilzunehmen. Unabhängig vom Stromvermarkter können weitere Kosten anfallen. Deswegen ist eine Abstimmung im Vorfeld mit dem BHKW-Hersteller anzuraten.

Abbildungen: Energiepilot (Quelle: agriKomp GmbH)



##### Zukunftssicherheit beachten

Die Firma agriKomp hat in Zusammenarbeit mit energy2market den "Energiepilot" entwickelt. Der „Energiepilot“ erfüllt jetzt schon die zukünftigen Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber. Er ist für die Direktvermarktung und Teilnahme an den unterschiedlichsten Regelungsarten wie PRL, SRL und MRL (Primärregelenergie, Sekundärregelenergie und Minutenreserve) konzipiert worden und zahlreich erfolgreich im Einsatz. Der Energiepilot ist zudem Power to Heat fähig. Das ist vor allem für Kunden wichtig, die in der Regelenergie sind und zudem ein Wärmenetz betreiben wollen.

##### Ansprechpartner für Rückfragen:

agriKomp GmbH Energiepark 2, 91732 Merkendorf  
Thorsten Gabel Tel.: 09826 65959 – 412

## 4.4 Vermarktung von Biogasstrom

Für den Verkauf von regenerativem Strom an der Börse oder am Regelenergiemarkt wird zwischen Biogasbetreiber und Vermarkter ein Vertrag geschlossen. Dieser Vertrag muss juristisch geprüft sein. **Um gute Konditionen für die Betreiber auszuhandeln ist es sehr zu empfehlen, sich mit anderen Anlagenbetreibern zusammen zu schließen, um gemeinsam bestmöglich verhandeln zu können!**

Es gibt eine Vielzahl von Vermarkter. Der Strom wird an den Vermarkter verkauft. Dieser übernimmt den Verkauf an der Börse und am Regelenergiemarkt und ist bestrebt Mehrerlöse zu erwirtschaften. Diese Mehrerlöse werden als Pauschale ausbezahlt oder zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter prozentual aufgeteilt. Je mehr Biogasanlagen sich zusammenschließen, und je höher die gemeinsame Leistung ist, desto höher ist der tatsächliche Mehrerlös für die Betreiber. Bei der Wahl des Vermarkters sollte man nicht nur den prozentualen Mehrerlös betrachten, sondern grundsätzlich beachten wie gut der Vermarkter ist und welche Wahlmöglichkeiten angeboten werden. Die Transparenz der Abrechnung spielt ebenfalls eine wichtige Rolle. Es ist zu klären wie die Kosten für Ausgleichsenergie verrechnet werden. Bei der Regelenergie muss der Vermarkter für das jeweilige Stromprodukt präqualifiziert sein und die notwendigen Mengen im Pool haben (Liste siehe Anhang). Ebenso sollte man wählen können in welchem Ausmaß der Betreiber die Anlage regeln lassen kann, einen Mindestpreis für den Regelenergieleistungspreis vereinbaren usw. Bei der flexiblen Fahrweise sollte die Fahrweise den Bedürfnissen und der Leistungsfähigkeit von Betreiber und Anlage angepasst werden. Sofern die Anlage die technischen Voraussetzungen bietet sollte der Vermarkter in der Lage sein die Anlage preisgeführt regeln zu können um die Erlöse zu maximieren.

#### 4.4.1 Regionalstrom Franken eG.: Regionale Stromvermarktung - Langfristige Perspektiven für alle EEG-Stromerzeuger

Beitrag erstellt von Dipl.-Volkswirt Robert Spanheimer



##### **Ziel der Regionalstrom Franken eG**

Die Regionalstrom Franken eG hat sich zum Ziel gesetzt, die zahlreichen Kleinerzeuger der Region zu bündeln und den Strom gemeinsam mit Stadt- und Gemeindewerken in der Region bis zum Endkunden zu vermarkten. Es entsteht bereits heute eine Struktur für die Vermarktung nach dem Ende der Förderung durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz.

Das Besondere an der Regionalstrom Franken eG ist, dass mit der Aufnahme des Geschäftsbetriebs erstmals die Grundidee der landwirtschaftlichen Vermarktungsgenossenschaften auf den Energiebereich übertragen wird. In einer Kooperation mit den regionalen Stadt- und Gemeindewerken wird das Motto „*Strom aus der Region - für die Region*“ mit Leben gefüllt. Qualitätskennzeichen des Produkts ist die regionale Herkunft aus nachhaltigen Quellen – ein Wunsch vieler Verbraucher. Die regionale Energiewende wird für die Bürger greifbar. Das sichert Akzeptanz für künftige Projekte der Genossenschaftsmitglieder. Die Regionalstrom Franken eG wurde am 10. Oktober 2014 gegründet.

##### **Vorteile**

Die Genossenschaft verhandelt mit verschiedenen Direktvermarktern um die besten Konditionen für Ihre Mitglieder aus zu handeln. Das Ziel der Genossenschaft ist es, Großhändler als Partner zu gewinnen, die den Verkauf des Stroms über alle Vertriebswege optimieren und deshalb gute Preise für den Strom unserer Mitglieder zahlen können.

Die Genossenschaft möchte erreichen, dass die regionalen Versorger die erneuerbaren Kraftwerke in ihre Beschaffungsstrategie integrieren. Bisher kaufen die Stadt- und Gemeindewerke den Strom zum großen Teil bei konventionellen Kraftwerken. Nun gibt es aber ein Angebot aus der eigenen Region. Die erneuerbare Erzeugung muss dafür in einem Kombi-Kraftwerk gebündelt werden. Biogasanlagen dienen dazu, die Schwankungen bei Wind und Sonne auszugleichen.

Regionalstrom Franken eG baut auf den Direktvermarktungserfahrungen von den bestehenden regionalen Biogasanlagenpools, z. B. Betreiberpool Bayrisch-Schwaben-Nord und Projektierern auf. Diese arbeiten bereits mit verschiedenen Direktvermarktern zusammen. Die Genossenschaft wird auch künftig keine exklusive Partnerschaft eingehen, weil der Mehrwert für die Mitglieder eben gerade im Wettbewerb der Großhändler besteht.

Nordbayern ist besonders stark bei Biogasanlagen und Sonnenstromerzeugung. Die Windkraft zieht langsam nach. Die vielen Biogasanlagen sind wegen ihrer Regelbarkeit ein großer Vorteil. Gleichzeitig ist es aber für die Biogasanlagenbetreiber wegen der Kosten für die Energiepflanzen entscheidend, dass ihre Kraftwerke dann genutzt werden, wenn Strom knapp ist. Nur so werden sie nach dem Auslaufen der Förderung auskömmliche Preise erzielen können. Deshalb will die Regionalstrom Franken eG schon heute zukunftsfähige Strukturen schaffen.

Sehr vielversprechend ist die Zusammenarbeit mit einem Regionalen Stromversorger, welcher einen breiten Kundenstamm hat und bereit ist, Erfahrungen mit den eigenen Gaskraftwerken zu übertragen. Die Erzeugung wird zunächst vor allem an die eigenen Endkunden geliefert. Aber auch attraktive Preise an der Börse werden genutzt. Dieser regionale Stromversorger ist außerdem bereit, Genossenschaftsstrom aus der Region an die unabhängigen Stadt- und Gemeindewerke zu fairen Konditionen weiter zu verkaufen.

## **Initiatoren**

Die Idee der Genossenschaft wurzelt im Netzwerk Erneuerbare Energien Westmittelfranken. Private Anlagenbetreiber, insbesondere aus der Landwirtschaft, Projektierer von Bürgerenergieanlagen, regionale Anlagenhersteller, die Entwicklungsgesellschaft Hesselberg, Kommunalpolitiker und Energiepolitiker auf Landes- und Bundesebene wollen mit der Gründungsinitiative ein weiteres Glied in der regionalen Wertschöpfungskette schließen.

Die Vorstände sind

- Robert Spanheimer, Diplom-Volkswirt und Mitarbeiter des Bundestagsabgeordneten Josef Göppel
- Günther Heidingsfelder, Geschäftsführer der HEG Energie GmbH & Co. KG, Sachverständiger für Photovoltaikanlagen und Dipl. Bankbetriebswirt
- Michael Völklein, Unternehmer, Biogasanlagenbetreiber und Sprecher des Biogasanlagenpools Schwaben-Franken
- Gerhard Sauerhammer, Landwirt und bis vor kurzem Vorstand des Maschinenrings Ansbach

## **Beitritt zur Genossenschaft**

Die Regionalstrom Franken eG ist eine Vermarktungsgenossenschaft. Die Direktvermarkter machen derzeit Angebote für Anlagen über 100 kW Leistung. Der Beitritt ist einfach. Schreiben Sie eine E-Mail an [info@regionalstrom-franken.de](mailto:info@regionalstrom-franken.de). Sie erhalten dann einen Beitrittsantrag. Der Genossenschaftsanteil beträgt 100 Euro. Den Direktvermarktungsvertrag schließen Sie dann zu Genossenschaftskonditionen mit einem unserer Großhandelspartner.

### Ansprechpartner für Rückfragen:

Robert Spanheimer  
Regionalstrom Franken eG  
Lauterbach 19  
91608 Geslau  
Mobil 0163-2884243  
[info@regionalstrom-franken.de](mailto:info@regionalstrom-franken.de)  
[www.regionalstrom-franken.de](http://www.regionalstrom-franken.de)

#### 4.4.2 NEXT-Kraftwerke GmbH: Flexibilität als lukrative Chance – Preisgeführte Regelung der Biogasanlage als Aufgabe des Vermarkters

Beitrag erstellt von Herrn Nils Quak, NEXT Kraftwerke GmbH

##### Neue Wege

In vielen Teilen des EEG 2014 klingt an, dass zukünftig Flexibilität in der Produktion von Erneuerbaren Energien eine wichtigere Rolle spielen soll. Denn mit hohen volatilen und relativ unflexiblen Leistungsmengen aus Solar und Wind im Gesamtstrommix wächst auch der Bedarf an flexibler Leistung. Diese Nachfrage nach Flexibilität kann man bereits heute am Strommarkt bemerken. Eine zunehmende Liquidität im Intraday-Handel zeigt, dass immer mehr Akteure diese Vorteile nutzen wollen. Somit ergeben sich für die Betreiber von Biogasanlagen drei Möglichkeiten für Betreiber von Biogasanlagen, die Flexibilität ihrer Anlage für Mehrerlöse zu nutzen.

##### Die 3 Stufen/Möglichkeiten der Flexibilität:

1. Vorhaltung von **Regelenergie** durch Biogasanlagen, die mittlerweile relativ verbreitet ist
2. Inanspruchnahme der **Flexibilitätsprämie** in Anspruch nehmen und bedarfsorientierte Stromproduktion abgestimmt auf ein **Stundenraster**
3. Stromproduktion mit Preisorientierung an den **Viertelstunden des Intraday-Handels**; Anlagenregelung durch den Vermarkter

Die 3. Möglichkeit ist eine sicherlich sehr anspruchsvolle Methode der Stromproduktion und Stromvermarktung, die jedoch die Chance auf weitere, attraktive Zusatzerlöse bietet. Da die Marktdurchdringung dieser Option bislang sehr gering ist, können wir auch von Next Kraftwerke aus, eher von einer Vermarktungsform mit Modellcharakter sprechen. Insofern liegt es zu einem großen Teil auch an den Anlagenbetreibern, diese neue Option als Chance für die Erlösmaximierung zu begreifen. Hierfür ist jedoch ein Umdenken notwendig, das über die gesetzlich festgelegten Vergütungsmodellen hinaus versucht, Möglichkeiten des Marktes für sich nutzbar zu machen.

##### Marktgrundlagen

Um die Vorteile, die einem eine viertelstundengenaue Flexibilisierung bieten kann, nachzuvollziehen, ist ein prinzipielles Vorwissen über den Intraday-Markt notwendig. Am Intraday-Markt beträgt die kleinste Handelseinheit 15 Minuten. Der Handel erfolgt hier kontinuierlich und findet mitunter sehr kurzfristig statt – bis zu 45 Minuten vor Lieferung. Rampen in der Stromentnahme und -produktion sowie Prognoseabweichungen für volatile Energieträgern sorgen für schwankende Strompreise. Dies kann so weit gehen, dass die Preise im negativen Bereich liegen können (etwa mittags an sonnigen und windreichen Tagen) – keine wünschenswerten Rahmenbedingungen, um den Strom einzuspeisen und zu vermarkten.

Es wird deutlich, dass im Zuge der Energiewende, die stark von volatilen Energieträgern abhängig ist, Flexibilität nicht nur für die Systemstabilisierung als Ausgleich von schwankenden Netzen ein wichtiges Gut ist, sondern auch eine lukrative Option für Anlagenbetreiber ist, in einem Markt mit durchschnittlich eher sinkenden Preisen weiterhin wirtschaftlich zu arbeiten. Der Umstand, auf dem die Idee fußt, gleicht der bedarfsorientierten Einspeisung – jedoch nur feiner aufgelöst.

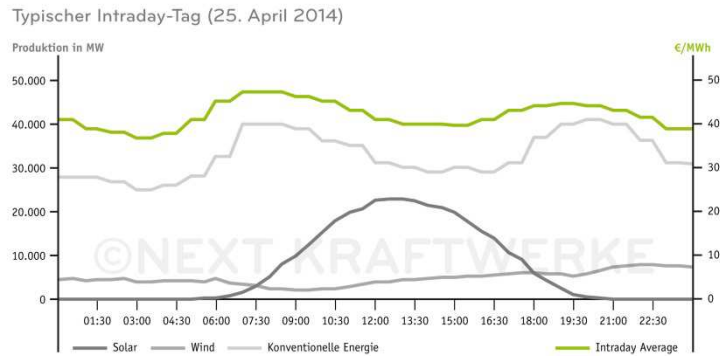


Abbildung: Ein typischer Intraday-Tag

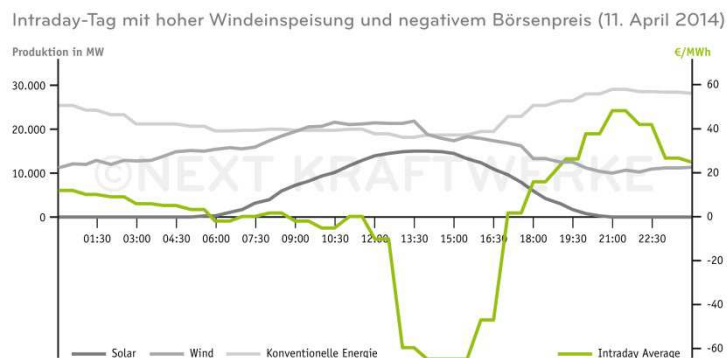


Abbildung: Ein Intraday-Tag mit negativem Börsenpreis durch unerwartet hohe Windeinspeisung

Ein Beispiel: Wenn man etwa nur in den beiden am höchsten bepreisten Zeitscheiben einspeist, sind die Erlöse prozentual gemessen an der Einspeisemenge am größten. Je länger die Anlage am Tag läuft und auch zu Zeiten sehr niedriger Börsenpreise einspeist, sinken die durchschnittlichen Erlöse pro Tag.

### Was sind die Konsequenzen für einen Anlagenbetreiber

Mittlerweile machen Mitte 2014 laut Bundesnetzagentur und DBFZ etwa 25-30 Prozent der Anlagen (gemessen an der installierten Leistung) von der Flexibilitätsprämie Gebrauch und speisen bedarfsorientiert ein. Die klassische bedarfsorientierte Einspeisung funktioniert nach einem einfachen Prinzip: Ist der Strompreis hoch, wird vermehrt Strom produziert, sinkt der Preis, wird auch die Produktion heruntergefahren. In der Regel ist es bei diesem Modell so, dass der Vermarkter die Fahrweise anhand von Preisprognosen plant und im Vorhinein einen Fahrplan mit dem Betreiber abspricht. Um einen planbaren Betrieb zu gewährleisten, erfolgt die Stromproduktion meist in festen Blöcken, die eine Größe von einer Stunde nicht unterschreiten.

Es ist jedoch auch denkbar, dass man diese Stromproduktion noch granularer aufgliedert und an den Viertelstunden des Intraday-Marktes ausrichtet. Da der Intraday-Markt aber viel schwerer zu prognostizieren ist, lässt sich die Stromproduktion nicht mehr mit einem festen im Vorfeld vereinbarten Fahrplan definieren. Vielmehr ist eine gezieltere Produktion notwendig, die sich an aktuellen Marktentwicklungen orientiert.

Um dies zu garantieren, ist eine noch engere Verzahnung zwischen Anlage und Direktvermarkter notwendig. Ähnlich wie in der Vermarktung von Regelenergie erhält der Stromvermarkter die Möglichkeit, die Anlage aus der Leitstelle eines virtuellen Kraftwerks heraus zu steuern. Die technische Anbindung funktioniert in diesem Fall analog zur Anbindung bei der Vermarktung von Regelenergie.

Ideale Fahrweise einer Anlage mit viertelstundengenauer Flexibilisierung

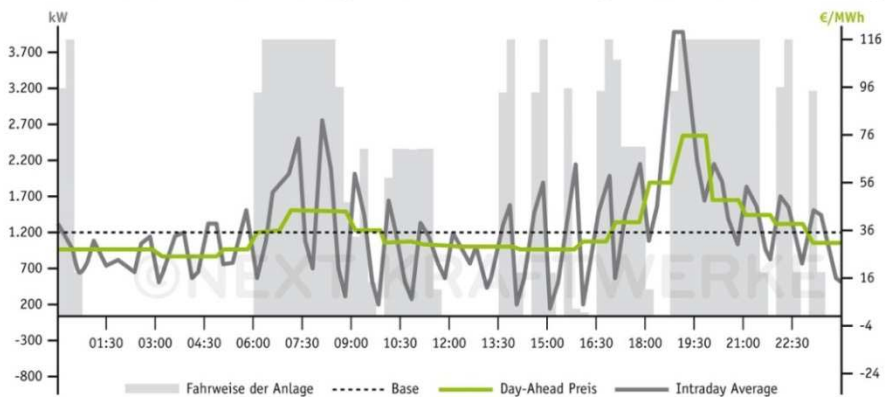


Abbildung: Mit einer flexiblen Fahrweise & Vermarktung in die Viertelstunden lassen sich Mehrerlöse erzielen

### Technische Voraussetzungen und mögliche Erlöse

Da es sich bei dieser Vermarktungsstrategie um ein technisch anspruchsvolles Modell handelt, eignen sich nicht alle Anlagen. So sollte eine Anlage über die entsprechenden Kapazitäten verfügen, um die Produktion nach Bedarf zu verlagern. Setzt man diese Anforderung in Relation zur Leistung der Anlage, so sollte im besten Fall die installierte Leistung etwa das Doppelte bis Dreifache der Bemessungsleistung betragen, um Anlage am lukrativsten mit einer viertelstundengenauen Fahrweise zu vermarkten. So ist sie in der Lage, in Zeiten mit hohen Erlösmöglichkeiten auch ein entsprechendes Mehr an Leistung bereitstellen zu können. Im gleichen Zuge sollte die Anlage auch über einen angemessenen Gasspeicher verfügen, der im Idealfall eine Fahrweise mit geringer Leistung über mehr als acht Stunden ermöglicht, um die Produktion zu Zeiten schlechter Preise herunterfahren zu können. Da von einer hohen Anzahl an Regelungen auszugehen ist, sollte darüber hinaus das BHKW in der Lage sein, problemlos mit einer hohen Zyklenzahl arbeiten zu können. Viele moderne Anlagen bringen prinzipiell für diese Vermarktungsart gute Voraussetzungen mit. Jedoch gilt es, im Einzelfall zu prüfen, ob sich die Anlage eignet.

Was die Erlösmodelle angeht, so hat sich für diese Vermarktungsart noch keine fest definierte Form gefunden. Zudem ist es sehr schwer, die zur Verfügung gestellte Flexibilität genau und vor Allem gerecht zu beziffern. Es bietet sich daher an, die Erlöse nicht anteilig auszuzahlen, sondern vom faktischen Börsenpreis zu entkoppeln. Ein Modell könnte in diesem Kontext etwa eine individuelle, pauschale Vergütung für die Vorhaltung der Flexibilität sein. Dies bietet dem jeweiligen Betreiber in ein Plus an Erlössicherheit. Wie sich dieses Vergütungsmodell ändert, wenn Ende 2014 auch der Viertelstundenhandel eingeführt wird (so ist es zumindest geplant), ist nicht absehbar. Da hier ein wenig mehr Planungssicherheit Einzug erhält, könnte auch Profit-Sharing-Modell interessanter werden.

### Energiewende im Wandel

Sicherlich ist nicht jede Biogasanlage für eine viertelstundengenau Vermarktung geeignet. Viele Bestandsanlagen werden sicherlich mit den hohen technischen Anforderungen zu kämpfen haben. Dennoch lässt sich festhalten, dass sich geeigneten Anlagen hier eine neue Chance bietet, ihre Erlöse zu steigern. Zudem ließe sich so auch negativen Preisen am Strommarkt besser entgegenwirken.

#### Ansprechpartner für Rückfragen:

NEXT Kraftwerke GmbH, Lichtstr. 43 g, 50825 Köln,  
Dr. Röhl T: 07071-7963179 Mail: roehl@next-kraftwerke.de



#### 4.4.3 Clean Energy Sourcing – Innovative Direktvermarktungskonzepte mit Komplettservice

Beitrag erstellt von Nicole Teschauer, Clens AG



Steigende Substratkosten und die immer komplexer werdenden Anforderungen an die verschiedenen Zertifizierungen gegenüber Netzbetreibern und Genehmigungsbehörden bedeuten für Anlagenbetreiber einen erheblichen Aufwand.

Dem gegenüber stehen auf der Erlösseite eine Reihe zum Teil neuer Einnahmemöglichkeiten für Anlagenbetreiber beispielsweise das **Marktprämienmodell**. Diese Vermarktungsform führt bereits heute bei einer Vielzahl von Anlagen zu einem zwar kleinen, dafür aber gesetzlich festgeschriebenen Mehrerlös. Etwa 5.000 bis 6.000 € an Mehrerlösen für eine im Dauerbetrieb laufende 500 kW<sub>el</sub> Anlage kann der Betreiber hier erwarten. Der anzulegende Wert, also die individuelle EEG-Festpreisvergütung, erhöht sich um 0,2 Ct/kWh, sofern die Strommengen nach dem Marktprämienmodell vermarktet werden. Hiervon ist das Vermarktungsunternehmen zu entlohnen. Marktüblich sind hier ebenfalls arbeitsbezogene Vermarktungsentgelte im Bereich von 0,3-0,9 Ct/kWh, je nach Anlagenkonstellation und Vertragsgestaltung. Die Differenz aus erhöhtem anzulegenden Wert und Vermarktungsentgelt stellt den zu erzielenden Mehrerlös für den Betreiber dar. Anpassungen der Fahrweise oder Investitionen in neue Anlagentechnik sind bei diesem Einstieg in die Direktvermarktung nicht notwendig.

Über die Vermarktung im Rahmen der Marktprämie hinaus kann der Betreiber mit der **Vermarktung von Regelleistung** einen weiteren Erlöspfad erschließen. Um die Potentiale des Regelenergiemarktes optimal ausschöpfen zu können, schließt Clean Energy Sourcing kleinere Aggregate zu einer vermarktbareren Leistungsgröße in einem virtuellen Kraftwerk zusammen. Für die beiden am meisten genutzten Regelleistungsformen (Minuten- und Sekundärregelleistung) ist die Clean Energy Sourcing in allen 4 Regelzonen als Vermarkter zugelassen. Anlagenbetreiber erhalten für die reine Vorhaltung von Flexibilität eine Vergütung (Leistungspreis). Darüber hinaus wird im tatsächlichen Abruffall vom Netzbetreiber der individuell angebotene Arbeitspreis gezahlt. Auf diese Weise werden täglich (Minutenreserve) bzw. wöchentlich (Sekundärreserve) Auktionen durchgeführt.

Clean Energy Sourcing bietet Anlagenbetreibern einen **umfassenden Service zur Regelergievermarktung**:

- ✓ Technische Eignungsprüfung Ihrer Anlage für Minutenreserve und Sekundärregelleistung
- ✓ kostenfreie Bereitstellung und Installation der Regel-, Mess- und Kommunikationstechnik
- ✓ Durchführung des Präqualifikationsverfahrens
- ✓ Tägliche Marktdatenanalyse und Erstellung von Auktionsangeboten
- ✓ Doppelt besetzte 24/7 Leitwarte
- ✓ Monatlicher Vermarktungsreport und transparente Abrechnung
- ✓ Online-Portal zur Verwaltung der Anlagenverfügbarkeit

Besonders Biogasanlagen besitzen mit den Regelungen der Flexibilitätsprämie die Möglichkeit, ihr Anlagenkonzept technisch so anzupassen, dass die Einspeisekapazität erhöht werden kann, um bei höheren Börsenpreisen und somit impliziert auch höherem Strombedarf die Einspeisung erhöhen zu können. So kann, je nach Anlagenkonzept ausgeprägt, der individuelle Marktwert der Einspeisung durch **bedarfsgerechtes Verhalten** erhöht werden. Die Anlage wird weiterhin nach dem Marktprämienmodell vermarktet, der Betreiber erhält also die Marktprämie durch den Verteilnetzbetreiber. Dieser nutzt zur Berechnung den durchschnittlichen Marktwert aller „stetigen“ Anlagen (entspricht

dem arithmetischen Mittelwert aller stündlichen Spotmarktpreise eines Monats). Von Clean Energy Sourcing erhält der Betreiber jedoch den tatsächlichen Wert seiner Einspeisung, welche durch die Verlagerung oberhalb des Mittelwerts liegt. Die Differenz aus dem veröffentlichten und dem individuell erreichtem Marktwert stellt den Mehrwert der bedarfsgerechten Erzeugung dar. Aber nicht nur der sogenannte Day-Ahead-Markt (Handel für den Folgetag) kann hier bedient werden. Auch noch kurzfristige Anwendungsfälle wie beispielsweise der Intraday-Handel (untertägiger, fortlaufender Handel) oder der kurzfristige Prognoseausgleich sind als Einsatzbereich für solche flexiblen Anlagen denkbar.

Die einzelnen Vermarktungsarten beeinflussen sich gegenseitig. Vermarktet eine Anlage beispielsweise negative Regelleistung, muss Sie in dieser Zeit Strom erzeugen, da sonst keine Leistungsreduzierung möglich ist. Die in dieser Zeit erzeugten Strommengen gehen somit zwangsläufig in die Marktwertigkeit mit ein – auch, wenn zu diesem Zeitpunkt niedrige oder gar negative Marktpreise vorherrschen. Auch die anderen Vermarktungsmöglichkeiten unterliegen derartigen Wechselwirkungen. Dennoch ergibt sich bei guten Preisprognosen der einzelnen Märkte und Produkte sowie bei einer guten Modellierung der Anlagenkonstellation für einen bestimmten Zeitpunkt immer nur eine **optimale Vermarktungslösung**. Diese lineare Optimierung gilt es für den Vermarkter durchzuführen und dann möglichst genau in der Anlage umzusetzen. Hierzu ist ein hohes Maß an Automatisierung notwendig, um möglichst kurzfristige Handlungsoptionen zu schaffen. Die Vermarktung einer solchen Kraftwerksoption stellt aus energiewirtschaftlicher Sicht die effizienteste und attraktivste Vermarktungsform einer dezentralen Erzeugungsanlage dar und ist somit auch die wertvollste Art eine Anlage einzusetzen. Für die Bereitstellung seiner Anlage erhält der Betreiber von Clean Energy Sourcing eine **monatliche Optionsprämie**, die abhängig von der Flexibilität, Verfügbarkeit und Leistung der Anlage ist. Er bekommt somit eine attraktive, verlässliche, monatliche Vergütung.



Zusätzlich zur Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen bietet sich EEG-Anlagenbetreibern die Möglichkeit, Industrie-, Gewerbe und Haushaltskunden in der Nachbarschaft der Anlage direkt zu beliefern. Durch preisgünstige und / oder langfristig preisstabile Angebote erhöhen Anlagenbetreiber die Akzeptanz für EEG-Anlagen in ihrer Region. Stromkunden und Anlagenbetreiber leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Etablierung dezentraler Energieversorgungsmodelle, ganz im Sinne der Energiewende.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Clean Energy Sourcing AG, Herr Thorsten Biela, Katharinenstraße 6, 04109 Leipzig

Tel.: 0341 30 86 06 54 Mail: thorsten.biela@clens.eu

#### 4.4.4 e2m Flexibilität als Antwort auf den Stillstand

*Beitrag erstellt von Annette Keil und André Schaller, Energy2market*

##### **Flexibilität als Antwort auf den Stillstand**

##### **Alle Chancen für die Erlösverbesserung nutzen**

Die Strommärkte zeichnen sich durch starke Preisschwankungen aus. Biogasanlagen sind flexibel steuerbar und können Strom damit fast jederzeit bedarfsgerecht bereitstellen. Durch die Anbindung an das virtuelle Kraftwerk der e2m kann die einzelne Anlage kurzfristig auf interessante Preisentwicklungen reagieren und/oder Regelernergie bereitstellen. Je flexibler die Anlage einsetzbar ist und je mehr verschiedene Marktoptionen kombiniert genutzt werden können, desto höher die Erlösoptimierung.

Eine dieser Optionen stellt die Teilnahme am Regelergiemarkt dar. E2m ist der einzige Vermarkter dezentraler Erzeugungsanlagen, der für alle drei Regelernergiearten zugelassen ist. Regelernergie ist eine Systemdienstleistung, die zur Gewährleistung der Netzstabilität dient.

Verantwortlich für die Einhaltung der Netzstabilität sind in Deutschland die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Aufgrund von massiven Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage von elektrischer Leistung kann es zu einem Ungleichgewicht in der Netzfrequenz kommen. Für diesen Fall sichern sich die ÜNB den Zugriff auf Anlagen, durch deren Leistungsänderung sie dem jeweiligen Netzzustand entgegenwirken können.

In der Praxis vermarktet e2m aufgrund der technischen Gegebenheiten den Großteil der gepoolten Biogasanlagen in der immer noch lukrativen Sekundärregelleistung („SRL“). Die einzelne an der SRL teilnehmende Anlage muss dabei in der Lage sein, die von ihr angebotene Regelleistungsmenge innerhalb von fünf Minuten vollständig zu erbringen. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich für die gesamte Folgewoche. Die Zuschläge erfolgen geteilt in die HT-Zeit (wochentags von 8-20 Uhr) und in die NT-Zeit (wochentags von 20-8 Uhr und das gesamte Wochenende), sowohl für positive als auch für negative Regelernergie. Durch die Teilnahme am Pool der e2m können die Betreiber jede Woche neu entscheiden, ob und mit welcher Flexibilität sie Regelernergie vorhalten. Anlagen mit angebundener Wärmeversorgung können so im Winter durch die Verringerung der für SRL angebotenen Flexibilität ihre Wärmeversorgung sicherstellen.

Entscheiden wir uns als Handelshaus aus Gründen der Erlösoptimierung aktiv gegen eine Teilnahme an der SRL, können wir die an das virtuelle Kraftwerk angeschlossenen Anlagen auch in der Minutenreserveleistung („MRL“) teilnehmen. Hier erfolgt der Zuschlag am Vortag jeweils für 4-Stunden-Zeitscheiben des Folgetages.

Parallel dazu nehmen umgerüstete frequenzbandgesteuerte Aggregate auch an der Primärregelleistung teil. Die Primärregelleistung wird durch die jeweiligen Anlagen ohne externen Startbefehl automatisch aktiviert. Ausgelöst wird die Aktivierung durch Abweichungen der Frequenz vom Sollwert (50 Hz). Ziel ist es, ein auftretendes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb weniger Sekunden automatisch zu kompensieren und damit die Frequenz im verbundenen Stromnetz zu stabilisieren. Dabei müssen die Anlagen die angebotene Regelleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig erbringen.

Der Ausschreibungszeitraum für PRL beträgt eine Woche. Obwohl für die Verrechnung bei PRL ausschließlich der Leistungspreis zum Tragen kommt, d.h. jener Preis, der für die Bereitstellung von Regelleistung angeboten wurde, handelt es sich um den lukrativsten Bereich des Regelenenergiemarktes. Zudem ist es an diesem Markt teilnehmenden Anlagen möglich, additiv auch weiterhin am Sekundär- und am Minutenreservemarkt Mehrerlöse zu erzielen. Das maximale Leistungsband für PRL wird vom Hersteller vorgegeben.

Die Teilnahme am Regelenenergiemarkt über e2m gibt dem Betreiber die Freiheit, jede Woche erneut festzulegen, ob und mit welcher Flexibilität er hier partizipieren möchte. Damit ist er jederzeit in der Lage, seine Vermarktung mit sich verändernden Wärmebedürfnissen, Gasproduktion und Gasspeicherkapazitäten in Einklang zu bringen.

Durch die Trennung der Regelenenergiebereitstellung in HT und NT ist eine optimale Kombination von Regelenenergie und bedarfsgerechter Stromerzeugung möglich. Dabei verlagern Anlagen ihre Stromerzeugung unter maximaler Ausnutzung ihrer Höchstbemessungsleistung in die strompreisintensive Zeit. In der Praxis fahren auf diese Weise alle Motoren in der Tageszeit auf Volllast und stellen negative Regelenenergie zur Verfügung. Nachts und am Wochenende wird entsprechend keine oder weniger Energie eingespeist und die Anlagen stehen für die Erbringung positiver Regelenenergie zur Verfügung. Die für diese Fahrweise oftmals notwendige Flexibilisierung der Anlagen kann über die Flexibilitätsprämie refinanziert werden. Neben der grundsätzlichen HT-/NT-Fahrweise kann e2m durch Abfahren optimierter Einsatzfahrpläne auch kurzfristige Preisschwankungen am Strommarkt zur Generierung von Mehrerlösen nutzen.

#### **Über die e2m:**

Als unabhängiges Stromhandelshaus ist die e2m auf die Bewirtschaftung und Optimierung dynamischer Portfolios sowie die Vermarktung von Flexibilität aus dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen spezialisiert. Mit über 3.500 MW vermarkteter Erzeugungsleistung aus EEG-Anlagen gehört e2m darüber hinaus zu den größten Direktvermarktern Deutschlands. Allein im Bereich Biogas hält die e2m mit Deponie- und Klärgas 1.130 MW. Schwerpunkte des Geschäftes sind die fortlaufende Bewirtschaftung im Spot- und Intraday-Markt sowie die Nutzung bestehender physischer Flexibilität zum Positionsausgleich, als Handelsprodukt oder als Systemdienstleistung (Regelenenergie). Als derzeit größter Poolanbieter für Regelleistung in Deutschland verfügt e2m über die für die Vermarktung von Flexibilität notwendige Infrastruktur, Marktzugänge zu allen deutschen und teilweise zu internationalen Handelsmärkten sowie langjähriges Knowhow der Mitarbeiter.

#### Ansprechpartner für Rückfragen:

Energy2market GmbH (e2m)

Weißenfels Str. 84

04229 Leipzig

[www.energy2market.de](http://www.energy2market.de)

Telefon: +49 341 230 28 0

E-Mail: [biogas@energy2market.de](mailto:biogas@energy2market.de)

## 4.5 Neue Anforderungen an die BHKW-Technik

*Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann und Dr.-Ing. Mathias Effenberger*

Die einfachste Form der Direktvermarktung ist die Inanspruchnahme der sogenannten Marktprämie. Diese Form der Direktvermarktung kann jede Anlage in Anspruch nehmen, da sich in diesem Fall bei der Technik und dem Betrieb des BHKW nichts ändert. Nur der produzierte Strom wird über einen Stromhändler an der Strombörse gehandelt. Der Anlagenbetreiber sollte sich jedoch vor dem Einstieg in die Direktvermarktung in jedem Fall möglichst unabhängig beraten lassen und keinen Vertrag unterschreiben, der nicht zuvor von einem Fachjuristen geprüft wurde.

Technisch anspruchsvoller wird es erst, wenn der Anlagenbetreiber Regelenenergie anbietet, oder die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen will. In diesen Fällen sind technische Anpassungen des BHKW-Betriebes und teilweise der Gesamtanlage erforderlich. Im Folgenden werden vor allem auf die motortechnischen Aspekte der Bereitstellung von Regelenenergie und der Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas eingegangen.

### **Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelenenergie**

Moderne BHKW sind für den Dauerbetrieb ausgelegt, wie es für die Stromeinspeisung auf Grundlage des EEG am Wirtschaftlichsten ist. Für die Bereitstellung von Regelenenergie (Minuten- bzw. Sekundärreserveleistung) ändert sich daran im Grundsatz nichts. Es kommen jedoch, je nach Betriebsweise entweder Start-/Stopp-Vorgänge mit kurzen Stillstandzeiten, oder kurzzeitige Teillastphasen (negative Reserveleistung) hinzu, die sich nach dem Vermarktungsmodell richten. Um das BHKW modulierend bzw. im Start- / Stopp-Betrieb betreiben zu können, muss das Hoch- und Herunterfahren des BHKW von der Leitwarte des Stromhändlers aus gesteuert werden. Realisiert wird dieses mittels einer E-Schnittstelle. Die Einrichtung dieser Schnittstelle sollte in jedem Fall in Zusammenarbeit mit dem BHKW-Hersteller und dem Stromhändler erfolgen.

Bei der Minutenreserveleistung (MRL), muss das BHKW innerhalb von 15 Minuten die Leistung verändern können. Dies stellt für die gängigen Motoren kein Problem dar. Auch die Bereitstellung von Sekundärreserveleistung (SRL) mit einer Aktivierungsdauer von höchstens fünf Minuten ist bei laufendem BHKW unproblematisch. Schwieriger wird es, wenn das BHKW aus dem Stillstand auf Volllast hochgefahren werden soll. Hier kommt es auf die richtige Gasmischereinstellung an, die ein qualitativ hochwertiges und zündfähiges Gemisch beim Startvorgang bereitstellen muss. Auch die Größe des BHKW ist aufgrund der zu fahrenden „Rampe“ (Leistungserhöhung: kW/sec) innerhalb der vorgegebenen Zeit limitiert. Zündstrahlmotoren haben einerseits den Vorteil des problemlosen Anfahrens, aber andererseits den Nachteil, dass sie mit reinem Zündöl angefahren werden und beim Abstellen mit Zündöl „nachlaufen“, so dass es zu erhöhten Zündölverbräuchen kommt.

### **Auswirkung der flexiblen Fahrweise auf Verschleiß und Wartung**

Beim bedarfsorientierten Betrieb eines BHKW können zwei Situationen auftreten, die zu einem erhöhtem Verschleiß des Motors führen: zum einen der Start-/ Stopp-Betrieb und zum anderen der (länger anhaltende) Teillastbetrieb. Die BHKW's sind zwar grundsätzlich zu einem Start-/ Stopp-Betrieb in der Lage, jedoch nimmt durch sogenannte „Kaltstarts“ der Motorverschleiß erheblich zu. Um dies zu vermeiden, muss der Motorheizkreislauf während der Stillstandphase auf einer Temperatur von ca. 60°C gehalten werden. Die BHKW-Hersteller empfehlen hierfür elektrische Begleitheizungen, oder die Einbindung des Kühlkreislaufes an den Heizkreislauf der Anlage.

Als Hauptrisiken beim Start-/ Stopp-Betrieb gelten Kondensationsprobleme im Motorölkreislauf, im Abgaswärmetauscher und Turbolader sowie eine verkürzte Standzeit des Abgaskrümmers wegen der zunehmenden Beanspruchung durch thermische Wechsellasten und Korrosion. Auch im Teillastbetrieb mit weniger als 60 % Last über längere Zeiträume können durch verringerte Abgastemperaturen Korrosionsprobleme im Turbolader und eine verminderte Oxidationsleistung im Oxi-Kat auftreten. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass aufgrund dieser Korrosionsproblematik eine nahezu vollständige Eliminierung des H<sub>2</sub>S-Gehaltes im Biogas immer wichtiger wird.

Auch eine Anpassung der Motorkomponenten, wie z.B. des Anlassers, des Gasmischers, der Pleuellager und der Laufbuchsen auf die höhere mechanische Beanspruchung sind von Seiten der Hersteller durchzuführen, um die Standzeit des Motors auf einem hohen Niveau halten zu können. In wieweit sich die Wartungsintensität verändert kann zu diesem Zeitpunkt noch nicht abschließend beantwortet werden. Es muss jedoch aufgrund der Verwendung höherwertiger Komponenten für den Start-/ Stopp-Betrieb mit einem höheren Investitionsaufwand gerechnet werden.

### Auswirkungen auf den elektrischen Wirkungsgrad und die Abgasemissionen

Negative Auswirkungen eines bedarfsorientierten BHKW-Betriebs auf den elektrischen Wirkungsgrad sind vor allem im Teillastbetrieb zu erwarten. In einem Kurzzeitversuch wurden an einem 190 kW<sub>el</sub> Gas-BHKW Messungen bei Volllast sowie bei 80, 70 und 60 % Last durchgeführt, um die Auswirkungen einer Teillast auf die Abgasemissionen und den elektrischen Wirkungsgrad bewerten zu können. Die unten aufgeführte Grafik zeigt die gemessenen elektrischen Wirkungsgrade sowie die Emissionen an Stickoxiden (NO<sub>x</sub>), Kohlenmonoxid (CO) und unverbrannten Kohlenwasserstoffen (C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>), auch „Methanschluß“ genannt, in Abhängigkeit der Last. Der elektrische Wirkungsgrad war bei einer Last von 60 % im Vergleich zur Volllast um 5% vermindert. Die Kohlenwasserstoffemissionen zeigten eine nahezu proportionale Zunahme mit abnehmender Last des Motors, wobei die Zunahme bis zu 80 % Teillast geringer ausfiel. Gleiches wurde auch für die CO-Konzentration im Abgas festgestellt. Die NO<sub>x</sub>-Gehalte im Abgas stiegen bis 80% Teillast an, um bei abnehmender Motorauslastung deutlich abzufallen.

### Auswirkungen des Teillastbetriebs auf die Emissionswerte und den elektrischen Wirkungsgrad

Werte bei Volllast = 100 %, gemessen an einem 190 kW<sub>el</sub> BHKW

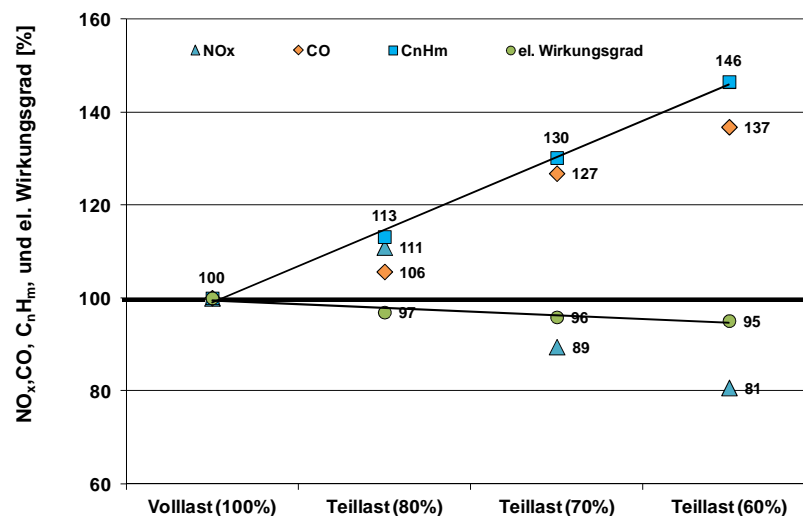


Abbildung von Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann und Dr.-Ing. Mathias Effenberger

Ein geringerer elektrischer Wirkungsgrad erhöht in erster Linie den Gasverbrauch. Um die vorgegebene elektrische Leistung zu erzielen, muss mehr Gas bereitgestellt werden, was im Endeffekt einen Mehrbedarf an Substrat bedingt. Die Kosten für die Produktion bzw. für den Einkauf des Substrates lassen sich monetär beziffern, wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt ist. In diesem Fall liegen die Mehrkosten für 80% Teillast bei knapp 0,4 Ct/kWh<sub>el</sub> und steigern sich auf 0,5 (70% Teillast) bzw. 0,6 Ct/kWh<sub>el</sub> (60% Teillast). Diese monetären Verluste müssen durch die Mehreinnahmen aus der flexiblen Stromproduktion kompensiert werden. Hierbei wurden nur die Kosten für den Mehrverbrauch an Substrat berücksichtigt und keine Zusatzkosten durch höheren Verschleiß bzw. Wartungsaufwand. Auch die Verschlechterung der Treibhausgasbilanz durch den erhöhten Ausstoß an Kohlenwasserstoffen muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden.

#### Auswirkungen eines Teillastbetriebes auf den Gasverbrauch und resultierende Mehrkosten

| Leistung     | Elektrischer Wirkungsgrad % | Methanverbrauch m <sup>3</sup> /kWh <sub>el</sub> | Mehrverbrauch (m <sup>3</sup> /kWh <sub>el</sub> )/% | Mehrkosten <sup>1</sup> Ct/kWh <sub>el</sub> |
|--------------|-----------------------------|---|--|--|
| Volllast     | 33,2                        | 0,300   | -  | -  |
| Teillast 80% | 32,4                        | 0,309   | 0,009 / 3  | 0,38   |
| Teillast 70% | 32,1                        | 0,312   | 0,012 / 4  | 0,51   |
| Teillast 60% | 31,8                        | 0,315   | 0,015 / 5  | 0,61   |

(Annahmen: Gasertrag = 4.500 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> ha<sup>-1</sup> Mais; Substratkosten = 1.800 € ha<sup>-1</sup> Mais)

Aus diesen Ergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass ein Betrieb bei Teillast zwar möglich ist, unterhalb einer Last von 80% aber auf Dauer ökonomisch und ökologisch nicht sinnvoll erscheint. In diesem Bereich sollten Motoren nur zeitlich eng begrenzt betrieben werden (Regelleistung). Hingegen erscheint der Lastbereich bis minimal 80% bei einem Wirkungsgradverlust von ca. einem Prozentpunkt noch tolerabel. Insgesamt erscheint es für eine bedarfsorientierte Verstromung von Biogas in Form eines Intervallbetriebes vorteilhafter, mehrere BHKW zu betreiben und eine sinnvolle Start-/Stopp-Strategie mit Zu- und Abschalten einzelner BHKW zu wählen, als ein BHKW dauerhaft bei Teillast zu betreiben.

#### Ansprechpartner für Rückfragen:

Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann und Dr.-Ing. Mathias Effenberger

Institut für Landtechnik und Tierhaltung an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft

Vöttinger Str. 36

85354 Freising

#### 4.5.1 Empfehlung von MAN Engines Nürnberg

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Steffen Hollatz, MAN Engines Nürnberg

Der Energiemarkt hat sich die letzten Jahre im Bereich der alternativen Energien stark gewandelt. Neben dem klassischen Dauerbetrieb von Biogasanlagen haben sich alternative Betriebsweisen etabliert. Vor allem die Modelle „Stop & Go“ (zeitlich begrenzter Vollastbetrieb) und „bedarfsgerechte Einspeisung“ (netzbedarfsgeregelt) sind zwischenzeitlich gängige Betriebsweisen. Bedingt durch die geänderte Betriebsweise, im Vergleich zum Vollastbetrieb, ergeben sich erhöhte Anforderungen an Technik und Wartung.

#### Beispiel für Lastprofile

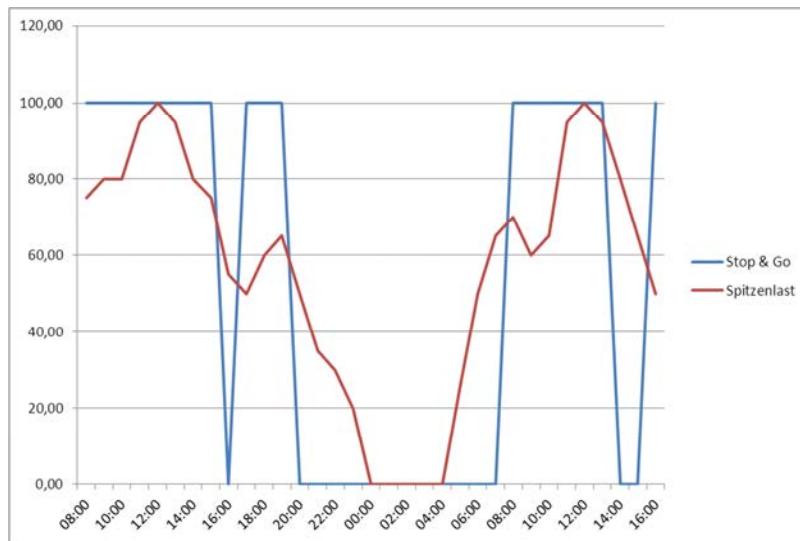


Abbildung: Beispiel Lastprofil (Quelle: MAN Engines, Nürnberg)

Die Vor- und Nachteile dieser Modelle auf die Verbrennungsmotoren werden in folgender Tabelle aufgeführt:

#### **Stop & Go - Betriebsweise**

| Pro   | Contra   |
|---|--|
| Effizienzvorteile durch Vollastbetrieb  | Erhöhte Kondensatbildung durch Stop&Go   |
| Peripherie bestehender Anlagen kann an dieses Lastprofil ohne großen Aufwand angepasst werden | Erhöhter Motorenverschleiß auf Grund von vielen Kaltstarts                     |
| Einfaches Thermomanagement  | Hohe Neigung zur Verkokung durch Heißstop                                      |
|   | Hohe Belastung der Bauteile als Folge der thermischen Wechselbeanspruchung     |
|   | Lange Reaktionszeiten bei außerplanmäßigen Lastanforderungen vom Netzbetreiber |



### Bedarfsgerechte Einspeisung

| <b>Pro</b>   | <b>Contra</b>  |
|--|--|
| Weniger Thermoschocks durch reduzierte Start-Stop Anzahl                       | Schlechte Wirkungsgrade im Schwach- und Teillastbereich  |
| Kurze Reaktionszeiten bei außerplanmäßigen Lastanforderungen vom Netzbetreiber | Schwach- und Teillastbetrieb können eine unvollständige Verbrennung zur Folge haben wodurch die Neigung zur Bildung von Ablagerungen im Brennraum steigt |
|  | Alt Anlagen sind nur begrenzt teillasttauglich   |
|  | Im Schwachlastbetrieb tritt zusätzlich eine hohe Kondensatbildung auf  |

Grundsätzlich muss angemerkt werden, dass im Anlagenbau bereits jahrelange Erfahrungen mit „Stop & Go“ Betrieb durch KWK-Anlagen in kommunalen und industriellen Anwendungen vorliegen. Die Auflistung zeigt dennoch, dass diese Vermarktungsmodelle die Anforderungen an den Biogasanlagenbau allerdings deutlich steigern. Während im „Stop & Go“ Betrieb dem Kaltverschleiß und der Gefahr der Verkokung durch ein intelligentes Thermomanagement verhältnismäßig einfach entgegengewirkt werden kann, stehen bei der „bedarfsgerechten Einspeisung“ dem Markt erforderlich Technologien gar nicht zur Verfügung. Durch den hohen Schwach- und Teillastanteil wäre eine Kennfeldsteuerung aus dem Fahrzeugbau zur Zündzeitpunktanpassung wünschenswert. Zusätzlich sollten Turbolader Bypässe, wie sie bei Großmotoren zum Einsatz kommen, zur Effizienzsteigerung im Teillastbereich eingesetzt werden.

Auch auf Seite der Wartungsarbeiten haben sich zwangsläufig Änderungen ergeben. Durch die erhöhte Kondensatbildung hat sich die Ölbelastung gegenüber dem Dauerbetrieb geändert. Auch die höhere mechanische Belastung der Kolbenringe und Laufbuchsen durch die Kaltstarts haben eine Verkürzung der Bauteilstandzeiten bewirkt. Die Wartungspläne fallen hier nahezu analog zu KWK-Anwendungen aus.

#### Ansprechpartner für Rückfragen:

Dipl.-Ing. (FH)Steffen Hollatz  
Sales Engineering & Service Support  
MAN Truck & Bus AG  
Vogelweiherstrasse 33  
D-90441 Nürnberg  
Tel.: +49 911/420-6081  
Mobile: +49 175/579 3186  
E-Mail: [steffen.hollatz@man.eu](mailto:steffen.hollatz@man.eu)  
Internet: <http://www.man-engines.com>

## 4.5.2 Primäre Regelernergie (PRL) - Die Königsdisziplin, die zu Biogas passt

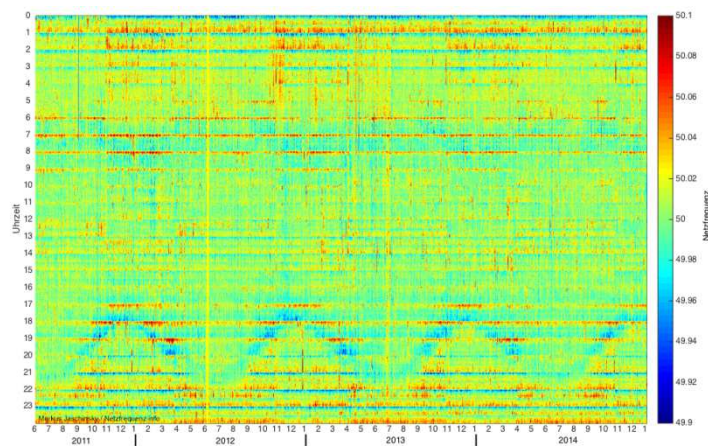
Beitrag erstellt von Uwe Brüggemann, Schnell Motoren AG

### Was macht die Primär-Regel-Energie?

Die Primär Regel Energie ist nun neben der guten Planung von jedem Erzeuger, die erste Feuerwehr, um einen Ausgleich zu schaffen. Sie wird in den ersten 30 Sekunden bei einer Abweichung von 0,200Hz von der Frequenz 50,000Hz voll eingesetzt. Dazu stehen 3000 MW zur Verfügung. Wenn nun die Frequenz steigt, werden die Kraftwerke mit PRL angesteuert, um kurzfristig die Leistung verringern. Nach 30 Sekunden fängt dann langsam die Sekundär Regeleistung an zu greifen und übernimmt ab 5 Minuten dann denn Ausgleich. In den letzten vier Jahren waren typische PRL Regelungen in den Abendstunden nach Sonnenuntergang und übers ganze Jahr hinweg in der Zeit von 5-9 Uhr. Oft wird auch zur vollen Stunden eine Regelung benötigt.

### Rasterdiagramm zur Netzfrequenz von Juni 2011 bis Dezember 2014:

(Quelle: [www.netzfrequenz.info](http://www.netzfrequenz.info))



### Beispiel einer möglichen Fahrweise:

Wenn man neben einem bestehenden 500 KWel BHKW (Bemessungsleistung: 490 KWel, (somit 98%), ein zweites BHKW installiert (z.B. 250KWel, Voraussetzungen sind gegeben/sinnvoll wie z.B. Gas, Gasspeicher, Genehmigungen, Einspeisemöglichkeit) ergibt sich folgende Möglichkeit: Hierzu werden die BHKW's typischerweise bei 75% betrieben (somit als bei

572 KWel; Voraussetzung, beide BHKW's können PRL (Wie z.B. Jenbacher und SCHNELL Motoren AG). Bei diesen 75 % bietet man dann insgesamt 25% positive und 25 % negative Primär Regelleistung (PRL) über einen geeigneten Vermarkter an. Im Unterschied zur Sekundär Regelernergie (SRL) hatte die PRL einen gleichmäßigen Preise von ca. 3 000- 3 500 Euro/MWel in der Vergangenheit. Sobald man Teilnehmer im Pool des Vermarkters ist und dieser qualifiziert in Ihrem Gebiet ist, regelt das eigene BHKW selbständig diese Netzstützung – dies ist sehr wichtig.

### Fazit

Die Primär Regelernergie (PRL) ist eine für Biogasanlagen sehr gut passende Regelernergie-Art, da sie sehr kurzfristig, aber nur kurzzeitig regelt, welches somit gut zur relativ gleichmäßigen Erzeugung von Biogas passt. Zurzeit kann sie als finanziell attraktiv eingeschätzt werden. Sicherlich wird es auch bei der PRL zu Marktpreisschwankungen kommen, daher ist es umso wichtiger, dass die Biogasanlage flexibel reagieren kann. Dies sieht man z.B. bei der positiven Sekundär Regelernergie; diese war eine ganze Zeit nicht mehr attraktiv, hatte aber im letzten Herbst stark hinzugewonnen. Dies nennt sich Marktflexibilität, ist aber genau der Bereich, in dem Biogasanlagen ihre Stärken spielen können.

### Ansprechpartner für Rückfragen:

Herr Uwe Brüggemann  
SCHNELL Motoren AG  
Postfach 11 52  
D-88277 Amtzell

## 5. Beispiele von Betreibern für Betreiber

### 5.1 Biogas Alerheim OHG: Erkenntnisse aus dem ferngesteuerten Betrieb

Beitrag erstellt von Rainer Weng, Alerheim

Die Biogas Alerheim OHG hat bis 07/2014 an zwei Standorten Dauerlast-BHKWs betrieben - 526 kW elektrische Leistung am Hauptstandort und 330 kW am Satellitenstandort.

Im Juli 2014 wurden an beiden Standorten jeweils ein Jenbacher BHKW 312 mit 527 kW el. Leistung installiert. Bis 07/2014 wurden die alten BHKWs in der negativen Sekundärreserve beim Vermarkter Next Kraftwerke GmbH vermarktet.

Wir haben uns nach Abschluss aller Installationsarbeiten ab September/Oktober die Frage gestellt, wie die BHKWs zukünftig wirtschaftlich betrieben werden können.

Folgende Nebenbedingungen sind hierzu zu beachten:

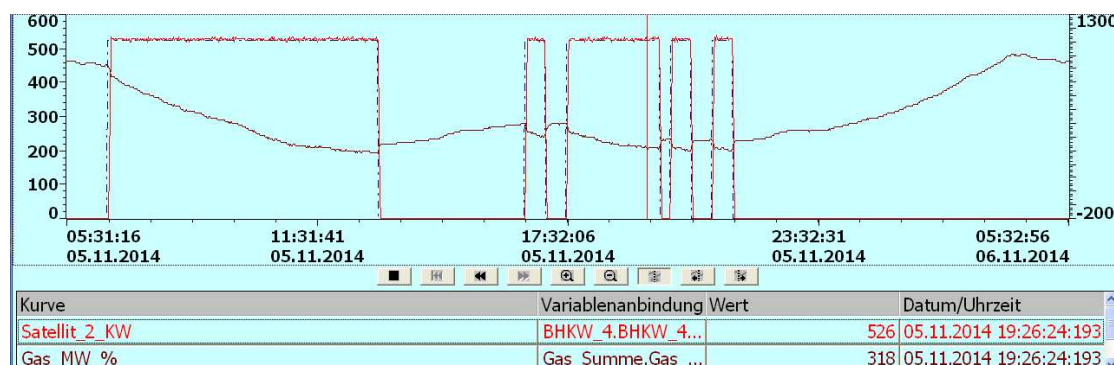
1. es sollen überwiegend die neuen BHKWs laufen (Garantiezeit ausnützen, bessere Wirkungsgrade)
2. Die Abwärme wird nahezu an beiden Standorten komplett genutzt. Ein Wärmespeicher ist aktuell nicht vorhanden.
3. Der gesamte Gasspeicher beträgt 2.000 m<sup>3</sup>, davon werden rd. 75 % für den flexiblen Betrieb einkalkuliert.
4. Die Bemessungsleistung während der Testphase war zu Beginn rd. 900 kW, für einen weiteren Test wurde die Testlaufzeit auf 1 MW erhöht.

Da aufgrund der Restriktionen, insbesondere wegen dem rel. kleinem Gasspeicher und fehlendem Wärmespeicher kein „großer“ Fahrplanbetrieb möglich war, wurde mit dem Vermarkter eine vermarktergeführte Fahrweise abgesprochen. D.h. der Vermarkter verkauft einen Teil unseres Stroms ganz flexibel und kann unsere BHKW selbständig über die Koppel-Box ein- und ausschalten. Über den Intraday-Handel kann der Vermarkter somit bei Bedarf die hohen Strompreise der Börse nutzen bzw. kurzfristig reagieren, falls andere Anlagen in deren Portfolio bei guten Preisen spontan ausfallen.

#### Fahrplan 1: Komplett ferngesteuerte Satelliten-Anlage

Die Hauptanlage wurde in konstanter Fahrweise betrieben. 527 kW (neues BHKW) im Volllastbetrieb. Die Satellitenanlage wurde komplett fremdgesteuert mit der Prämisse von max. 5 Starts am Tag. 375 kW Bemessungsleistung werden zeitlich verteilt auf 857 kW installierte el. Leistung.

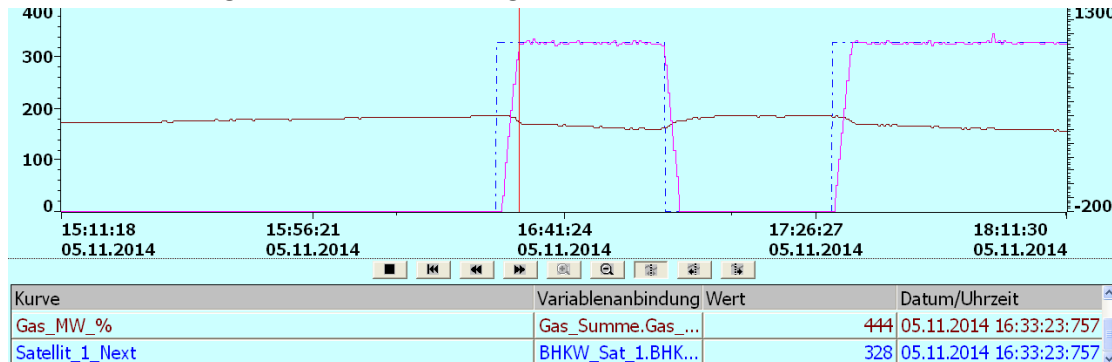
Ein beispielhafter Tag sah am Beispiel des 527 kW-BHKW wie folgt aus:



## Technische Erkenntnisse

An der Ansteuerung der Mikrogasleitung (Gasgebläse) musste gearbeitet werden, die Vorlaufzeit zum BHKW-Start musste verlängert werden, da die Mikrogasleitung für einen sicheren BHKW-Start unter sicherem Betriebsdruck stehen muss. Die Starts funktionierten daraufhin rel. gut, wichtig hierfür waren vorgewärmte BHKWs und gut eingestellte Motoren.

Das Startverhalten beider BHKWs war gleich. Es erfolgt ein schneller Start bei warmer Gesamtmaschine und ein langsamerer Start nach langer Pause.



Im kalten Zustand beträgt die Zeit für das Hochfahren vom Startsignal (blaue Kurve) über die Synchronisation bis Volllast von 16:29:00 bis 16:33:23 ca. 4:23 Min. Für das Runterfahren betrug die Zeit planmäßig 2:40 Min. Im wärmeren Zustand (30 min Stillstand) dauert das Hochfahren 3:30 Min.

## Fütterungsmanagement, Gassacküberwachung

Der Bedarf an Aufmerksamkeit für die Anlage ist gestiegen. Durch die wechselnde Fahrweise zwischen 527 kW und 1,4 MW schwanken die Energieproduktion und somit der Gasverbrauch zwischen 270 m<sup>3</sup>/h und 700 m<sup>3</sup>/h. Bei einer bestmöglichen Gasproduktion von 450 m<sup>3</sup>/h ist die richtige Anlagenfütterung nicht ganz einfach, jedoch über Beobachtungen der Gasveränderungen realisierbar.

## Problem das zum Aus des Fahrplanbetriebs 1 führte

Der fehlende bzw. zu kleine Wärmespeicher am Satellitenstandort macht Probleme bei der dort betriebenen Klärschlamm-trocknung. Die eigentliche Halle sowie der Fußboden (1.600 m<sup>2</sup>) konnten die Wärme nicht lange genug speichern. In der Trocknungsanlage konnte die erhöhte Wärmeleistung in der Zeit der Volllast-Fahrweise beider BHKWs nicht ganz aufgenommen werden (ein Teil der Leistung wurde „blind“ durchgeschoben ohne Trocknungseffekt). Bei BHKW-Stillstand kondensierte die Trocknungsanlage.

→ Aufgrund der Trocknung wurde der Fahrplan nach 2 Wochen Betrieb überarbeitet.

## Fahrplan 2: größere Grundlast über 2 BHKWs (neu), 2 BHKWs (alt) komplett ferngesteuert

Um diesen Fahrplan umzusetzen, wurde kurzzeitig die Bemessungsleistung erhöht. An Hauptanlage und am Satellitenstandort wurde das neue BHKW im Teillastbetrieb gefahren:

85% von 527 kW = 450 kW, an zwei Standorten => 900 kW Grundlast

Mit den beiden alten BHKWs (526 kW an Hauptanlage und 330 kW am Satellit) konnte der Vermarkter eine Leistung von 100 kW (2400 kWh/Tag) ganz flexibel abfahren.

→ praktische Erkenntnisse: aus BHKW-Sicht sehr gut möglich, lediglich die Wärme war bei uns im beginnenden Winter das entscheidende Problem

Ein beispielhafter Tag (5.12.2014) sah wie folgt aus:

| Hauptanlage: 3 Starts von Next: |       |           | Satellit 1: identisch |       |         |
|---------------------------------|-------|-----------|-----------------------|-------|---------|
| 8:15 – 9:15,                    | 1 h   | 500 kWh   | 8:15 – 9:15,          | 1 h   | 310 kWh |
| 10:15 – 11:15                   | 1 h   | 500 kWh   | 10:15 – 11:15         | 1 h   | 310 kWh |
| 11:45 – 12:15                   | 0,5 h | 240 kWh   | 11:45 – 12:15         | 0,5 h | 150 kWh |
| gesamt                          | 2,5 h | 1.240 kWh | Gesamt                | 2,5 h | 770 kWh |

### Wiederum unser Problem: fehlender Wärmespeicher

Da zum Jahresende die Klärschlamm-trocknung auf Volllast arbeiten musste, waren für uns Energieverluste problematisch. Der vertraglich vereinbarte Schlamm musste abgenommen werden, eine unterdurchschnittliche Trocknungsleistung wäre für die Vertragsabnahme teuer geworden. Es konnte bei voller Zusatzleistung nicht die komplette Wärme für Trocknungszwecke genutzt werden.

Aus wirtschaftlicher Sicht haben uns die Mehrerlöse (rd. 1-1,5 Ct/kWh, aber nur für die flexible kWh) überzeugt, jedoch mussten wir Einbußen bei der Wärmenutzung gegenrechnen sowie teilweise Einbußen durch die geringe Teillastfahrweise (85 % Volllast, mehr BHKW-Betriebsstunden, leicht eingeschränkter Wirkungsgrad).

### Fazit für uns

- Winterbetrieb mit konstanter Fahrweise für beste Trocknungsergebnisse
- Zusatz-BHKW-Leistung während dieser Zeit wenn möglich über positive SRL vermarkten
- Wärme- und Gasspeicher im Auge behalten, allerdings machen Investitionen nur bei längerfristiger Planungssicherheit Sinn.
- **Hauptfazit: technisch (aus BHKW-Sicht) sind wir gerüstet!**  
**Die Anlage ist bereits jetzt flexibel aufgestellt, wir können kurzfristig auf sich ergebende Chancen am Strommarkt reagieren!**

### Fazit und Empfehlung für andere Betreiber - Stromgeführte Flex-Fahrweise kann sehr sinnvoll sein:

- wenn kein BHKW im unteren Teillastbereich gefahren werden muss, um wirklich „flex“ zu fahren
- wenn die Wärmerestriktionen nicht zu hoch sind
- wenn die Stromerlöse passen und genügend „Flex-kWh“ zur Verfügung stehen
- und wenn die technische Seite passt, also die BHKWs gut starten und keine zu hohen Folgekosten hervorrufen

Es ist eine individuelle Betrachtung jeder Anlage nötig, die praktische Umsetzung war bei uns durchaus machbar! Man darf allerdings bei ersten kleinen Startschwierigkeiten nicht verzweifeln, die allermeisten Probleme können gelöst werden. Man muss vor allem wollen! Dann klappt's auch!

### Empfehlung an alle Betreiber mit flexiblen BHKWs: einfach mal probieren!

#### Ansprechpartner für Rückfragen:

Rainer Weng, W. Gerstmeyr

Biogas Alerheim OHG

T: 09085/960933 rainer.weng@biogas-alerheim.de

T: 0171/5420594

## 5.2 Belieferung von Wärmekunden trotz oder wegen Regelenergie und Flexibilisierung?

*Beitrag erstellt von Michael Völklein, Hüssingen*

Ein großer Teil der Biogasanlagen in Deutschland hat in den letzten Jahren Kunden für die bei der Verstromung von Biogas anfallende Abwärme gewonnen. Das Spektrum reicht vom kleinen Nahwärmenetz, dessen Wärmebedarf vollständig aus dem Wärmeüberschuss der Biogasanlage gedeckt wird, über große Wärmenetze, in denen die Biogas-Abwärme nur die Grundlast deckt bis hin zu Wärmeabnehmern, die über Kraft-Wärme-Kältekopplung im Winter ihren Wärmebedarf und im Sommer den Kältebedarf decken. Ein kleinerer Teil der Anlagen hat sogar so große Wärmesenken in der Umgebung, dass zu jeder Zeit sämtliche Überschusswärme abgegeben werden kann.

Ausgehend von diesen unterschiedlichen Rahmenbedingungen ergeben sich aus den neuen Instrumenten der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie unterschiedliche mögliche optimierte Fahrweisen. Im Folgenden sollen vor Allem die Möglichkeiten, die ohne weitere Investitionen z.B. in Wärmepufferspeicher umsetzbar sind, aufgezeigt werden.

### **Bereitstellung von Regelleistung**

Sowohl Biogasanlagen, die keine Erweiterung der BHKW-Leistung vorgenommen haben, als auch flexibilisierte Anlagen können im Rahmen der Direktvermarktung am Regelenergiemarkt teilnehmen. Im Einzelnen sind dies Minutenreserveleistung (MRL) und Sekundärregelleistung (SRL). Beides bedeutet die kurzzeitige Reduzierung der Einspeiseleistung und damit auch der Wärmezeugung. Für die MRL sind Abschaltzeiten im Bereich einer Stunde möglich, bei wenigen Abrufen im Jahr. Bei der SRL sind Leistungsreduzierungen für wenige Minuten die Regel, in Summe liegt die Abrufdauer für die aktuell üblichen Vermarktungsstrategien bei maximal ein bis zwei Stunden pro Monat.

Mit Ausnahme von hochsensiblen gewerblichen Wärmekunden dürfte die SRL von allen Biogasanlagen ohne weitere Maßnahmen vermarktet werden können. BHKW-Abschaltungen von einigen Minuten werden selbst bei nicht vorhandenen Pufferspeichern durch die großen Wassermengen in Wärmenetzen aufgefangen. Bei der finanziell weniger attraktiven MRL sind bei klassischen Wärmenetzen Abschaltzeiten von bis zu einer Stunde mit kaum merklichen Komfortverlusten für die privaten Wärmeabnehmer verbunden. Hier kann eine Absicherung über Pufferspeicher oder Notkessel erfolgen. Für gewerbliche Abnehmer hingegen sind solch lange Versorgungsunterbrechungen u. U. problematisch und müssen im Vorfeld abgeklärt werden. Allerdings sind in diesen Fällen immer Redundanzsysteme vorhanden, da auch im klassischen BHKW-Betrieb unvorhergesehene Störungen auftreten.

Soll eine kontinuierliche Wärmeversorgung ohne Notkessel auch während eines Abrufs erfolgen kann die Leistung entweder nur teilweise reduziert werden, oder ein Power-to-heat-modul (Pth) eingebaut werden. Es handelt sich dabei um einen großen Elektro-Heizstab. In diesem Fall wird das BHKW nur auf 50 % Leistung abgeregelt. Die weiterhin erzeugte elektrische Leistung wird im PTH-Modul in Wärme umgewandelt, so dass trotz des Abrufs die volle Wärmemenge bereitgestellt werden kann.



*Abbildungen: Power-to-heat-Anlage mit 490 kW el. Leistung*

### **Möglichkeiten für flexibilisierte Anlagen**

Die flexibilisierte Fahrweise von Biogasanlagen bringt neue Möglichkeiten der Optimierung der Wärmervermarktung mit sich. Zum einen kann eine jahreszeitliche Anpassung der Anlagenleistung erfolgen, auf der anderen Seite kann auch eine strompreisorientierte BHKW-Betriebsweise mit einer Verbesserung des Wärmeabsatzes einhergehen.

Klassische Wärmenetze die in erster Linie Privathaushalte und kleine Gewerbebetrieb als Kunden haben, stellen vor Allem Wärmeenergie für Raumheizung und Warmwasserbereitstellung zur Verfügung. Die Lastkurve dieser Netze ist stark von der Außentemperatur abhängig. In der Konsequenz können Biogasanlagen, die nur kleine Wärmenetze beliefern und auch im Winter die gesamte Leistung aus BHKW-Abwärme bereitstellen, auf diesem Weg nur ca. ein Drittel der über das Jahr anfallenden Abwärme vermarkten. Hier kann eine saisonale Fahrweise, bei der die BHKW-Leistung der Außentemperatur folgt (Sommer-Winter-Fahrweise) eine Erweiterung des Wärmenetzes ermöglichen, ohne dass extern zugeheizt werden muss.

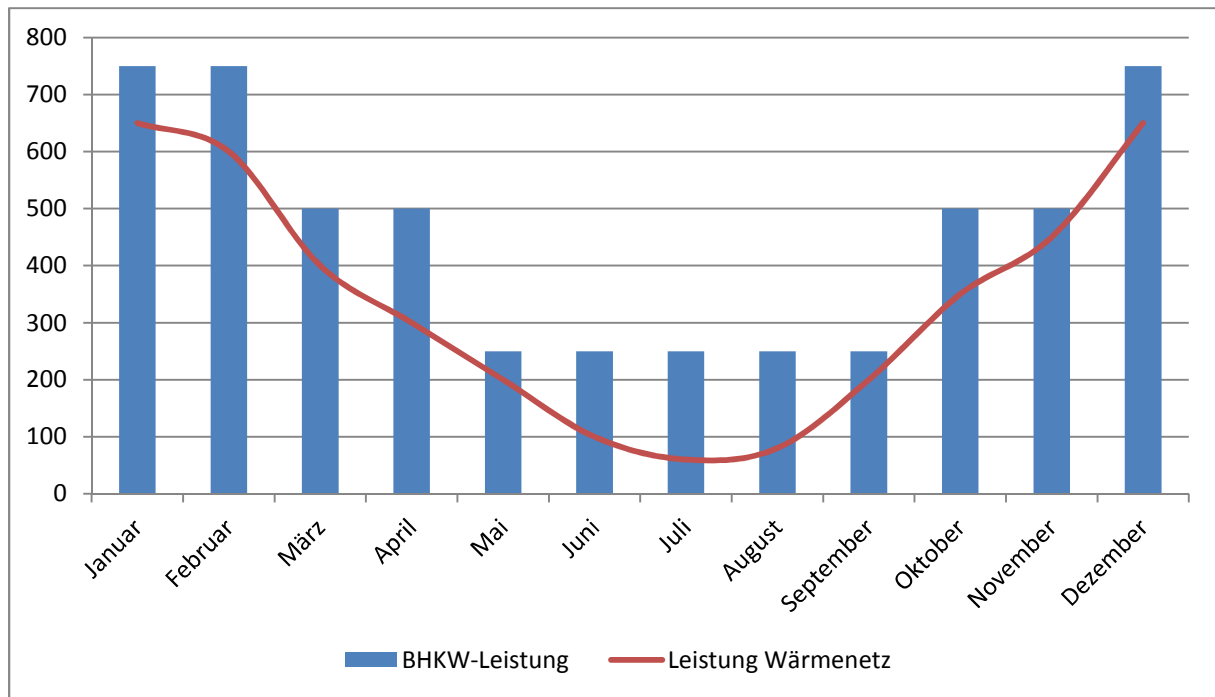


Abbildung: Saisonale Fahrweise mit monatlicher Vorgabe der BHKW-Leistung (500 kW + 250 kW Aggregate)

Auf diese Weise können bis zu 80 % der anfallenden Überschusswärme verkauft werden. Auch bei großen Wärmenetzen kann auf diese Weise der Anteil der Zusatzheizung reduziert werden, und die Nutzung der anfallenden Abwärme verbessert werden.

Bei dieser Fahrweise müssen aber verschiedene Punkte berücksichtigt werden. Dies sind Genehmigungsaufgaben z.B. die täglichen Einsatzstoffmenge oder technische Grenzen wie Raumbelastung und Gärrestlagerkapazität. Allerdings können Genehmigungen angepasst werden, und über einen Einsatz von hochenergiereichen Substraten wie z.B. Getreide oder Körnermais können Anlagen für einige Wochen auch höhere Leistungen fahren. Hier müssen die Wärmeerlöse den höheren Substratkosten gegenübergestellt werden.

Aber auch eine strompreisorientierte Fahrweise kann gut mit der Wärmelieferung an ein Nahwärmenetz vereinbart werden. Durch den mittlerweile spürbaren Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung sind die Börsenpreise in den frühen Morgen- und den Abendstunden höher als mittags und nachts. Auch der Tageslastgang eines Nahwärmenetzes weist in den Morgen- und Abendstunden Spitzen auf.

Es besteht also die Möglichkeit die BHKW-Leistung teilweise in diese Zeiten zu verschieben. Dadurch kann zum einen die Wärmeabgabe in den Spitzenzeiten erhöht werden, und zugleich werden die Stromeinnahmen durch die höheren Börsenpreise verbessert.



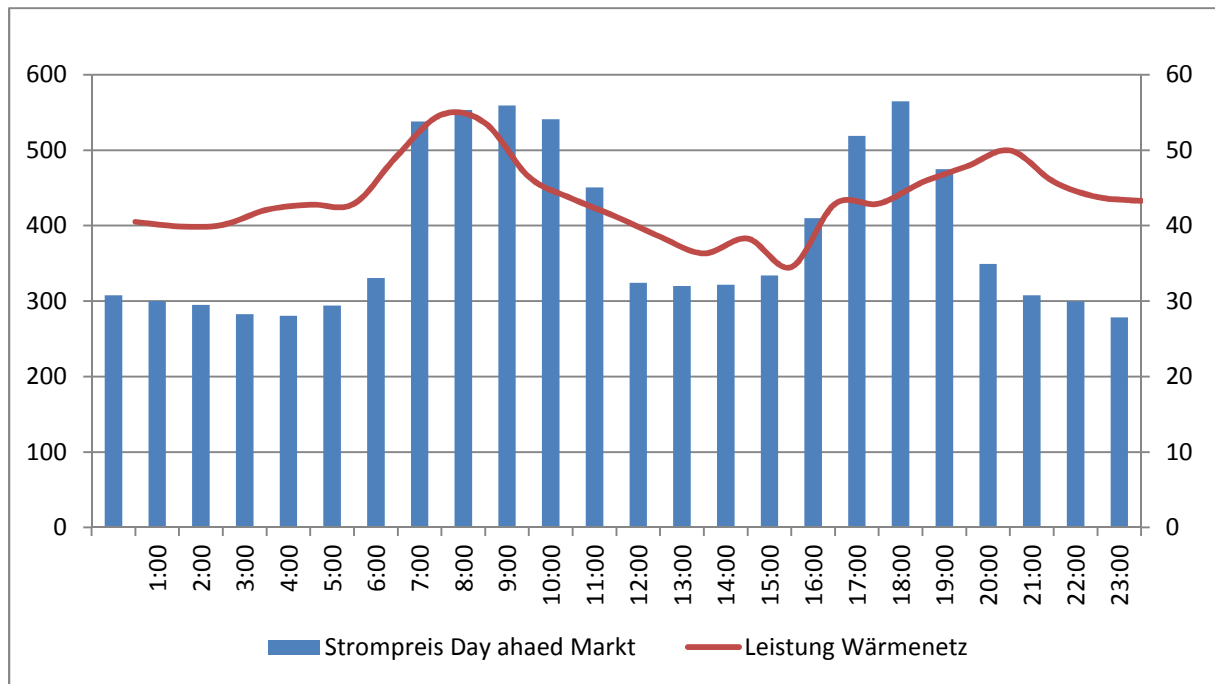


Abbildung: Tageslastgang eines Nahwärmenetzes und Börsenstrompreise an einem Werktag im Winter

Einen Sonderfall bilden Biogasanlagen, die aufgrund eines großen Wärmeabnehmers ihre Restwärme problemlos abgeben können. Hier bringt eine flexible Fahrweise für den Wärmeabsatz keine Vorteile. Allerdings können auch hier höhere Stromerlöse realisiert werden, wenn die Wärme zu Zeiten hoher Börsenstrompreise auch mit höherer Leistung abgegeben werden kann. Dies kann z.B. bei der Beheizung eines Schwimmbads der Fall sein, da hier in den Schwimmbecken große Wassermengen vorhanden sind, so dass eine zeitlich flexible Beheizung möglich ist.

Durch Regelernergievermarktung und Fahrplanfahrweise ergeben sich künftig sowohl für Flexibilisierte, als auch für kontinuierlich betriebene Biogasanlagen neue Möglichkeiten der Erlösoptimierung, die trotz Wärmelieferverpflichtung umsetzbar sind. In vielen Fällen kann durch die Flexibilisierung neben den Stromerlösen sogar die Wärmenutzung und damit auch diese Erlösschiene optimiert werden.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Michael Völklein  
 Völklein Bioenergie GmbH & Co. KG  
 Hüssingen 47  
 91747 Westheim  
 Tel.: 0176-24030285  
 michael@voelklein-bioenergie.de

## Quellen und weiterführende Informationen:

- 1) Holzhammer, Uwe Dipl.-Ing. (FH), Präsentation, Gruppenleiter bedarfsorientierte Energieproduktion, Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel
- 2) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG), Arbeitsausgabe der Clearingstelle EEG, Gesetzesfassung vom 20. Dezember 2012, in Kraft ab 28. Dezember 2012
- 3) Next-Kraftwerke GmbH, Wissen, Homepage, Stand: 2013, [www.next-kraftwerke.de/wissen](http://www.next-kraftwerke.de/wissen)
- 4) OmniCert Umweltgutachter GmbH, Thorsten Grantner und Harald Heinel, Kaiser-Heinrich-II.-Str. 7, 93077 Bad Abbach
- 5) RA Loibl, Paluka, Sobola, Loibl & Partner, Prinz-Ludwig-Str. 11, 93005 Regensburg
- 6) RA René Walter, Fachverband Biogas e. V.
- 7) <http://www.epexspot.com/de/extras/glossar>
- 8) Springer Gabler Verlag (Herausgeber), Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Merit-Order Effekt, online im Internet: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/596505843/merit-order-effekt-v3.html>
- 9) ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity, [www.entso.eu](http://www.entso.eu)
- 10) Consentec GmbH: Studie "Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt" vom 27.02.2014; [www.consentec.de](http://www.consentec.de), Studie im Auftrag der 4 deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Download unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketdesc>
- 11) [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
- 12) Graf Johannes, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft - Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur, Vortrag Landshut 08.10.2014: Mechanismen bei der Direktvermarktung von Strom aus Biogas
- 13) <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>, Stand 14.10.2014
- 14) Prof. Dr. Ockenfels, Axel et al, März 2008: Strommarktdesign: Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX; [http://documents.eex.com/document/38614/gutachten\\_eex\\_ockenfels.pdf](http://documents.eex.com/document/38614/gutachten_eex_ockenfels.pdf),%20M%C3%A4rz%202008
- 15) [http://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Veranstaltungen/EST/Stromspeicher\\_im\\_Regelenergiemarkt\\_\\_Umweltcampus\\_Birkenfeld\\_130227.pdf](http://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Veranstaltungen/EST/Stromspeicher_im_Regelenergiemarkt__Umweltcampus_Birkenfeld_130227.pdf) Stand 11.12.2014
- 16) Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf, Seite 11. [online] [http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP\\_2013\\_2\\_Entwurf\\_Teil\\_1\\_Kap\\_1\\_bis\\_9.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf)
- 17) [http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Direktvermarktung\\_Uebersicht.pdf](http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Direktvermarktung_Uebersicht.pdf)

**Foto des Titelbildes von Rainer Weng, Alerheim**

## Anhang 1: Liste einiger Vermarkter von Strom aus regenerativen Energien

### **Agrikomp** (Vermarktung über Energy2market)

Energiepark 2

91732 Merkendorf

Kontakt: Thorsten Gabel T: 089826-65959412 Mails: strom@agrikomp.de

### **Bioconstruct** (Vermarktung über NEXT Kraftwerke GmbH)

Wellingstaße 66

49328 Melle

Kontakt: Andreas Bröcker T: 05226-59320 Mail: a.broecker@bioconstruct.de

### **Biogas Weser-Ems** (Vermarktung über rhein ruhr partner Gesellschaft für Energiehandel mbH)

Zeppelinring 12-16

26169 Friesenoythe

Kontakt: Frank Steenken T: 04491-9380-00 Mail: info@biogas-weser-ems.de

### **Clean Energy Sourcing** (Vermarktung über Clean Energy Sourcing)

Katharinenstr. 6

04109 Leipzig

Kontakt: Matthias Karger T: 0341-308606452 Mail: matthias.karger@clens.eu

### **Energy2market GmbH (e2m)**

Karl-Tauchnitz-Straße 4

04107 Leipzig

Fax: +49 341 231 000 99 www.energy2market.de

### **Gela Energie GmbH** (Vermarktung über Energy2market)

Lingener Str. 20

48480 Lünne

Kontakt: Ulrike Lücke-Bauer T: 05906-96629820 Mail: luecke-bauer@gela-energie.de

### **Genossenschaft der Grünstrom-Erzeuger (GDGE) eG** (Vermarktung über Energy2market)

Blumendorf 11

23843 Bad Oldesloe

Kontakt: Dr. Jenny Roitsch T: 01801-003267 Mail: info@gdge.org

### **Genossenschaft zur Förderung der dezentralen Energieerzeugung eG (GFDE)**

(Vermarktung über Clean Energy Sourcing und Energy2market)

Heinfelder Str. 4

26169 Friesoythe

Kontakt: Arndt von der Lage T: 04405-240521 Mail: gfde@gmx.org

### **Landenergie (Maschinenring)** (Vermarktung über LEW Lechwerke Augsburg)

Ottheinrichplatz A117

86633 Neuburg/Donau

Kontakt: Katharina Öxler T: 08431-6499-1460 Mail: direktvermarktung@landenergie.de

**Nest** (Vermarktung über Nexus Energie)  
Hollich 79  
48565 Steinfurt  
Kontakt: Herr Voß T: 02551-9195540 Mail: nefigmann@n-e-st.de

**Next Kraftwerke GmbH** (Vermarktung über NEXT Kraftwerke GmbH)  
Lichtstr. 43g  
50825 Köln  
Kontakt: Herr Aengenvoort T: 0221-8200850 Mail: beratung@next-kraftwerke.de

**Nexus Energie** (Vermarktung über Nexus Energie)  
Fritz-Vomfelde-Str. 14  
40547 Düsseldorf  
Kontakt: Adam Rabbaoui und Andreas Clor T: 0211-957601-88  
Mail: direktvermarktung@nexus-energie.de

**PlanET** (Vermarktung über Next Kraftwerke GmbH)  
Girardestr. 2-38  
45131 Essen  
Kontakt: Andreas Bünker T: 0201-2449830 Mail: a.buenker@planet-biogas.com

**Regionalstrom Franken eG** (Vermarktung mit bestem Anbieter)  
Lauterbach 19  
91608 Geslau  
Kontakt: Robert Spanheimer T: 0163 2884243  
info@regionalstrom-franken.de www.regionalstrom-franken.de

**SM-Energy GmbH** (Vermarktung über Energy2market)  
Karl-Zeiss-Str. 4  
95666 Mitterteich  
Kontakt: Markus Sporrer, Christian Fritsch 49 (0) 96 33 - 400767 - 0

**Technische Anbindung für Next, Energy2market und Clean Energy Sourcing macht u.a.**

|                                 |                    |
|---------------------------------|--------------------|
| NQ-Anlagentechnik GmbH          |                    |
| Betrieb Rudelstetten            | Betrieb Wolfsbronn |
| Pflegweg 13                     | Wolfsbronn 17      |
| 86733 Alerheim-Rudelstetten     | 91802 Meinheim     |
| T: 09085-960030                 |                    |
| Fax: 09085 - 96 00 3 901        |                    |
| Mail: info@nq-anlagentechnik.de |                    |

## Anhang 2: Meldung der Fernsteuerbarkeit bis zum 01.04.2015

Link: [http://www.eeg-navigator.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/formulare/Nachweise/Fernsteuerbarkeit\\_nach\\_Paragr36EEG2014\\_\\_20140811.pdf](http://www.eeg-navigator.de/fileadmin/user_upload/downloads/formulare/Nachweise/Fernsteuerbarkeit_nach_Paragr36EEG2014__20140811.pdf)

Erklärung zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014 zur Erfüllung der Voraussetzungen für den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie (§§ 34, 35 EEG 2014).

### Anlagenbetreiber

\_\_\_\_\_  
Name, Firma

\_\_\_\_\_  
Straße, Hausnummer

\_\_\_\_\_  
PLZ

\_\_\_\_\_  
Ort

### Ansprechpartner des Anlagenbetreibers

\_\_\_\_\_  
Name, Vorname

\_\_\_\_\_  
Telefon

\_\_\_\_\_  
Fax

\_\_\_\_\_  
E-Mail

### Direktvermarktungsunternehmen oder andere Person nach § 36 EEG 2014, nachfolgend: „Dritter“

\_\_\_\_\_  
Name, Firma

\_\_\_\_\_  
Straße, Hausnummer

\_\_\_\_\_  
PLZ

\_\_\_\_\_  
Ort

### Ansprechpartner des Dritten

\_\_\_\_\_  
Name, Vorname

\_\_\_\_\_  
Telefon

\_\_\_\_\_  
Fax

\_\_\_\_\_  
E-Mail

### Anlagenidentifikation

\_\_\_\_\_  
Energieträger (z. B. Wasserkraft, Windenergie, ...)

\_\_\_\_\_  
Zählpunktbezeichnung (ZPB)

\_\_\_\_\_  
Zählernummer

\_\_\_\_\_  
Vertragskontonummer

\_\_\_\_\_  
Geschäftspartnernummer

### Anlagenschlüssel

\_\_\_\_\_

1. Der Anlagenbetreiber bestätigt, dass die vorgenannte Anlage bzw. Anlagen (bei mehreren Anlagen: Anlagen gemäß Zusatzblatt) fernsteuerbar im Sinne des § 36 EEG 2014 ist (sind).

Die technischen Einrichtungen

- a) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung und
- b) zur ferngesteuerte Reduzierbarkeit der Einspeiseleistung

wurden an der/den Anlage(n) bzw. am Netzanschlusspunkt installiert und in Betrieb genommen. Der Einbaubeleg liegt dieser Erklärung als Anlage bei.

## Erklärung zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014 zur Erfüllung der Voraussetzungen für den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie (§§ 34, 35 EEG 2014).

2. Der Anlagenbetreiber räumt o.g. Dritten hiermit die Befugnis zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung gemäß § 36 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 ein.
3. Der Anlagenbetreiber stellt für den Zeitraum, in dem er den Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie gemäß § 34 EEG 2014 geltend macht, sicher, dass die Anforderungen gemäß § 36 EEG 2014 durchgehend eingehalten werden.
4. Mit Unterzeichnung dieser Erklärung bestätigt der Anlagenbetreiber für die unter „Anlagenidentifikation“ aufgeführte Einspeise-Anlage, den Betrieb der Einrichtungen entspr. § 36 EEG 2014 so zu gestalten, dass unzulässige Auswirkungen auf die Einhaltung technischer Vorgaben des Netzbetreibers ausgeschlossen sind. Insbesondere gewährleistet der Anlagenbetreiber bei eingeräumter Möglichkeit zur Abrufung der Ist-Einspeisung nach § 36 EEG 2014 aus der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung bzw. den zugehörigen Messwandlern, dass keine unzulässige Beeinflussung der bestehenden Messkonstellation erfolgt. Die Befugnis nach Ziffer 2 schränkt gem. § 36 Abs. 3 EEG 2014 das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 nicht ein. Insbesondere erfolgt der Betrieb der technischen Einrichtungen nach § 36 EEG 2014 in der Art und Weise, dass eine Verringerung bzw. Aufhebung einer durch den Netzbetreiber veranlassten Leistungsreduzierung nach § 14 EEG 2014 bzw. § 13 EnWG durch die Fernsteuerung ausgeschlossen und die Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber nicht beeinflusst wird.
5. Sofern gesetzliche Änderungen bzw. Vorgaben der zuständigen Regulierungsbehörde, insbesondere in Bezug auf die Anforderungen an fernsteuerbare Anlagen und dem damit verbundenen Nachweisverfahren, über die hier erbrachte Erklärung hinausgehen, erbringt der Anlagenbetreiber eine erneute Erklärung. Dies gilt insbesondere dann, wenn für die Anlagen Messsysteme im Sinne von § 21 EnWG einzubauen sind.
6. Bei Anschluss weiterer Anlagen nach EEG über den o.g. Zählpunkt ist eine weitere Erklärung entsprechend der hier vorgelegten Erklärung notwendig. Gleiches gilt bei Änderung der Anschlusskonstellation, welche Auswirkungen auf die hier erbrachte Erklärung hat.
7. Sofern es zu einer Überlagerung von Maßnahmen des Netzbetreibers nach § 14 EEG 2014 mit Maßnahmen des Dritten im Sinne des § 36 EEG 2014 kam, ist bei einer möglichen Abrechnung gemäß § 15 EEG 2014 (Härtefallregelung) die durch den Dritten veranlasste Leistungsreduzierung bei der Ermittlung der Entschädigung nach § 15 EEG 2014 zu berücksichtigen und ist nicht Bestandteil einer Entschädigung durch den Netzbetreiber.

\_\_\_\_\_  
Ort, Datum

\_\_\_\_\_  
Unterschrift und Firmenstempel des Anlagenbetreibers nach EEG

\_\_\_\_\_  
Ort, Datum

\_\_\_\_\_  
Unterschrift und Firmenstempel des Dritten

### Anlagen

- Zusatzblatt (bei mehreren Anlagen)
- Einbaubeleg mit Datum über den Einbau und die Inbetriebnahme der technischen Einrichtung nach § 36 EEG 2014
- Protokoll über den Test der Kommunikationsverbindung zur Abrufung der Ist-Einspeisung und Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014 zwischen der/den Anlage(n) bzw. dem Netzanschlusspunkt und dem Dritten
- weitere Anlagen

Anhang 3: Liste Stand 15.07.2014



Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart

| Anbieter   | PRL | SRL | MRL |
|--|-----|-----|-----|
| Alpiq AG   | ●   |     |     |
| ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH                |     |     | ●   |
| Axpo AG  | ●   |     |     |
| Axpo Deutschland GmbH                              |     | ●   | ●   |
| Axpo Trading AG                                    | ●   |     |     |
| BalancePower GmbH                                  |     |     | ●   |
| BKW FMB Energie AG                                 | ●   |     |     |
| BS Energy Braunschweiger Versorgungs-AG & Co.KG    |     |     | ●   |
| Centralschweizerische Kraftwerke AG                | ●   |     |     |
| citiworks AG                                       |     |     | ●   |
| Clean Energy Sourcing GmbH                         |     | ●   | ●   |
| CURRENTA GmbH & Co. OHG                            |     |     | ●   |
| DELTA Energy B.V.                                  | ●   |     |     |
| E.ON Global Commodities SE                         | ●   | ●   | ●   |
| EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG   | ●   | ●   | ●   |
| Energieservice Westfalen Weser GmbH                |     | ●   | ●   |
| Energieversorgung Schwerin GmbH & Co. Erzeugung KG |     | ●   |     |
| Energy2market GmbH                                 | ●   | ●   | ●   |
| Entelios AG  |     | ●   |     |
| envia Mitteldeutsche Energie AG                    |     | ●   | ●   |
| Evonik Power Saar GmbH                             | ●   | ●   |     |
| GDF SUEZ Energie Deutschland                       | ●   | ●   | ●   |
| GDF SUEZ Portfolio Management B.V.                 | ●   |     |     |
| GETEC Energie AG                                   |     |     | ●   |
| Hamburg Energie GmbH                               |     |     | ●   |
| Heizkraftwerk Würzburg GmbH                        |     | ●   |     |
| Infracor GmbH                                      |     |     | ●   |
| Infraserv GmbH & Co. Höchst KG                     |     | ●   |     |
| Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG                      |     | ●   | ●   |
| Lechwerke AG                                       |     | ●   | ●   |
| Mark-E AG  |     | ●   | ●   |
| MVV Energie AG                                     |     |     | ●   |
| N-ERGIE Kraftwerke GmbH                            |     |     | ●   |
| Next Kraftwerke GmbH                               |     | ●   | ●   |
| Nordenhamer Zinkhütte GmbH                         |     | ●   |     |
| RWE Supply & Trading GmbH                          | ●   | ●   | ●   |
| RWE Vertrieb AG                                    |     |     | ●   |



Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart

| Anbieter                                   | PRL | SRL | MRL |
|--|-----|-----|-----|
| Stadtwerke Düsseldorf AG                   |     |     | ●   |
| Stadtwerke Hannover AG (enercity)          | ●   | ●   | ●   |
| Stadtwerke München GmbH                    | ●   | ●   | ●   |
| Stadtwerke Rosenheim                       |     |     | ●   |
| Stadtwerke Tübingen GmbH                   |     | ●   |     |
| Statkraft Markets GmbH                     | ●   | ●   | ●   |
| Steag GmbH                                 | ●   | ●   | ●   |
| Südvolt GmbH                               |     |     | ●   |
| swb Erzeugung GmbH & Co. KG                |     |     | ●   |
| ThyssenKrupp Steel Europe AG               |     |     | ●   |
| TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG             |     | ●   | ●   |
| Trianel GmbH                               |     | ●   | ●   |
| Trimet Aluminium SE                        | ●   |     |     |
| Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V. | ●   |     |     |
| Vattenfall Europe Generation AG            | ●   | ●   | ●   |
| VSE AG                                     |     |     | ●   |
| VW Kraftwerk GmbH                          |     |     | ●   |

Präqualifizierte Anbieter sind alle Anbieter, die einen gültigen Rahmenvertrag zur Regelleistungserbringung mit mindestens einem Anschluss-ÜNB abgeschlossen haben und gleichzeitig präqualifizierte Leistungen von mindestens der Mindestangebotsgröße aufzuweisen haben.



## Fachzentrum 3.11 – Diversifizierung und Strukturentwicklung



### **Erhard Würth**

Leiter des Fachzentrums  
„Diversifizierung und Strukturentwicklung“  
Ansprechpartner für Fragen zum  
Thema erneuerbare Energien,  
u.a.



### **Brigitte Lösch**

Stellvertretende Leiterin des  
Fachzentrums „Diversifizierung  
und Strukturentwicklung“  
Sachbearbeiterin für den Voll-  
zug von Förderprogrammen  
Tel. 09081 2106-34



### **Hannes Geitner**

Fachberater für Landtechnik  
und erneuerbare Energien  
Ansprechpartner für Fragen  
zum Thema erneuerbare  
Energien  
Tel. 09081 2106-31



### **Bianca Heidecker**

Dipl.-Ing. (FH)  
**„LandSchaftEnergie – Ener-  
giewende im ländlichen  
Raum“**  
Tel. 09081 2106-39



### **Annerose Stelzenmüller**

**„LandSchaftEnergie – Ener-  
giewende im ländlichen  
Raum“**  
Tel. 09081 2106-32



### **Matthias Lechner**

M. Eng.  
**„LandSchaftEnergie – Ener-  
giewende im ländlichen  
Raum“**  
Tel. 09081 2106-20



### **Annette Dannath**

Projektmitarbeiterin LEADER  
Tel. 09081 2106-38



### **Christine Brückner**

Projektmitarbeiterin LEADER  
Tel. 09081 2106-38



**Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten  
Nördlingen**

**Oskar-Mayer-Str. 51**

**86720 Nördlingen**

**T: 09081 - 2106-0**

**F: 09081 - 2106-55**

**[www.aelf-nd.bayern.de](http://www.aelf-nd.bayern.de)**