

## Direktvermarktung II Regelleistung



**Nr. V – 18/2014**

---

Zusammengestellt für die Arbeitsgruppe V (Ökonomie) im „Biogas Forum Bayern“ von:



**Ulrich Keymer,**

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur



**Kerstin Ikenmeyer**

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung

---

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Bereitstellung von Regelleistung</b> .....	<b>3</b>
2.1	Was ist Regelleistung?.....	3
2.2	Negative Regelleistung .....	5
2.2.1	Technischen Anforderungen.....	5
2.2.2	Anforderungen an den Anlagenbetreiber.....	6
2.2.3	Erlöspotentiale .....	6
2.2.4	Bedeutung des Arbeitspreises .....	8
2.3	Positive Regelleistung .....	9
<b>3</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>11</b>

# 1 Einleitung

Die Direktvermarktung im Rahmen des EEG bietet Biogasanlagenbetreibern unterschiedliche Möglichkeiten, am Markt teilzunehmen. Mit vier Veröffentlichungen versucht das Biogas Forum Bayern das Thema praxisgerecht aufzuarbeiten. Die Beiträge wurden mit großer Sorgfalt erstellt. **Trotzdem können die Autoren für eventuell fehlerhafte Darstellungen keine Haftung übernehmen.**

Im Biogas Forum Bayern finden Sie zum Thema Direktvermarktung folgende Veröffentlichungen:

„[Direktvermarktung – Übersicht](#)“ gibt einen Überblick über die ersten und grundsätzlichen Fragen zum Thema Direktvermarktung.

„[Direktvermarktung I – Teilnahme am Marktprämienmodell](#)“ beschreibt die Rahmenbedingungen der Direktvermarktung und die Umsetzung des Marktprämienmodells in der Praxis. Er zeigt Erlösmöglichkeiten im Marktprämienmodell auf und gibt Hinweise zur Vertragsgestaltung.

„[Direktvermarktung II – Regelleistung](#)“ beschreibt die zusätzlichen Anforderungen und Erlösmöglichkeiten, die sich aus der Bereitstellung von Regelleistung ergeben.

„[Direktvermarktung III – Bedarfsgerechte Stromerzeugung](#)“ geht auf die technischen Anforderungen der bedarfsgerechten Stromerzeugung ein, zeigt exemplarisch den Investitionsbedarf und die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung im Rahmen der Direktvermarktung nach dem EEG 2012 auf.

Die Veröffentlichungen I-III bauen aufeinander auf. Grundsätzlich müssen immer die Vorgaben des EEG – siehe Beitrag „Direktvermarktung – Teilnahme am Marktprämienmodell“ eingehalten werden. Der Einsteiger kann mit der Teilnahme an der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell Erfahrungen sammeln. Das Risiko, aber auch die Aussichten auf Mehrerlöse sind begrenzt. Wer es sich dann zutraut, kann mit dem Anbieten von Regelleistung seine Erlöschancen erhöhen, muss aber in Kauf nehmen, sich strengen Regeln zu unterwerfen. Wer alle Chancen des Marktes nutzen möchte, muss erhebliche Investitionen stemmen und flexibel Strom erzeugen, kann aber auch deutlich höhere Erlöse erzielen.

Zusätzlich weisen wir auf die Veröffentlichung [„Technische Anforderungen an den flexiblen Betrieb von Biogasanlagen“](#) hin.

Tab 1: Erlöschancen am Strommarkt

Vergütungsmöglichkeiten			Erlöse aus bedarfsgerechter Stromvermarktung
			Erlöse aus Vermarktung von Regelleistung
			Erlöse aus Vermarktung von Regelleistung
		Managementprämie	Managementprämie
		Managementprämie	Managementprämie
Feste EEG-Vergütung	Marktprämie	Marktprämie	Marktprämie
	Monatsmittelwert Börse	Monatsmittelwert Börse	Monatsmittelwert Börse
<b>EEG VERGÜTUNG</b>	<b>MARKTPRÄMIE</b>	<b>REGELENERGIE</b>	<b>FLEXIBLE ENERGIEERZEUGUNG</b>

## 2 Bereitstellung von Regelleistung

### 2.1 Was ist Regelleistung?

Da das Stromnetz keinen Strom speichern kann, müssen sich Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie stets die Waage halten. Die Teilnehmer am Strommarkt (z. B. Energieversorger oder Stromhändler) müssen deshalb viertelstundengenaue Prognosen, auch „Fahrpläne“ oder „Profile“ genannt, für den Folgetag erstellen, aus denen hervorgeht, wie viel Strom sie am Folgetag ins Netz einspeisen bzw. aus dem Netz entnehmen werden. In der Realität wird sowohl die Stromerzeugung als auch die Stromnachfrage mehr oder weniger von den prognostizierten Werten abweichen. Würde hier nicht korrigierend eingegriffen, würde sich die Netzfrequenz verändern und das Stromnetz letztendlich zusammenbrechen. Viele der durch „Prognosefehler“ verursachten Über- bzw. Unterspeisungen können innerhalb einer Regelzone aufgefangen werden. Ist das nicht möglich, kommt als letzter Schutzwall des Netzes Regelleistung zum Einsatz. Für diesen Ausgleich unvorhergesehener Leistungsungleichgewichte sind in Deutschland die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. In Abhängigkeit von der jeweiligen Netzsituation benötigen die ÜNB entweder positive oder negative Regelleistung, um die Frequenz im Stromnetz stabil zu halten.

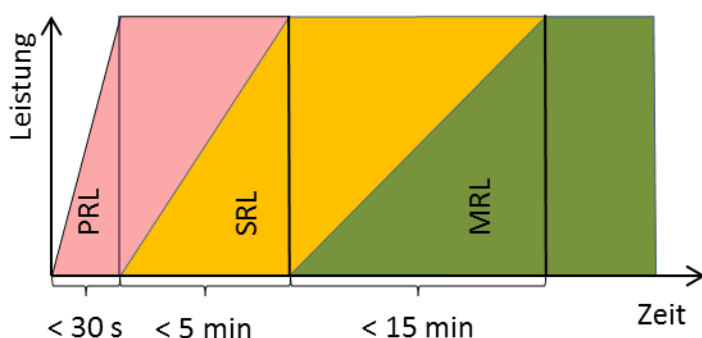


Abb. 1: Aktivierungsgeschwindigkeit verschiedener Arten von Regelleistung

Je nach Aktivierungsgeschwindigkeit (Rampendauer) sind Primärregel- (PRL), Sekundärregel- (SRL) sowie die Minutenreserveleistung (MRL) zu unterscheiden. Die ÜNB beschaffen die erforderliche Regelleistung über Ausschreibungen auf ihrer gemeinsamen Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net). Die Ausschreibung positiver und negativer Regelleistung erfolgt getrennt voneinander. Mit der Abgabe eines Angebots verpflichtet sich der Anbieter,

im Bedarfsfall kurzfristig entweder zusätzliche Leistung bereitzustellen (positive Regelleistung) oder seine Einspeiseleistung zu vermindern bzw. Energie aus dem Netz zu entnehmen (negative Regelleistung).

Ein Regelleistungs-Marktgebot besteht aus der angebotenen Leistung (z. B. 10 MW) sowie dem geforderten Leistungspreis (z.B. 25 €/MW) und dem Arbeitspreis (z.B. 280 €/MWh). Die Angebote mit den günstigsten Leistungspreisen erhalten den Zuschlag. Der ÜNB bezahlt für das Recht, die angebotene Regelleistung im Bedarfsfall nutzen zu dürfen, den im Angebot geforderten Leistungspreis. Täglich wird beispielsweise ein mittlerer Leistungsbedarf von rund 2.700 MW negativer MRL ausgeschrieben. Im Normalfall wird aber nur ein Teil dieser Leistung tatsächlich abgerufen (z. B. 800 MW). Als Erste kommen die bezuschlagten Angebote mit den niedrigsten Arbeitspreisen zum Zug. Der Anbieter erhält dann für die Dauer des Abrufs (z.B. 0,5 h) für seine angebotene Leistung zusätzlich den geforderten Arbeitspreis ( $10\text{ MW} \cdot 0,5\text{ h} \cdot 280\text{ €/MWh} = 1.400\text{ €}$ ). Bei negativer Regelleistung bezahlt der ÜNB den Arbeitspreis für nicht produzierten Strom. **Biogasanlagen erhalten aber für die Aufrufdauer keine Marktprämie.**

Stromhändler, die sich an den Ausschreibungen beteiligen wollen, müssen sich präqualifiziert haben. Ein Auszug der präqualifizierten Anbieter ist der Tab. 2 zu entnehmen. Die je-

weils aktuelle Liste aller präqualifizierten Anbieter steht auf der gemeinsamen Internetplattform der ÜNB unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/provider>

Tab. 2: Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart (Auszug Stand Juni 2013)

Anbieter	PRL	SRL	MRL
Clean Energy Sourcing GmbH			X
E.ON Global Commodities SE	X	X	X
EnBW Kraftwerke AG	X	X	X
Energy2market GmbH		X	X
Heizkraftwerk Würzburg GmbH		X	
Lechwerke AG		X	X
MVV Energie AG			X
N-ERGIE Kraftwerke GmbH			X
NeXt Kraftwerke GmbH		X	X
Stadtwerke München GmbH	X	X	X
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG			X
TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG		X	X

Danach haben bisher nur wenige Anbieter, die mit Biogasanlagenbetreibern oder Biogasanlagenpools zusammenarbeiten, die SRL-Präqualifikationskriterien erfüllt. PRL dürfte für Biogasanlagen wegen der kurzen Aktivierungszeit (< 30 s), der häufigen Aufrufe und der sehr anspruchsvollen Präqualifikation bis auf weiteres keine Option sein. Was Biogasanlagen relativ problemlos können, ist: Negative SRL oder MRL bereitstellen. Stehen ungenutzte oder nur sporadisch genutzte BHKW-Kapazitäten zur Verfügung, wäre es theoretisch auch möglich, zusätzlich positive SRL oder MRL anzubieten. Die wesentlichen Merkmale der SRL und MRL sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Tab. 3: Wesentliche Merkmale der SRL und MRL

	Positive und negative SRL	Positive und negative MRL
Rampendauer	< 5 min	< 15 min
Regelleistungs-Marktgebot bestehend aus		
Mindestangebotsgröße	<b>5 MW</b>	
Separate Angebote für	<b>Hauptzeit (HT)</b> Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr <b>Nebenzeit (NT)</b> 0:00 bis 8:00 und 20:00 bis 24:00 Uhr Sowie an Sa./So. und bundesweiten Feiertagen von 0:00 bis 24:00 Uhr	<b>Zeitscheiben pro Tag von</b> 1.) 0:00 bis 4:00 Uhr 2.) 4:01 bis 8:00 Uhr 3.) 8:01 bis 12:00 Uhr 4.) 12:01 bis 16:00 Uhr 5.) 16:01 bis 20:00 Uhr 6.) 20:01 bis 24:00 Uhr
Ausschreibungszeitpunkt	In der Regel mittwochs für die Folgewoche	Werktäglich für den Folgetag (Sa., So., Feiertage am Werktag zuvor)
Erbringungszeitraum	Woche	Tag
Vergütung	Leistungs-/Arbeitspreis	Leistungs-/Arbeitspreis
Anforderung an Vermarkter und Anlagen	SRL-Präqualifikation	MRL-Präqualifikation
Aufrufe neg. Regelleistung	2-5 pro Tag (Schätzung)	2-3 pro Monat (Schätzung)
Dauer der Aufrufe ca.	5 bis 15 min	15 bis 240 min

## 2.2 Negative Regelleistung

Die zusätzlichen Anforderungen an die Biogasanlage sind nicht allzu hoch.

### 2.2.1 Technischen Anforderungen

Die BHKW müssen nachweislich in der Lage sein, ihre Leistung innerhalb der geforderten Rampendauer um die angebotene Regelleistung zu reduzieren, die reduzierte Leistung über die Aufrufdauer zu halten und danach innerhalb des geforderten Zeitraums wieder auf die Ausgangsleistung hochzufahren (vgl. Abb. 2).

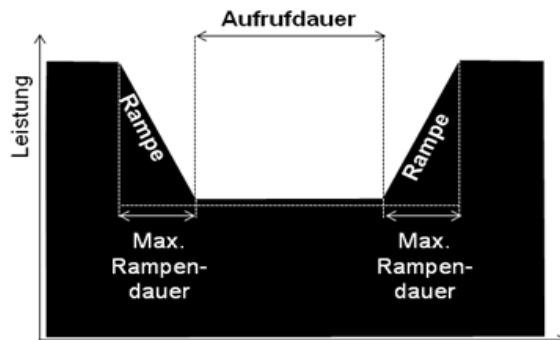


Abb. 2: Ablaufschema eines Aufrufs

Im Rahmen einer Präqualifikation sind deshalb vorgegebene Lastprofile abzufahren und die elektrische Leistung minutengenau (MRL-Präqualifikation) bzw. sekundengenau (SRL-Präqualifikation) zu dokumentieren. (vgl. Abb. 1).

Moderne BHKW mit Gas-Otto-Motoren haben in der Regel keine Schwierigkeiten, aus dem laufenden Betrieb heraus ihre Leistung innerhalb der geforderten Zeit in beide Richtungen zu verändern. Probleme können beim Start eines Aggregates auftreten. Bei geringeren Methangehalten im Biogas um 50 % reicht der für einen Startvorgang nötige Energiegehalt im Gasgemisch nicht immer aus; die Folge sind mehrfache Startversuche. Ein fetteres Gemisch in der Startphase kann das Problem beseitigen. Gegebenenfalls sollte diese Anpassung in Absprache mit dem BHKW-Hersteller erfolgen. Zündstrahl-BHKW haben in der Regel keine Probleme mit dem Startvorgang und einen deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad bei vergleichbarer Leistung. Allerdings muss im Start-/Stopp-Betrieb ein höherer Verbrauch von Zündöl einkalkuliert werden. Der Zündstrahlmotor läuft zu Beginn der Anfahrphase im reinen Zündölbetrieb. „Anschließend dauert es einige Minuten, bis der Zündölanteil auf den Regelwert eingestellt ist. Auch beim Ausschalten läuft das BHKW noch kurzfristig mit reinem Zündöl nach“ [1]. Belastbare Daten zum Mehrverbrauch liegen derzeit noch nicht vor.

Der Start-Stopp-Betrieb eignet sich wegen der geringen Aufrufhäufigkeit und der längeren Aufrufphasen eher für negative MRL. Wer negative SRL anbieten möchte, wird auf Grund der relativ kurzen Aufrufzeiten eher zum Teillastbetrieb tendieren. Ein kurzzeitiger Betrieb mit ca. 50 % Last ist in der Regel aus technischer Sicht machbar bzw. unkritisch. Trotzdem, negative Auswirkungen werden sich nicht ganz vermeiden lassen. Zwar steigt im Teillastbetrieb der thermische Wirkungsgrad geringfügig an, der elektrische Wirkungsgrad fällt jedoch im Teillastbetrieb deutlich ab. Einzelmessungen lassen vermuten, dass der elektrische Wirkungsgrad bei 50 % Last um mehr als drei Prozentpunkte absinkt [1]. Hinzu kommt ein deutlicher Anstieg der motorischen Emissionen.

Das Gaslager ist der neuralgische Punkt bei der Bereitstellung negativer SRL oder MRL ist. Ob das Gasspeichervolumen auch im Falle der Abregelung bzw. Abschaltung des BHKW ausreicht, das in dieser Zeit erzeugte Gas zwischen zu speichern, hängt wesentlich von der Vermarktungsstrategie ab. Vereinbart der Anlagenbetreiber mit dem Vermarkter, dass er für die angebotene Leistung einen hohen Arbeitspreis fordern soll, ist die „Gefahr“ häufiger Aufrufe relativ gering (vgl. Tab.4). Dementsprechend sollte das vorhandene Gasspeichervolumen in vielen Fällen ausreichen, die Aufrufdauer der Regelleistung zu überbrücken.

**Eine elektronische Schnittstelle**, die mit der Anlagensteuerung kommunizieren kann und es dem Vermarkter ermöglicht, das BHKW fernzusteuern, ist eine unabdingbare Voraussetzung. Bei der Einrichtung der Schnittstelle – Firmenbezeichnung sind zum Beispiel „e-Port“, „Next-Box“ oder „Regelpool-Steuerungsbox“ – ist es ratsam den BHKW-Hersteller einzubeziehen, um technische Probleme im Anlagenmanagement bzw. in der Kommunikation mit dem Stromhändler zu vermeiden. Die Anschaffungskosten der Schnittstelle einschließlich Installation liegen in einer Größenordnung von rund 2.500 € bis 5.000 €. Niedrige Anschaffungskosten bleiben meist Anlagenpools vorbehalten, die eine für den Stromvermarkter attraktive Leistung – möglichst im zweistelligen Megawattbereich – anbieten können.

**Anlagen mit guten Wärmekonzepten** sollten prüfen, ob während der Heizperiode die Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich und sinnvoll ist. Vor allem negative MRL kann über einen längeren Zeitraum abgerufen werden. Auch bei verringerter Motorleistung oder Motorstillstand sind Wärmelieferverpflichtungen einzuhalten und die Fermenter mit ausreichend Prozesswärme zu versorgen. Es ist zu empfehlen, zusammen mit dem Stromvermarkter „passgenaue“ Strategien zu entwickeln.

## 2.2.2 Anforderungen an den Anlagenbetreiber

Die Anforderungen an den Anlagenbetreiber sind nicht zu unterschätzen. Zum einen muss er sich damit abfinden, einem Dritten zumindest zeitweise den direkte Zugriff und die Steuerung seiner Anlage (BHKW) zu überlassen. Zum anderen verlangt die Teilnahme am Regelenergiemarkt unbedingte Meldedisziplin und Fahrplantreue. Meldedisziplin meint, dass dem Vermarkter Instandhaltungsmaßnahmen oder geplante Stillstandzeiten mit dem vereinbarten zeitlichen Vorlauf mitzuteilen sind. Störungen bzw. ungeplante Ausfälle sind unverzüglich nach Bekanntwerden zu melden, wie auch die neuerliche Betriebsbereitschaft nach Beseitigung der Fehlerursache. Kann die Anlage den Fahrplan nicht einhalten – die angebotene Leistungsreduktion kann im vereinbarten Zeitraum nicht oder nicht vollständig erbracht werden –, drohen empfindliche Strafzahlungen.

## 2.2.3 Erlöspotentiale

Die Erlöspotentiale, die sich aus der Teilnahme am Regelleistungsmarkt ergeben, sind interessant. In Tab. 4 sind die durchschnittlichen Leistungspreise für MRL auf Basis der Ausschreibungsergebnisse für die sechs Zeitscheiben pro Tag zusammengestellt. Anhand der vereinfachten Darstellung lassen sich sehr schnell die Erlöspotentiale aufzeigen, die sich aus dem Angebot von MRL ergeben.

Tab. 4: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für negative MRL

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Ø L-Preis	Ct/kW*d <sup>-1</sup>	6,86	5,87	2,12	4,81	13,74	7,36	10,30	8,78	8,83	7,18	6,08	5,63
Ø A-Preis	Ct/kWh	20,50	19,39	25,17	24,65	21,30	22,80	22,53	29,05	35,24	31,46	27,51	35,13
		2013											
Ø L-Preis	Ct/kW*d <sup>-1</sup>	5,07	3,18	3,63	4,87	14,90	12,37	22,99	20,60	7,59	18,35	14,62	34,98
Ø A-Preis	Ct/kWh	25,01	16,57	22,55	22,66	25,10	23,61	26,20	29,21	30,68	45,14	35,76	55,54
Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“													

Angenommen, der Betreiber einer 500 kW<sub>el</sub>-Anlage, die 4 Mio. kWh Strom einspeist, entschließt sich 500 kW MRL (Start-Stopp-Betrieb) anzubieten. Er hat ein gutes Wärmekonzept für seine Anlage und befürchtet, in der Heizperiode seine Lieferverpflichtung eventuell nicht



einhalten zu können, deshalb möchte er nur in den Monaten Mai bis Oktober am Regelenergiemarkt teilnehmen. Um ausreichend Zeit für Wartungsarbeiten zu haben und sich nicht zum Sklaven seiner Anlage zu machen, will er in den jeweiligen Monaten nur an 26 Tagen rund um die Uhr MRL anbieten. Anhand der Leistungspreise aus dem Jahr 2012 lässt sich ermitteln, dass bei dieser Fahrweise, die selbstverständlich mit dem Vermarkter abgestimmt sein muss, Zusatzerlöse in Höhe von rund 7.300 € zu erwarten sind. Die Erlöse gehören aber nicht vollständig dem Erzeuger. Der Vermarkter beansprucht seinen vertraglich festgelegten Anteil am Leistungspreis für seine Dienstleistungen. Bekommt er beispielsweise einen Anteil von 35 %, bleiben dem Anlagenbetreiber rund 4.700 €. Hinzu kommen die Erlöse aus der Teilnahme an der Direktvermarktung.

Insgesamt stellt der Anlagenbetreiber folgende Rechnung auf:

Erlöse aus der Managementprämie	$4.000.000 \text{ kWh}_{\text{el}} * 0,25 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}} =$	10.000 €
<b>Summe</b>		<b>10.000 €</b>
Anteil Vermarkter	45 % der Erlöse	-4.500 €
Erlöse MRL von Mai bis Oktober	$26 \text{ [d]} * 56,19 \text{ [Ct/kW}_{\text{el}} * \text{d}^{-1}] * 500 \text{ [kW}_{\text{el}}]$	7.304 €
Anteil Vermarkter	35 % der Erlöse aus MRL	-2.557 €
<b>Summe Mehrerlöse</b>		<b>10.247 €</b>

Demgegenüber stehen Zusatzkosten: Reicht der Gasspeicher und ist das BHKW für den Start-Stopp-Betrieb geeignet, fallen schätzungsweise rund 10.000 € Investitionskosten an.

Juristische Dienstleistungen bei Vertragsverhandlungen	1.500 €
Elektronische Schnittstelle einschließlich Montage	4.000 €
Sonstige Anschaffungskosten	4.500 €
<b>Summe Anschaffungskosten</b>	<b>10.000 €</b>

Die Jahreskosten belaufen sich auf ca. 5.300 €, falls die Geschäftsbeziehung mit einem Stromvermarkter nur zwei Jahre hält (AfA 50 % v. A.; Zinsansatz 6 % v. A/2). Ob die gesamte Investition nach zwei Jahren bei einem Wechsel des Vermarktlers verloren ist, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen. Trotz dieser eher vorsichtigen Annahmen bleiben unter dem Strich rund 7.100 € übrig. Bereits nach weniger als einem Jahr haben sich die Investitionen amortisiert.



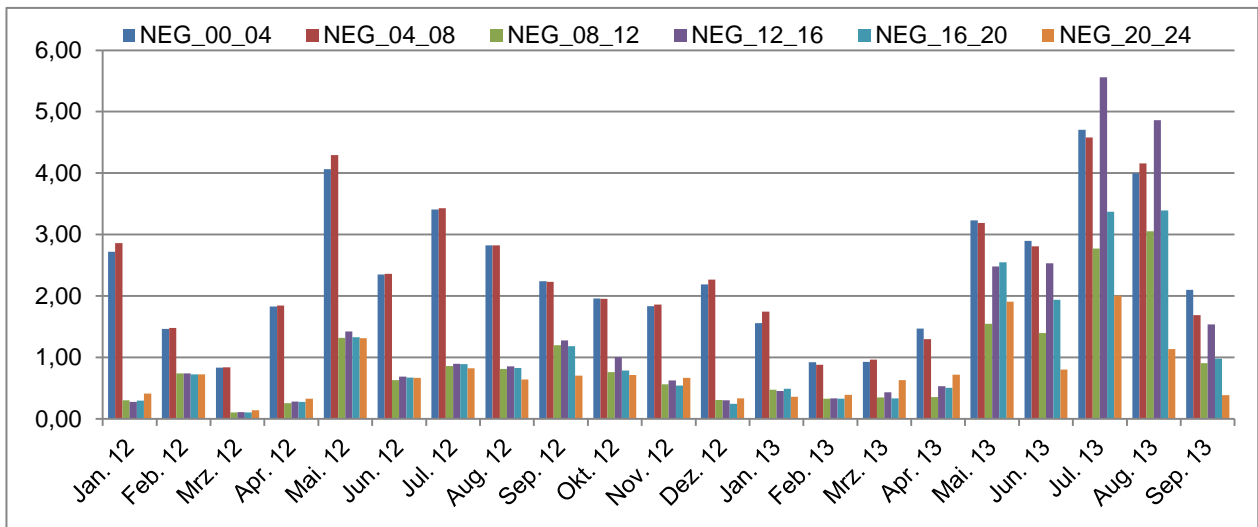


Abb. 3: Durchschnittliche Leistungspreise negativer MRL in den einzelnen Zeitscheiben

Natürlich vereinfacht die Tab. 4 die Zusammenhänge, mit dem Ziel die Erlöspotentiale einfach darzustellen. In der Realität sind die Leistungspreise in den einzelnen Zeitscheiben sehr unterschiedlich, wie Abb. 3 zeigt.

Meist sind die Leistungspreise in den Zeitscheiben besonders ausgeprägt, in denen sich am Spotmarkt nur unterdurchschnittliche Stromerlöse erzielen lassen. Der Marktkenntnis und der Erfahrung des Vermarkters kommt deshalb eine besondere Bedeutung zu. Grundsätzlich ist jeder Anlagenbetreiber frei in seiner Entscheidung, die für seine Verhältnisse optimalen Angebotszeiten im Einvernehmen mit seinem Vermarkter zu wählen.

**Negative Sekundärregelung** anzubieten, stellt für Biogasanlagen eine weitere Option dar, die sich aber nicht grundsätzlich von der MRL unterscheidet. Zusätzliche Kosten fallen in der Regel nicht an. Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Arten der Regelleistung ist jederzeit in Abstimmung mit dem Vermarkter möglich.

## 2.2.4 Bedeutung des Arbeitspreises

Wird die negative Regelleistung abgerufen, muss die Anlagenleistung je nach Vereinbarung entweder reduziert oder ganz herunterfahren werden. Die Anlage erhält dann keine EEG-Vergütung für nicht erzeugten Strom.

**Im ungünstigsten Fall** - der aus ökologischen Gründen jedoch grundsätzlich vermieden werden sollte - hat eine Anlage nicht einmal die Möglichkeit, das in der Zeit des Aufrufs erzeugte Biogas zwischen zu speichern und muss es über die Gasfackel entsorgen. Dem Betreiber fehlen dann auf der einen Seite die Erlöse aus der Marktprämie und dem Marktwert. Auf der anderen Seite hat er aber die vollen Aufwendungen für die Erzeugung des Biogases. Das heißt: Der Arbeitspreis sollte mindestens die Marktprämie und den Marktwert in vollem Umfang ausgleichen (vgl. Tab. 4). Geht man davon aus, dass die Vergütung für Bestandsanlagen mit einem Anspruch auf mehrere Boni und guter Wärmenutzung in einer Größenordnung von 20 bis 25 Ct/kWhel liegt, dann hätten in der Vergangenheit die durchschnittlichen Arbeitspreise für MRL in etwa ausgereicht, Erlösausfälle zu kompensieren.

Tab. 5: Mindestarbeitspreis zur Kompensation des Ausfalls der EEG-Vergütung (Vereinfachte Modellrechnung)

Bezeichnung	Einheit	Normalbetrieb	Beseitigung nicht benötigter Gas-mengen		Anpassung der Gaserzeugung	
			Teillast	Ein/Aus	Teillast	Ein/Aus
Nennleistung	%	100	50	0	50	0
Erzeugungsleistung	kW <sub>el</sub>	500	250	0	250	0
Aufrufdauer	min	15 min				
Stromerzeugung	kWh <sub>el</sub>	125,00	62,50	0,00	62,50	0,00
Nutzungsgrad el.	%	38 %	33%	0%	<b>33%</b>	<b>0%</b>
Bruttoenergiebedarf	kWh <sub>bto</sub>	328,95	189,39	0,00	189,39	0,00
Substratbedarf	t FM	0,32	0,32	0,32	0,19	0,00
Substratkosten	€	12,98	12,98	12,98	7,47	0,00
Vergütungssatz EEG	Ct/kWh <sub>el</sub>	22,00				
Managementprämie 2014	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,25				
Vergütung	€	27,81	13,91	0,00	13,91	0,00
Substratkostenfreier Erlös	€	14,84	0,93	<b>-12,98</b>	6,44	0,00
Mindererlös	€	---	13,91	27,81	8,40	14,84
<b>Mindestarbeitspreis</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>		<b>22,25</b>	<b>22,25</b>	<b>13,44</b>	<b>11,87</b>
<b>Annahmen:</b>	Substratkosten frei Eintrag: 40 €/t FM      Methangehalt: 52 % Ø Gasausbeute: 195 Nm <sup>3</sup> /t FM      H <sub>i</sub> : 10 kWh/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>					

**Häufiger wird es möglich sein**, das in der Zeit des Aufrufs erzeugte Biogas zwischen zu speichern und die Gasproduktion auf längere Sicht dem etwas geringeren Verbrauch anzupassen; d. h. kein Gas wird abgefackelt und die Stromerzeugung wird nicht zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt. Der zum Ausgleich der EEG-Vergütung notwendige Arbeitspreis sinkt deutlich (vgl. Tab. 5). Er ist im Teillastbetrieb auf Grund des geringeren Nutzungsgrades des BHKW und des dadurch verursachten höheren spezifischen Substratverbrauchs etwas höher als im Ein-/Ausbetrieb.

**Im Normalfall** sollte der Gasspeicher ausreichen, das erzeugte Biogas aufzunehmen und die Verstromung zu einem späteren Zeitpunkt nachzuholen. Dies kann man zumindest bei den kurzen Aufrufzeiten für SRL unterstellen. Über den Arbeitspreis müssen dann lediglich die höheren Substratkosten im Teillastbetrieb ausgeglichen werden. In der Beispielsberechnung sind die spezifischen Substratkosten pro Kilowattstunde auf Grund des deutlich schlechteren Nutzungsgrades im Teillastbetrieb (7,47 €/62,5 kWh<sub>el</sub> = 11,95 Ct/kWh<sub>el</sub>) um 1,57 Ct/kWh<sub>el</sub> höher als im Normalbetrieb (12,98 €/ 125 kWh<sub>el</sub> = 10,38 Ct/kWh<sub>el</sub>).

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Arbeitspreise den entgangenen Nutzen in der Regel abdecken. **Das Abfackeln von Biogas ist wenig lukrativ und aus ökologischen Gründen strikt abzulehnen.**

### 2.3 Positive Regelleistung

Während bei der negativen Regelleistung meist die defensive Strategie – „Mitmachen, aber mit hohen Arbeitspreisen möglichst wenige Aufrufe provozieren“ – zur Anwendung kommt, dreht sich das bei positiver Regelleistung um. Die Leistungspreise bieten bisher keinen ausreichenden Anreiz, wie Tabelle 5 exemplarisch zeigt. Nur über den Arbeitspreis lassen sich nennenswerte Erlöse erwirtschaften. Die Bereitstellung von positiver Regelleistung spielt bisher für landwirtschaftliche Biogasanlagen keine praxisrelevante Rolle. Erst im Zusam-

menhang mit der flexiblen Stromerzeugung, könnte sie an Bedeutung gewinnen, wenn nur sporadisch genutzte BHKW-Kapazitäten und große Gasspeicher zur Verfügung stehen. Meist sind erhebliche technische Anpassungen erforderlich, die sich nur im Zusammenhang mit der Flexibilisierung rechnen (siehe Fachinformation „[Direktvermarktung III – Bedarfsorientierte Stromerzeugung](#)“)

Tab. 6: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für positive MRL

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Ø L-Preis	Ct/kW*d <sup>-1</sup>	0,00	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	3,26	1,34	7,46	2,13	2,11
Ø A-Preis	Ct/kWh	23,34	34,17	16,59	14,42	12,48	16,85	24,83	39,93	38,17	43,74	44,12	40,15
		2013											
Ø L-Preis	Ct/kW*d <sup>-1</sup>	0,50	0,44	0,22	1,32	4,30	2,27	3,62	5,18	4,14	2,01	1,04	2,11
Ø A-Preis	Ct/kWh	28,57	32,89	32,60	33,91	48,34	48,52	51,86	52,95	55,66	51,34	43,00	46,83
Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“													

### 3 Literatur

- [1] Aschmann, V., Effenberger, M.; *Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelleistung mit Biogas*, KTBL-Schrift 501, Seite 235 bis 244, Darmstadt 2013
- [2] Keymer, U.; *Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung*, LfL-Information, 2013

## 4 Anhang

### Anbieterliste präqualifizierte Anbieter (Stand 07.01.2014)



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	●	●	●
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			●
Stadtwerke Düsseldorf AG			●



## Präqualifizierte Anbieter je Regellenergieart

Anbieter	PRL	SRL	MRL
Stadtwerke Hannover AG (enercity)	●	●	●
Stadtwerke München GmbH		●	●
Stadtwerke Rosenheim			●
Statkraft Markets GmbH	●	●	●
Steag 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.

Das „Biogas Forum Bayern“ ist eine Informationsplattform zum Wissenstransfer für die landwirtschaftliche Biogasproduktion in Bayern.

## Arbeitsgruppe V (Betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung)

hier erarbeiten Experten Publikationen zu folgenden Themen:

- Gesetzliche und politische Rahmenbedingungen
- Betriebswirtschaft
- Volkswirtschaft
- Organisation und Management
- Finanzierung

## Mitglieder der Arbeitsgruppe

- **Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Rosenheim**
- **Bayerischer Bauernverband**
- **Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie**
- **Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.)**
- **Fachverband Biogas e.V.**
- **Landesanstalt für Landwirtschaft**  
Institut für Landtechnik und Tierhaltung  
Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur
- **OmniCert GmbH**
- **Technische Universität München**

## Zitiervorlage

Keymer, U. und Ikenmeyer K. (2014): Direktvermarktung II – Regelleistung. In: Biogas Forum Bayern Nr. V – 18/2014, Hrsg. ALB Bayern e.V.,  
[http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Direktvermarktung\\_II\\_Regelleistung.pdf](http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Direktvermarktung_II_Regelleistung.pdf),  
Stand [Abrufdatum].



### Herausgeber:

Arbeitsgemeinschaft Landtechnik  
und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V.  
Vöttinger Straße 36  
85354 Freising  
Telefon: 08161/71-3460  
Telefax: 08161/71-5307  
Internet: <http://www.biogas-forum-bayern.de>  
E-Mail: [info@biogas-forum-bayern.de](mailto:info@biogas-forum-bayern.de)