

Direktvermarktung III Bedarfsorientierte Stromerzeugung



Nr. V – 22/2015

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



Volker Aschmann

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung



Ulrich Keymer

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur



Dr. Stefan Rauh, Dr. Stefan Binder

Fachverband Biogas e.V.



Sebastian Schwertner

OmniCert GmbH

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung	2
2. Effekte einer flexiblen, bedarfsorientierten Stromerzeugung	3
3. Marktchancen	4
4. Auswirkungen auf die Anlagentechnik	6
4.1 Anpassung der Anlagentechnik.....	6
4.2 Anpassung der Gasspeichertechnik.....	7
4.3 Anpassung der BHKW-Technik.....	8
5. Stolpersteine	10
5.1 Genehmigungsrechtliche Belange	10
5.2 Umweltgutachten	10
5.3 Mittelspannungsrichtlinie	10
5.4 Störfallverordnung	12
5.5 Eigenstromnutzung	12
6. Ökonomie	13
6.1 Flexibilisierung einer Anlage mit 190 kW _{el}	14
6.2 Flexibilisierung einer Anlage mit 500 kW _{el}	15
7. Zusammenfassung	17
Anhang	18
Literatur	20

1. Einführung

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.**

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

I „[Direktvermarktung – 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.

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

III „[Direktvermarktung – Bedarfsorientierte 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.

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

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.

Tab 1: Erlöschancen am Strommarkt

Vergütungsmöglichkeiten			Erlöse aus bedarfsgerechter Stromvermarktung	
			Erlöse aus Vermarktung von Regelleistung	
			Flexibilitätsprämie	
		Börse – geringer Mehrerlös bei entsprechendem Markt möglich*	Börse – geringer Mehrerlös bei entsprechendem Markt möglich*	Managementprämie
		Managementprämie	Managementprämie	Managementprämie
		Feste EEG-Vergütung	Marktprämie	Marktprämie
		Monatsmittelwert Börse	Monatsmittelwert Börse	
	EEG VERGÜTUNG	MARKTPRÄMIE	REGELENERGIE	FLEXIBLE ENERGIEERZEUGUNG

* Zum Stand 06.12.2013 sind keine weiteren Mehrerlöse an der Börse zu erzielen.

2. Effekte einer flexiblen, bedarfsorientierten Stromerzeugung

Eine Kurzstudie des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) [1] zu den Effekten des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen fasst die (Zwischen-)Ergebnisse aktueller, zum Teil noch nicht abgeschlossener Forschungsprojekte, wie folgt zusammen:

- Ein flexibler Verstromungsbetrieb vor allem im Stunden- bis Wochenbereich zum Ausgleich von Residuallastschwankungen ist erforderlich. Dabei ist es bereits mit dem heute bestehenden Park an Biomasseverstromungsanlagen möglich, bei entsprechendem Überbau der Verstromungskapazitäten, einen relevanten Beitrag zur Deckung von Residuallastschwankungen beizutragen.
- In Bezug auf die Versorgungssicherheit ist fest zu halten, dass durch die erfolgreiche Einführung der Direktvermarktung in Deutschland heute mehr als 800 MW installierter elektrischer Leistung zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve aus Biogas zur Verfügung stehen. Die Direktvermarktung in Kombination mit der Flexibilitätprämie ermöglicht es ersten Anlagen auch positive Regelleistung bereit zu stellen. Bei einer 100% Stromversorgung aus erneuerbaren Energien könnten Biomasseanlagen nahezu den gesamten derzeitigen Regelenergiebedarf decken.
- Auch in Bezug auf weitere Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung¹ und Schwarzstartfähigkeit² können Biogasanlagen einen Beitrag leisten und damit eine nachhaltige und sichere Stromversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien gewährleisten. Die Anforderungen an hohe Laständerungsgeschwindigkeiten können dabei durch Biogas betriebene BHKW problemlos erfüllt werden.
- Der flexible Biogasverstromungsbetrieb führt darüber hinaus durch die Bereitstellung von Zusatzkapazitäten zu einer Erhöhung der installierten Leistung und aufgrund der hohen Zuverlässigkeit des Biogasverstromungsbetriebs zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung, die durch erneuerbare Energien insgesamt bereit gestellt werden kann.
- Durch eine Kostenanalyse konnte gezeigt werden, dass der flexible Betrieb von Biogasanlagen zu einer Einsparung bei den Betriebskosten im konventionellen Kraftwerkspark führt. Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass durch den flexiblen Einsatz der Biogasanlagen im Jahr 2015 im Vergleich zur Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark rund 5,5 € pro MWh eingespart werden können. Werden die Strommengen aus Biogas im Rahmen des zur Verfügung stehenden Potenzials erhöht, steigen die Einsparungen weiter auf 21,5 €/MWh an.
- Flexible Biogasanlagen und Biomasseanlagen stellen Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien zur Verfügung, nutzen einheimische Energieträger und schließen regionale Wertschöpfungskreisläufe. Eine Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands und die damit verbundenen Möglichkeiten zum Ausgleich von Residuallastschwankungen und der Erbringung von Systemdienstleistungen können wichtige Elemente einer nachhaltigen und versorgungssicheren Stromversorgung auf Basis regenerativer Energien darstellen.

¹ Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist [2].

² Schwarzstart ist das Anfahren eines Kraftwerks (BHKW) ohne Stützung durch das Stromnetz.

3. Marktchancen

Bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung richtet der Anlagenbetreiber seinen Fokus auf die Gegebenheiten des Strommarktes aus. Sein Ziel ist es dabei, den Strom zu Zeiten hohen Strombedarfs und damit hohe Strompreise an der Börse zu erzeugen. Die Stromerzeugung erfolgt nicht mehr kontinuierlich 24 Stunden am Tag, sondern nur noch zu Hochpreiszeiten.

Dies soll im Folgenden anhand eines stark vereinfachten Beispiels dargestellt werden. In Abbildung 1 ist der durchschnittliche Tagesverlauf des Strompreises an der Strombörse (EPEX) für den Zeitraum 11/2013 bis 10/2014 dargestellt (schwarze Linie). Deutlich sichtbar wird die so genannte „Doppelhöckerkurve“ mit den Hochpreiszeiten am Morgen und am Abend, da zu diesen Zeiten die Sonneneinstrahlung und damit die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen gering ist. Mittags sinkt der Preis, da dann die höchste Sonneneinstrahlung gegeben ist. Die rote Linie zeigt nun die konstante Stromerzeugung einer 500 kW-Anlage. Die Anlage erlässt damit den durchschnittlichen Börsenpreis (3,41 ct/kWh für den Zeitraum 11/2013 bis 10/2014).

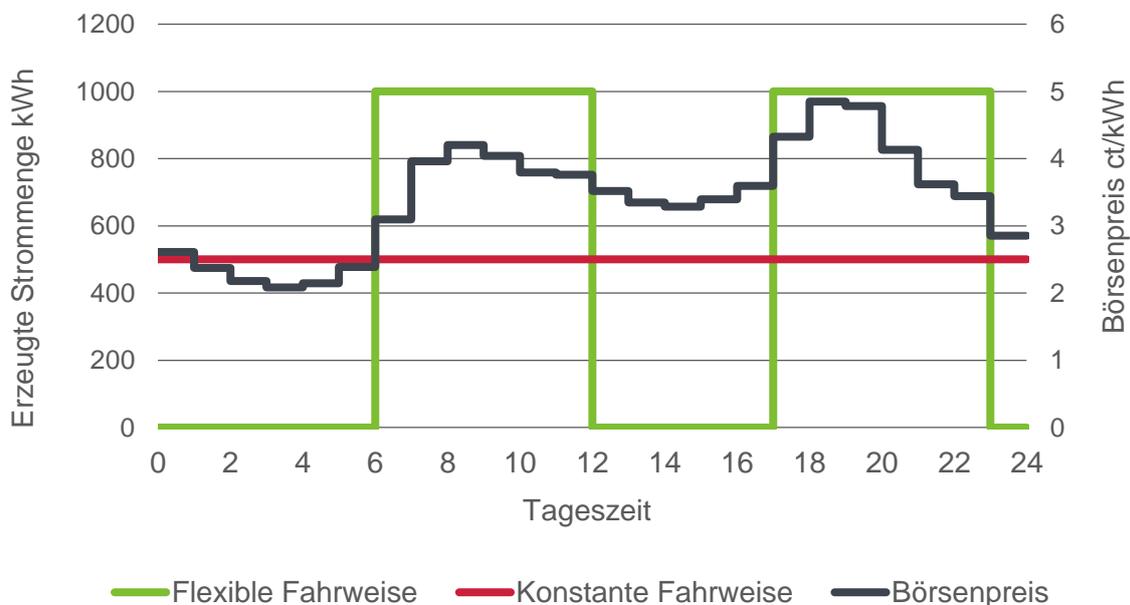


Abbildung 1: Börsenstrompreise bei unterschiedlicher Betriebsweise

Orientiert sich die Stromproduktion zukünftig an den Marktgegebenheiten, wird die gleiche Strommenge in kürzeren Zeiträumen, so genannten Blöcken eingespeist (siehe grüne Linie). Im Beispiel wird vereinfacht angenommen, dass die Einspeisung in zwei 6-Stunden-Blöcken (6-12 Uhr und 17-23 Uhr) erfolgt. Bei einem flexiblen Betrieb der Biogasanlage werden die Motoren in der Regel blockweise im Ein/Aus-Betrieb gefahren. Ein Betrieb unter Teillast ist aufgrund des sich dadurch verschlechternden Wirkungsgrades nicht zu empfehlen.

Da die erzeugte Strommenge konstant bleibt, muss die installierte Leistung erweitert werden, um die gleiche Gasmenge in kürzeren Zeiträumen zu verbrauchen. Gleichzeitig muss in den Zwischenräumen sichergestellt sein, dass das kontinuierlich entstehende Gas gespeichert werden kann. Mit der neuen flexiblen Fahrweise kann der Vermarkter beim Verkauf des

Stroms an der Börse höhere Preise erzielen. Im Beispiel liegt der erreichte Preis im Jahresdurchschnitt bei 4,00 ct/kWh.

Im Vergleich zur konstanten Fahrweise konnten 0,59 ct/kWh mehr Erlöst werden. Bei einer Jahresstromproduktion von vier Millionen Kilowattstunden beträgt die Differenz pro Jahr 25.965 €. Diese Mehrerlöse werden zwischen dem Direktvermarkter und dem Anlagenbetreiber aufgeteilt. Da nach der Novelle des EEG eine Ausweitung der Stromproduktion aufgrund der Beschränkung auf die Höchstbemessungsleistung nicht möglich ist, stellt die Flexibilisierung der Anlage die einzige Option zur Optimierung der Anlage dar.

Die Entscheidung zum Einstieg in die bedarfsorientierte Stromerzeugung ist dabei immer betriebsindividuell zu prüfen. Der oben genannten Chance auf die Generierung zusätzlichen Einkommens stehen die erforderlichen Erweiterungs- bzw. Umrüstinvestitionen entgegen. Da der Gesetzgeber eine Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen fördern möchte, wurde bereits im EEG 2012 die Flexprämie als Investitionsanreiz eingeführt.

Die erforderlichen technischen Anforderungen sollen im Folgenden detaillierter beleuchtet werden und in die anschließende Wirtschaftlichkeitsanalyse einfließen.

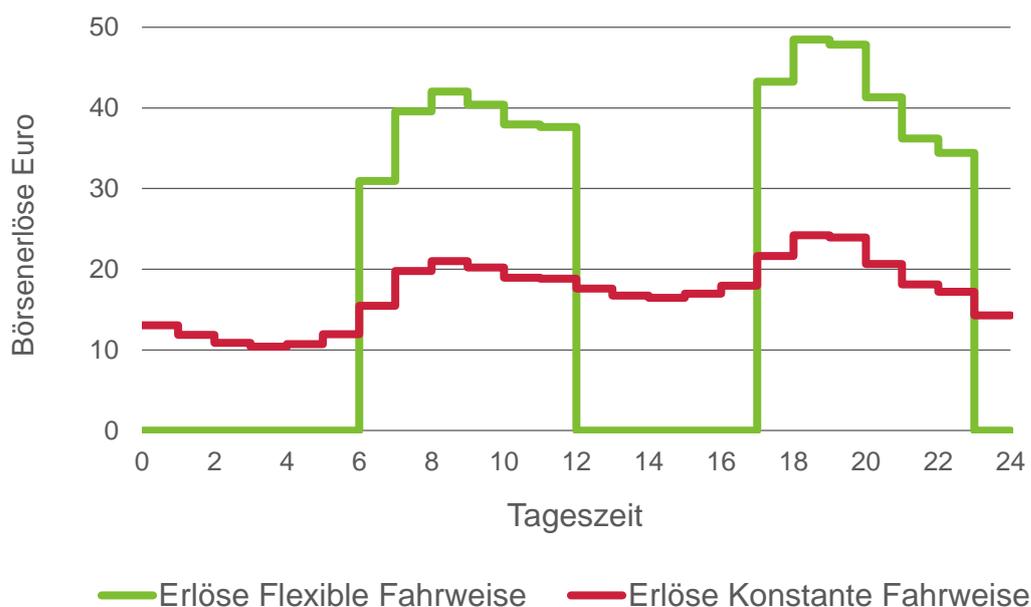


Abbildung 2: Börsenerlöse in Abhängigkeit von der Betriebsweise

4. Auswirkungen auf die Anlagentechnik

Die Umstellung einer Biogasanlage auf eine bedarfsgerechte Stromerzeugung hat eine Reihe von Auswirkungen auf verschiedenste Anlagenteile. Hierbei ist es nicht damit getan, die BHKW-Leistung zu erhöhen, sondern es müssen auch andere technische Anlagenkomponenten an diese neuen Anforderungen angepasst werden. Im Folgenden werden die wichtigsten Punkte aus den Bereichen Anlagen-, Gasspeicher- und BHKW-Technik angesprochen, die bei einer Umstellung zu berücksichtigen bzw. zu prüfen sind.

4.1 Anpassung der Anlagentechnik

Neben der Installation zusätzlicher BHKW-Leistung und der Vergrößerung des Gasspeichervolumens sind auch andere anlagenspezifische Punkte zu beachten und zu prüfen.

- Einspeisepunkt: Es gilt 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)
- Trafo: Der Trafo muss die maximale Einspeiseleistung aufnehmen können. In vielen Fällen muss dieser für eine höhere Leistung ertüchtigt werden.
- Übergabestation: Als Folge der Ausweitung der elektrischen Leistung kann gegebenenfalls vom Netzbetreiber der Einbau einer Übergabestation zum Schutz des Netzes gefordert werden.
- Elektrische Leitungen: Die elektrischen Leitungen zum Trafo müssen dem erforderlichen Leistungstransport angepasst werden
- BHKW Stellfläche: Bei der Anschaffung eines zusätzlichen bzw. größeren BHKW muss darauf geachtet werden, dass die räumlichen Verhältnisse hierfür ausreichend dimensioniert sind.

BHKW-Container brauchen einen entsprechenden Platz und Untergrundverhältnisse, die einen sicheren Stand und eine gute Anbindung garantieren (Gasversorgung, Wärmeeinbindung, etc.).

Vorhandene BHKW-Räume müssen dahingehend geprüft werden, ob eine ausreichende Belüftung und Kühlung des Aggregates gesichert ist und ob die Schallemissionsminderungsmaßnahmen dem neuen BHKW genügen.

- Kommunikationseinrichtung: Für die Kommunikation des Stromhändlers mit dem BHKW werden sogenannte e-Boxen installiert, die dem Stromhändler uneingeschränkten Zugriff auf das BHKW ermöglichen. Hier ist in Rücksprache mit dem BHKW Hersteller auf eine ausreichende Kompatibilität mit der BHKW-Steuerung zu achten. Es sollte die Möglichkeit bestehen, die momentane Leistung bzw. den Stillstand des BHKW und auch den aktuellen Gasspeicherfüllstand abzurufen, um die Anlage tatsächlich sicher betreiben zu können. Die verschiedenen Stromhändler bieten jedoch unterschiedliche e-Boxen an, was bei einem möglichen Stromhändlerwechsel zu beachten ist.

- Gasleitung: Bei der Gasleitung muss auf einen genügend großen Querschnitt geachtet werden, der es erlaubt die benötigte Gasmenge bei Vollast bereit zu stellen. Dies gilt auch für Gasleitungen vom Gaslager zum BHKW-Raum. Ebenso muss der Gasverdichter für diese Gasmenge ausgelegt sein.
- Biogasentschwefelung: Bei der zentralen Biogasentschwefelung mittels Aktivkohlefilter vor dem BHKW muss dem erhöhten Gasdurchsatz Rechnung getragen werden. Ansonsten muss ein zweiter Aktivkohlefilter nachgerüstet werden. Für die Anpassung der Entschwefelung sind Druckverlustveränderungen, variierende Entschwefelungsanforderungen und eine gesteuerte Luftdosierung zu berücksichtigen, sofern kein externer Gasspeicher vorgesehen ist.
- Biogasentfeuchtung: Eine wesentliche Erhöhung der elektrischen Leistung hat gleichzeitig auch eine Erhöhung des Gasvolumens pro Zeit zur Folge. Hier besteht die Gefahr, dass die Entfeuchtungsleistung bei Kühlstrecken im Boden durch die kurze Verweilzeit wesentlich reduziert wird. Auch eine aktive Kühlung muss auf diesen höheren Volumenstrom angepasst werden.

4.2 Anpassung der Gasspeichertechnik

Eine wesentliche Änderung bei der bedarfsgerechten Stromproduktion kommt dem Gasspeicher zu, da das produzierte Biogas über mehrere Stunden gespeichert und bei Bedarf möglichst problemlos der Stromproduktion zur Verfügung gestellt werden soll.

- Speichervolumen: Das Gasspeichervolumen sollte ausreichend dimensioniert sein, um die benötigte Biogasmenge bereitstellen zu können. Ein Umbau von einer $\frac{1}{4}$ Kugel zu einer $\frac{1}{2}$ Gasspeicherkugel kann das Gasspeichervolumen verdoppeln. Welche Gasspeicher geeignet sind und welche Volumina sie beinhalten können in der Veröffentlichung [„Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung“](#) ausführlich nachgelesen werden.
- Füllstandsmessung: Die Füllstandsmessung ist aufgrund der relativ ungenauen Technik (siehe [„Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung“](#)) nur bedingt geeignet, das gesamte zur Verfügung stehende Volumen zu verwenden, da es hier leicht zu Überdruck- bzw. Unterdruckereignissen kommen kann, die anlagen- und emissionstechnisch problematisch sind. Deshalb sollte hier mit einem Sicherheitspuffer von $\pm 10\%$ gerechnet werden.
- Entleerung: Für die Entleerung der vorhandenen in Reihe oder parallel geschalteten Gasspeicher ist ein Druckgefälle nötig, das es erlaubt die Gasentnahme vom letzten bis zum ersten Speicher zu gewährleisten. Dies wird in der Regel durch die Anpassung der eingeblasenen Luftmenge bei luftgestützten Tragluftdächern realisiert.
- Biolog. Entschwefelung: Bei der biologischen Entschwefelung mittels Lufteinblasung sollte geprüft werden, ob die Entschwefelungsleistung bei Stillstand des BHKW noch gewährleistet ist. Hier könnte es, je nach Zufuhrpunkt zu Minderleistungen kommen, da bei BHKW-Stillstand kaum Gasbewegungen stattfinden. Aufgrund reduzierter Gasdurchmischungen durch die temporäre Gasentnahme sind hier Zunahmen von Minderleistungen und Gefährdungsbereichen

nicht auszuschließen. Es ist mindestens eine gesteuerte Luftdosierung erforderlich bzw. eine generelle Umstellung auf eine externe Entschwefelung ist zu prüfen.

Die Verwendung eines externen Gasspeichers ($\frac{3}{4}$ Kugel) hat im Vergleich zu den Gasspeicherhauben den Vorteil, dass eine exaktere Füllstandsüberwachung und damit eine bessere Volumenausnutzung möglich ist. Außerdem können die Entschwefelung und Entfeuchtung des Gases, weiterhin kontinuierlich ablaufen.

4.3 Anpassung der BHKW-Technik

Die BHKW, die für eine bedarfsgerechte Stromproduktion verwendet werden, müssen auf die speziellen Anforderungen, die hierbei an die Technik gestellt werden angepasst sein. Dabei gibt es im Gegensatz zur bisherigen, kontinuierlichen Stromproduktion mit möglichst wenig Lastwechseln und Stillstandzeiten einige technische Besonderheiten, die berücksichtigt werden müssen.

- Vorwärmung: Beim Start-/Stoppbetrieb ist vor allem die Startphase kritisch. Ein sogenannter „Kaltstart“ muss vermieden werden, da hiermit ein erheblicher Verschleiß verbunden ist, der die Standzeit des Motors senkt und die Wartungs- und Reparaturkosten in die Höhe treibt. Deshalb muss der Motor während der Stillstandzeit bzw. vor dem Start auf Betriebstemperatur (ca. 60 °C) gebracht werden, damit das Motorenöl fließfähig ist und eine ausreichende Schmierung gewährleistet. Dies ist in der Regel durch eine sehr einfache Einbindung des Motorkühlwasserkreislaufes in das vorhandene Heizsystem der Anlage möglich. Auch gibt es einfache elektrische Heizsysteme, die die nötige Betriebstemperatur des Motors bereitstellen können. Dabei wird in der Regel die Kühlflüssigkeit erwärmt und nur in Ausnahmefällen auch das Motorenöl.
- Startbetrieb: In der Praxis wird von Startproblemen bei BHKW in der flexiblen Fahrweise berichtet. Als Ursache hierfür wird oft eine Entmischung des Biogases bei Stillstand angegeben. Wichtig ist auf jeden Fall ein ausreichender Gasvordruck, ein gut eingestellter Gasmischer und ein angepasster Zündzeitpunkt für die Startphase.
- Teillast: Der Teillastbetrieb verursacht einige Probleme im Bereich der Methanemissionen und des Motorverschleißes. Durch die geringeren Energiegehalte im Brenngas und der daraus resultierenden niedrigeren Brennraumtemperatur können einerseits erhöhte Ablagerungen im Brennraum durch Ölbestandteile und andererseits erhöhte Methanemissionen durch unvollständige Verbrennungen auftreten. Gleichzeitig sinkt der elektrische Wirkungsgrad des BHKW.
- Abgaskomponenten: Probleme treten ebenfalls im Bereich des Abgaswärmetauschers auf, da hier durch Kondensation in Verbindung mit Schwefelwasserstoff erhebliche Korrosionen zu befürchten sind. In wie weit dies in der Praxis beobachtet werden kann, muss jedoch noch abgewartet werden.
- Entschwefelung: Um die Korrosionsproblematik so gering wie möglich zu halten ist es auf jeden Fall ratsam, eine Feinentschwefelung des Biogases mit Aktivkohlefilter oder einer vergleichbaren Technik durchzuführen.

-
- El. Wirkungsgrad: Die Höhe und die Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrades hängen von einigen wichtigen Faktoren ab. Eine gute Wartungsstrategie und ein sauberer Brennstoff verringern die alterungsbedingte Wirkungsgradabnahme des Motors. Gute Motoren produzieren etwa 2 kWh pro m³ Biogas-, oder mehr. Ein Austausch eines älteren BHKW durch ein neues kann sich allein schon durch die Substrateinsparung rechnen, da hier pro Wirkungsgradprozent Einsparungen vom mehreren ha Mais zu realisieren sind.

Die neue BHKW-Generation wird bereits an diese technischen Anforderungen adaptiert. So wurden z.B. der Wirkungsgrad und die Methanemissionen im Teillastbereich schon erheblich verbessert. Auch für ein sicheres Startverhalten werden Konzepte auf den Markt kommen, so dass davon ausgegangen werden kann, dass eine bedarfsgerechte Stromproduktion rein technisch keine großen Probleme verursachen wird.

5. Stolpersteine

5.1 Genehmigungsrechtliche Belange

Grundsätzlich ist bei der Anpassung von Anlagenkomponenten, insbesondere von BHKW und Behältern oder Gasspeichern zu prüfen, ob und in welchem Ausmaß der Genehmigungsstatus der Anlage berührt ist und welche Konsequenzen sich aus einer Veränderung der Anlagenkonfiguration ergeben können. In jedem Fall ist eine Änderung der Genehmigungsbehörde anzuzeigen. Im Bereich der Erweiterung von Gashauben von einer $\frac{1}{4}$ - auf eine $\frac{1}{3}$ - oder $\frac{1}{2}$ -Kugel ist insbesondere die relevante Mengenschwelle für die Anwendung der Störfallverordnung zu beachten (siehe Kap. 5.4).

5.2 Umweltgutachten

Eine wesentliche Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist erfüllt, *sobald ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik technisch geeignet ist [3].* Der Gesetzgeber schreibt **nicht** vor, dass die Anlage auch bedarfsorientiert zu betreiben ist. Sichergestellt sein muss, dass die gesamte flexible Leistung nicht größer ist als die Einspeisezusage des Netzbetreibers.

Da weder der Gesetzestext noch die Begründung zum Gesetzesentwurf näher auf die Prüfinhalte, -tiefe, -kriterien oder auch den Prüfungsumfang eingeht, hat der Umweltgutachterausschuss beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (UGA) in seiner Aufgabenleitlinie Anhang D die Prüfkriterien beschrieben [4].

In jedem Fall ist eine individuelle Prüfung der Anlage erforderlich. Es empfiehlt sich, einen Umweltgutachter bereits sehr früh in die Überlegungen zur bedarfsorientierten Stromerzeugung einzubinden, um teure „Überraschungen“ im Rahmen der technischen Prüfung der Anlageneignung möglichst zu vermeiden.

5.3 Mittelspannungsrichtlinie

(Zusammenfassung einer Betreiberinformation des Fachverbandes Biogas)

Die Anzahl und die elektrische Leistung dezentraler Anlagen haben in den vergangenen Jahren drastisch zugenommen. Eine schlagartige Abschaltung dieser Anlagen könnte die Netzstabilität gefährden. Sie dürfen sich deshalb im Fehlerfall nicht wie in der Vergangenheit sofort vom Netz trennen und haben auch während des normalen Netzbetriebes ihren Beitrag zur Spannungshaltung **im Mittelspannungsnetz** zu leisten [5].

Anforderungen: BHKW müssen sich seit 01.01.2013 an der vollständig dynamischen Netzstützung beteiligen. Außerdem fordert die Richtlinie zukünftig für jede Erzeugungseinheit ein Einheitenzertifikat sowie ab einer bestimmten Anlagengröße für die gesamte Anschlussanlage ein Anlagenzertifikat.

- **Zertifizierung von Erzeugungseinheiten:** Für jede Erzeugungseinheit (BHKW-Typ) ist künftig ein Einheitenzertifikat erforderlich, das die Konformität des Bauteils mit den Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie bestätigt. Die Geltungsdauer dieses Einheitenzertifikates umfasst einen Zeitraum von fünf Jahren.

- Zertifizierung von Erzeugungsanlagen:** Muss vom Betreiber in Auftrag gegeben und von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle durchgeführt werden, wenn die Anschlussleistung ca. 1 MW übersteigt oder die Leitungslänge vom Netzanschlusspunkt bis zu den Erzeugungseinheiten 2 km überschreitet. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass viele BHKW mit höher dimensionierten Generatoren ausgestattet sind. Ein 500 kW-Aggregat besitzt in der Regel einen Generator mit 750 kVA. Entscheidende Größe für die Pflicht einer Zertifizierung ist die gesamte Generatorscheinleistung, bei der es eventuell angeschlossene PV-Anlagen ebenfalls zu berücksichtigen gilt. Neben den Erzeugungseinheiten werden im Rahmen dieser erweiterten Zertifizierung alle zusätzlichen Komponenten der Erzeugungsanlage, die auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt Einfluss nehmen (z.B. Trafo, Leitungen, Kabel), geprüft.

Geltungsbereich: Die Mittelspannungsrichtlinie [5] wird von den Netzbetreibern umgesetzt und sowohl auf neu an das Mittelspannungsnetz (> 1 kV bis < 60 kV) anzuschließende Erzeugungsanlagen als auch auf Bestandsanlagen, an denen wesentliche Änderungen vorgenommen werden, angewendet. Eine Erzeugungsanlage kann aus einem einzelnen Generator oder aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen. Vorhandene Erzeugungseinheiten haben Bestandsschutz.

Beispiele:

Anlagenbeschreibung	Erweiterungsmaßnahmen	Einheiten-zertifikat	Anlagen-zertifikat
Güllekleinanlage bis 75 kW	keine	nein	nein
Güllekleinanlage bis 75 kW	Zusätzliche Erzeugungseinheit	ja	nein
Bestandsanlage bis 500 kW	keine	nein	nein
Bestandsanlage 500 kW	Zusätzliches BHKW < 500 kW	ja	nein
Bestandsanlage 500 kW	Zusätzliches BHKW 500 kW	ja	ja
Neuanlage bis 800 kW	keine	ja	nein
Neuanlage > 1.000 kW	keine	ja	ja

Anmerkung: Entscheidend ist im Einzelfall die Generatorscheinleistung der Gesamtanlage!

Fristen: Die Zertifizierungspflicht gilt ab 01.01.2014. Bei begründeten Verzögerungen hat der BDEW dem Anlagenbetreiber eine Übergangsfrist bis 31.12.2014 zum Nachreichen eingeräumt. Dazu muss dem Netzbetreiber die Beauftragung des Zertifikates mittels einer Bescheinigung der Zertifizierungsstelle nachgewiesen werden. Außerdem muss der Anlagenbetreiber schriftlich erklären, dass er die Zertifikate sowie die Konformitätserklärung unverzüglich und spätestens bis zu oben genanntem Datum nachreichen wird.

Worauf ist zu achten?

Bei Neukauf eines BHKW oder einer anderen Erzeugungseinheit ist auf das Vorhandensein eines Einheitenzertifikates (inkl. Prüfbescheinigung eines akkreditierten Messlabors) bzw. einer zeitnahen Nachlieferung durch den Hersteller zu achten. Dies ist gerade auch im Falle einer notwendigen Anlagenzertifizierung wichtig, da diese nur auf der Grundlage eines Einheitenzertifikates durchgeführt werden kann.

Außerdem wird empfohlen, bereits in der Planungsphase in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zu prüfen, ob die Anlage grundsätzlich die Anforderungen erfüllt bzw. - welche Maßnahmen zusätzlich zur Errichtung des BHKW zu treffen sind, damit der Netzanschluss konform zur Mittelspannungsrichtlinie ist.

5.4 Störfallverordnung

Die Erweiterung bestehender Gaslager oder der Bau zusätzlicher, gasdicht abgedeckter Behälter (Fermenter, Gaslager oder Gärrestlager) kann dazu führen, dass die Störfallverordnung [6] anzuwenden ist. Erreichen oder überschreiten gefährliche Stoffe bestimmte Mengenschwellen, ist der Betreiber verpflichtet, umfangreiche technische und organisatorische Sicherheitsvorkehrungen zu treffen, um Störfälle zu vermeiden, eintretende Störfälle möglichst umgehend zu erkennen und ihre Auswirkungen zu begrenzen. Biogas gilt im Sinne der Verordnung als gefährlicher Stoff. Die Störfallverordnung kommt zum Tragen, wenn die Masse an hochentzündlichem Biogas, das in der Biogasanlage zu irgendeinem Zeitpunkt vorhanden ist oder vorhanden sein kann, 10.000 kg erreicht oder überschreitet. Die Masse entspricht ungefähr einem Volumen von rund 8.000 m³ Biogas (Dichte: 1,23 kg/m³, mittleren Temperatur: 15° C). Größere Biogasanlagen mit großzügig bemessenem gasdichten Gärrestlager können der Mengenschwelle recht nahe kommen.

In die Berechnung des maßgeblichen Biogasvolumens einer Anlage gehen alle gasdichten Behälter und Rohrleitungen ein. Vor-, Haupt- und Nachfermenter, also Behälter, die im Normalbetrieb gefüllt sind und der Erzeugung von Biogas dienen, sind mindestens mit dem Volumen anzusetzen, das sich aus Freibord- und Dachvolumen ergibt. Der größte Fermenter soll grundsätzlich – d. h. Ausnahmen sind möglich – mit seinem Gesamtvolumen angerechnet werden. Hintergrund dieser Forderung ist, dass bei Instandhaltungsmaßnahmen ein Behälter entleert werden muss und damit ein Gefährdungspotential entsteht. Für gasdichte Behälter (z.B. Gärrestbehälter), die zur Ausbringung entleert werden, ist ihr Gesamtvolumen, abzüglich eines betriebstechnischen Mindestvolumens maßgeblich. Externe Gasspeicher gehen mit ihrem Gesamtvolumen in die Berechnung ein. Die „richtige“ Volumenermittlung ist also nicht ganz einfach. Das Umweltbundesamt hat zur Berechnung der potentiellen Masse hochentzündlichen Biogases in Biogasanlagen eine Arbeitshilfe erstellt, die mit weiteren umfangreichen Vollzugshilfen zur Störfallverordnung auf der Homepage des Umweltbundesamtes [7] abrufbar ist. Für den Vollzug der Verordnung sind die Länder zuständig. In Bayern sind das in der Regel die Kreisverwaltungsbehörden.

5.5 Eigenstromnutzung

Da im Zuge der Flexibilisierung der Anlage in der Regel auch die installierte Leistung erhöht wird, soll im Folgenden auf Konsequenzen im Hinblick auf die EEG-Umlage-Befreiung hingewiesen werden, die es bei der Planung zu beachten gilt. Laut § 61 EEG 2014 haben Bestandsanlagen, die vor dem 01.08.2014 umlagebefreit Eigenstrom genutzt haben, auch weiterhin das Recht diesen umlagebefreit zu beziehen. Der Anspruch auf die Befreiung von der EEG-Umlage entfällt, wenn der Anlagenbetreiber die installierte Leistung um mehr als 30 % erhöht. In diesem Fall ist eine anteilige EEG-Umlage für den eigenverbrauchten Strom abzuführen.

Anlagenbetreiber mit Eigenstromnutzung sollten deshalb prüfen, ob diese Eigenstromnutzung nach Erhöhung der Leistung weiterhin sinnvoll ist. In diesem Zusammenhang sei noch darauf verwiesen, dass die Vermarktung des Stroms eines Volleinspeisers leichter möglich ist und dadurch tendenziell höhere Erlöse am Strommarkt erzielt werden können.

6. Ökonomie

Viele Bestandsanlagen könnten auf bedarfsorientierte Stromerzeugung umstellen. Wieviel dafür investiert werden muss, lässt sich pauschal nicht beantworten. In jedem Einzelfall ist zu prüfen, inwieweit der Einspeisepunkt, die vorhandene Anlagentechnik, der Gasspeicher und die BHKW für einen flexiblen Anlagenbetrieb geeignet sind (siehe Kap 4). Steht eine große Ersatzbeschaffung an, ist allerdings der Zeitpunkt günstig, ernsthaft über bedarfsorientierte Stromerzeugung nachzudenken. Muss beispielsweise ein altes BHKW ausgetauscht werden, kann entweder ein modernes Aggregat ähnlicher Leistung angeschafft werden oder aber eine deutlich leistungsstärkere Maschine, die es erlaubt die gleiche Gasmenge in kürzerer Zeit zu verstromen. Nur die Differenz zwischen den Anschaffungskosten dieser beiden Aggregate (einschließlich Peripherie) darf dem flexiblen Anlagenbetrieb angelastet werden.

Grundsätzlich sind zwei Varianten der Flexibilisierung einer Anlage möglich:

- Die Weiternutzung des/der vorhandenen BHKW und der Zubau eines neuen BHKW.
- Der Ersatz eines vorhandenen, abgeschrieben BHKW durch ein deutlich leistungsstärkeres neues BHKW.

Wieviel Leistung zugebaut wird, hängt u.a. von den technischen Voraussetzungen ab. Mit zunehmender Leistung eines BHKW sinken die spezifischen Anschaffungskosten und steigt, zumindest im kleineren und mittleren Leistungssegment, der effektive Nutzungsgrad deutlich.

Gesicherte Mehrerlöse für eine Laufzeit von zehn Jahren ergeben sich aus dem Anspruch auf die Flexibilitätsprämie³. Mit zunehmendem Nutzungsgrad sinkt der Substratbedarf bei konstanter Bemessungsleistung und führt je nach Szenario zu erheblichen Substratkosteneinsparungen. Der bedarfsorientierte Anlagenbetrieb ermöglicht die Stromerzeugung bzw. -einspeisung zu Zeiten mit überdurchschnittlichen Börsenpreisen. Zusätzlich können, wenn die geplanten Betriebszeiten es zulassen, einzelne Vierstundenblöcke am Regelleistungsmarkt angeboten werden (negative MRL). Die Anforderungen für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung sind bei flexiblem Betrieb nur in Ausnahmefällen zu erfüllen. Präzise vorhersagen lassen sich diese Mehrerlöse allerdings nicht. Die im EEG festgelegte Managementprämie kann der Gesetzgeber jederzeit ändern; die Zusatzerlöse am Spotmarkt oder am Regelleistungsmarkt ändern sich von Jahr zu Jahr.

Den Mehrerlösen stehen erhebliche Kosten für die technische Ertüchtigung der Biogasanlage gegenüber. Die im Folgenden vorgestellten Kalkulationsergebnisse sollen das Potenzial der bedarfsorientierten Stromerzeugung aufzeigen. Die einzelnen Positionen, die Kosten verursachen können, und eine ausführliche Musterkalkulation sind im Anhang zusammengestellt. Die dort angegebenen Anschaffungskosten variieren in Abhängigkeit von der installierten (Zusatz-)Leistung. Das notwendige Gasspeichervolumen und dessen Kosten ist keine feste Größe, sondern ändert sich in Abhängigkeit von der Betriebsweise. Die kalkulierten Werte können im konkreten Fall deutlich über- aber auch unterschritten werden.

³ Flexprämienberechnung (FP):

$FP = (P_{inst} - 1,1 * P_{Bem}) * 130 \text{ €/kW}_{el}$	→	WENN $P_{Bem} \geq 0,2 * P_{inst}$ UND $P_{inst} - 1,1 * P_{Bem} \leq 0,5 * P_{inst}$
$FP = 0$	→	WENN $P_{Bem} < 0,2 * P_{inst}$;
$FP = 0,5 * P_{inst} * 130 \text{ €/kW}_{el}$	→	WENN $P_{inst} - 1,1 * P_{Bem} > 0,5 * P_{inst}$

6.1 Flexibilisierung einer Anlage mit 190 kW_{el}

Aus der Vielzahl der Möglichkeiten, eine Biogasanlage zu flexibilisieren, wurden drei typische Beispiele ausgewählt und in Tabelle 1 zusammengestellt.

Häufig wird neben ein vorhandenes BHKW ein zweites BHKW gestellt (ZIEL 1). Ökonomisch gesehen ist das in der Regel nicht sinnvoll. Grund dafür sind die Kosten des neuen BHKW, die in vollem Umfang der Flexibilisierung anzulasten sind. Die Höhe der Flexibilitätsprämie ist wegen des relativ geringen Leistungszubaus suboptimal. Die Weiternutzung des vorhandenen BHKW mit schlechtem Nutzungsgrad an sieben Stunden pro Tag schmälert das Substrateinsparpotential deutlich. Die angenommenen Betriebszeiten erlauben es der Beispielanlage zwar am Regelleistungsmarkt teilzunehmen und damit etwas höhere Mehrerlöse zu generieren als in den anderen Beispielen, diese können aber die verminderte Substratkosteneinsparung und die geringere Flexprämie nicht ausgleichen.

Wird ein abgeschriebenes, altes BHKW ersetzt und die installierte Leistung mehr als verdoppelt (ZIEL 2), sind die Kosten der Flexibilisierung - auf den ersten Blick erstaunlicherweise - geringer als bei ZIEL 1. Da eine Ersatzbeschaffung des vorhandenen BHKW unumgänglich ist, gehen hier neben den sonstigen Kosten der Flexibilisierung (siehe Anlage) nur die Mehrkosten des leistungsstarken Aggregates auf das Konto des bedarfsorientierten Anlagenbetriebes. Durch die deutliche Überbauung steigen die Erlöse aus der Flexprämie gegenüber ZIEL 1 um knapp 4.000 €/a; die Substratkosteneinsparung erhöht sich, wegen des deutlich besseren Nutzungsgrades um mehr als 10.000 €/a. Insgesamt reichen die beiden Positionen aus, die zusätzlichen Kosten zu decken und einen Überschuss von ca. 7.000 € zu generieren. Rechnet man die möglichen Mehrerlöse aus der Marktteilnahme dazu, liegt das Gewinnpotential in einer Größenordnung von 15.000 € bei einer Gesamtkapitalrendite⁴ von rund 12 Prozent.

Das Beispiel der „vorweggenommenen Ersatzbeschaffung“ (ZIEL 3) zeigt eine weitere Möglichkeit die Chancen der bedarfsorientierten Stromerzeugung zu nutzen. Der Gesetzgeber fordert bisher lediglich, dass die technischen Voraussetzungen für einen flexiblen Anlagenbetrieb gegeben sein müssen (siehe Kap. 4.1). Kann im Probetrieb für das erforderliche Umweltgutachten nachgewiesen werden, dass ein altes Aggregat die technischen Kriterien für die bedarfsgerechte Stromerzeugung erfüllt, geht dessen installierte Leistung in die Berechnung der Flexprämie ein, auch wenn es später, wie im Beispiel unterstellt, nicht mehr zum Einsatz kommt und damit keine Kosten verursacht. Die Flexprämie steigt dadurch nochmals um rund 12.000 € gegenüber ZIEL 2. Abzüglich der um 7.000 € höheren Kosten der Flexibilisierung, bleiben unter dem Strich ein zusätzlicher Gewinn von ca. 5.000 €. Allerdings kann der Gesetzgeber diese Regelungslücke jederzeit schließen.

⁴ Vereinfachte Berechnung der Gesamtkapitalrendite: $GKR = (\text{Gewinn} + \text{Zinsen}) / (A/2)$

Tabelle 1: Kennzahlen zur Flexibilisierung einer 190 kW_{el}-Anlage (Start-Stopp-Betrieb)

	Einheit	IST	Weiternutzung des BHKW		Ersatz des abgeschrieben BHKW	Vorweggenommene Ersatzbeschaffung ⁶⁾	
			ZIEL 1	ZIEL 2	ZIEL 3		
Installierte Leistung	kW _{el}	190	190	250	500	190	500
Auslastung	%	95	100	100	96	--	96
Betriebszeiten	Uhr	0 - 24	17 - 24	6 - 10	6 - 11	--	6 - 11
		--	--	16 - 24	18 - 22	--	18 - 22
Vollbenutzungsstunden	h/d	22,7	7	12	9	--	9
Ø Nutzungsgrad effektiv	%	34	34	38	39	--	39
Leitungs- / Transformationsverluste	%	1	1	1	1	--	1
Strombedarf der Anlage insg.	kWh _{el}	118.260	50.701	92.833	135.467	--	135.467
Stromeinspeisung	MWh _{el}	1.561,0	478,6	1.082,4	1.561,0	--	1.561,0
Bemessungsleistung	kW	180,0	55,2	124,8	180,0	--	180,0
Zusätzliche Anschaffungskosten	€	--	394.307	351.138	400.132		
Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	--	28.575	32.507	44.857		
Substratkosten-Einsparung ¹⁾	€/a	--	14.416	25.322	25.322		
Zusätzliche Festkosten	€/a	--	-49.572	-44.124	-50.272		
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	--	-14.783	-6.935	-7.822		
Saldo	€/a	--	-21.363	6.750	12.085		

 Mögliche Mehrerlöse²⁾

Managementprämie (ab 2015)	€/a	--	3.122	3.122	3.122
EPEX SPOT Auktionenhandel	€/a	--	6.901	8.884	8.884
Vermarktung von negativer MRL ³⁾	€/a	--	2.535 ⁵⁾	--	--
abzüglich Vermarktungskosten ⁴⁾	€/a	--	-4.425	-4.358	-4.358
Saldo	€/a	--	8.133	7.648	7.648

 1) Substratmix: Ø Biogasausbeute 200 Nm³/t Substrat; Methangehalt 53%; Substratkosten frei Feststoffeintrag einschließlich anteiliger Gärrestausbringung 45 €/t

2) Den Berechnungen liegen Marktdaten von Jan. 2014 bis Dez. 2014 zu Grunde; bei Minutenreserveleistung ist nur der Leistungspreis angesetzt

3) MRL: Minutenreserveleistung

4) Die Preise für die Dienstleistungen des Vermarktungspartners (Stromhändlers) sind frei verhandelbar

5) Teilnahme am MRL-Markt:

 190 kW_{el} in Zeitscheibe „Off-Peak (20 Uhr – 24 Uhr)“ ganzjährig an 7 Wochentagen

 250 kW_{el} in den Zeitscheiben „Rush-Hour (16 Uhr – 20 Uhr)“ und „Off-Peak (20 Uhr – 24 Uhr)“ ganzjährig an 7 Wochentagen

6) Das abgeschriebene BHKW ist betriebsbereit installiert, für Flexbetrieb zugelassen, wird aber nicht weiter genutzt (keine FK und VK)

6.2 Flexibilisierung einer Anlage mit 500 kW_{el}

Die ausgewählten Beispiele zur Flexibilisierung einer Anlage mit 500 kW_{el} bestätigen im Prinzip die Aussagen der vorherigen Beispielskalkulationen.

Der Zubau eines BHKW zu einem vorhandenen BHKW, das weiterhin genutzt werden soll (ZIEL 1), ist auch in dieser Leistungsklasse zumindest unter den Modellannahmen wirtschaftlich nicht empfehlenswert. Der Austausch eines alten BHKW gegen eine neues mit knapp doppelter Leistung (ZIEL 2) ist eine lohnende Alternative. Flexprämie und Substratkosteneinsparungen decken die Zusatzkosten problemlos. Das Gewinnpotential liegt in einer Größen-

ordnung von rund 14.000 €. Rechnet man das Marktpotenzial hinzu, kann der Einnahmen-/Ausgabenüberschuss unter den Modellannahmen die Schwelle von 40.000 € erreichen. Die Vorwegnahme einer Ersatzbeschaffung (ZIEL 3) verbessert das monetäre Ergebnis trotz des erheblichen Investitionsbedarfs nochmals deutlich, wenn das vorhandene BHKW die technischen Anforderungen erfüllen kann.

 Tabelle 2: Kennzahlen zur Flexibilisierung einer 500 kW_{el}-Anlage (Start-Stopp-Betrieb)

	Einheit	IST	Weiternutzung des BHKW		Ersatz des abgeschriebenen BHKW	Vorweggenommene Ersatzbeschaffung ⁷⁾	
			ZIEL 1	ZIEL 2	ZIEL 1	ZIEL 2	ZIEL 3
Installierte Leistung	kW _{el}	500	500	495	960	500	960
Auslastung	%	95	95	96	99	--	99
Betriebszeiten	Uhr	0 - 24	8 - 20	8 - 12	8 - 12	--	8 - 12
		--	--	16 - 24	16 - 24	--	16 - 24
Vollbenutzungsstunden	h/d	22,8	12	12	12	--	12
Ø Nutzungsgrad effektiv	%	38	38	39	40	--	40
Leitungs- / Transformationsverluste	%	1	1	1	1	--	1
Strombedarf der Anlage insg.	kWh _{el}	312.075	169.557	169.512	328.135	--	328.135
Stromeinspeisung	MWh _{el}	4.119,4	2.059,7	2.059,7	4.119,4	--	4.119,4
Bemessungsleistung	kW	475,0	237,5	237,5	475,0	--	475,0

Zusätzliche Anschaffungskosten	€	--	585.603	438.766	542.519
Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	--	61.398	56.822	94.874
Substratkosten-Einsparung ¹⁾	€/a	--	5.979	23.318	23.318
Zusätzliche Festkosten	€/a	--	-73.642	-55.145	-68.163
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	--	-24.456	-10.953	-12.843
Saldo	€/a	--	-30.722	14.042	37.186

 Mögliche Mehrerlöse²⁾

Managementprämie (ab 2015)	€/a	--	8.239	8.239	8.239
EPEX SPOT Auktionenhandel	€/a	--	17.902	19.160	19.160
Vermarktung von MRL ³⁾	€/a	--	12.120 ⁵⁾	11.207 ⁶⁾	11.207 ⁶⁾
abzüglich Vermarktungskosten ⁴⁾	€/a	--	-13.197	-13.363	-13.363
Saldo	€/a	--	25.063	25.242	25.242

1) Substratmix: Ø Biogasausbeute 200 Nm³/t Substrat; Methangehalt 53%; Substratkosten frei Feststoffeintrag einschließlich anteiliger Gärrestaubsbringung 45 €/t

2) Den Berechnungen liegen Marktdaten von Jan. 2014 bis Dez. 2014 zu Grunde; bei Minutenreserveleistung ist nur der Leistungspreis angesetzt

3) MRL: Minutenreserveleistung

4) Die Preise für die Dienstleistungen des Vermarktungspartners (Stromhändlers) sind frei verhandelbar

5) Teilnahme am MRL-Markt:

475 kW_{el} in den Zeitscheiben „Late Morning (8 Uhr – 12 Uhr)“, „Early Afternoon (12 Uhr – 16 Uhr)“ und „Rush Hour (16 Uhr – 20 Uhr)“
ganzjährig an 7 Wochentagen

475 kW_{el} in den Zeitscheiben „Late Morning (8 Uhr – 12 Uhr)“, „Rush-Hour (16 Uhr – 20 Uhr)“ und „Off-Peak (20 Uhr – 24 Uhr)“
ganzjährig an 7 Wochentagen

6) Teilnahme am MRL-Markt:

950 kW_{el} in den Zeitscheiben „Late Morning (8 Uhr – 12 Uhr)“, „Rush-Hour (16 Uhr – 20 Uhr)“ und „Off-Peak (20 Uhr – 24 Uhr)“
ganzjährig an 7 Wochentagen

7) Das beschriebene BHKW ist betriebsbereit installiert, für Flexbetrieb zugelassen, wird aber nicht weiter genutzt (keine FK und VK)

7. Zusammenfassung

Flexibilisierte Biogasanlagen können einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten. Gleichzeitig eröffnen sich für Anlagenbetreiber neue Einkommensoptionen, die gerade vor dem Hintergrund der im EEG 2014 neu eingeführten Höchstbemessungsleistung eine der wenigen Möglichkeiten zur Anlagenoptimierung darstellen.

Die bedarfsorientierte Stromerzeugung erfordert ganz individuelle Anpassungen jeder einzelnen Biogasanlage. Vor dem Einstieg in den flexiblen Anlagenbetrieb muss deshalb der Betreiber sowohl die zusätzlichen technischen als auch organisatorischen Anforderungen an seine Anlage prüfen und die Machbarkeit der Umstellung beurteilen. Entscheidend für den erfolgreichen Einstieg in einen flexiblen Betrieb sind auf der einen Seite die erforderlichen Umrüstkosten und auf der anderen Seite die gewählte zukünftige Auslegung der Anlage, die das Erlöspotential bestimmt. Ein weiterer zu berücksichtigender Faktor ist der Wärmeabsatz der Anlage. Eine vollständige Betrachtung von Wärmekonzepten und Redundanzsystemen hätte den Umfang dieses Papiers bei weitem überstiegen, sollte aber bei den Überlegungen in der Praxis einbezogen werden. Ein gesondertes Papier zu diesem Thema ist im Rahmen des Biogas Forum Bayern in Planung.

Die ökonomischen Berechnungen legen nahe, dass die in der Praxis sehr häufig umgesetzte Flexibilisierung durch Hinzustellen eines Motors in der gleichen Größe des Ausgangsmotors nicht die ökonomisch beste Lösung ist. Vielmehr zeigt sich, dass es sinnvoll ist, deutlich größere Leistungen bereitzustellen, also die Anlage mehrfach zu „überbauen“. Durch die Nutzung größerer Aggregate ergeben sich nicht nur Einsparungen bei den Kosten (Degression der spezifischen Anschaffungskosten, Einsparung Substratkosten), sondern auch höhere Erlöspotenziale (Flexprämie, Börsenerlöse).

Anlagenbetreiber sollten also bei der betriebsindividuellen Prüfung des Einstiegs in den flexiblen Anlagenbetrieb auch mutigere Konzepte in Erwägung ziehen.

Anhang

Flexibilisierung einer Anlage mit 500 kW_{el} (Annahmen: BHKW ist beschrieben und wird durch ein neues, leistungsstärkeres BHKW ersetzt; Start-Stopp-Betrieb)

Bezeichnung	Einheit	IST	ZIEL
Installierte Leistung	kW _{el}	500	960
Auslastung	%	95,0%	99%
Vollbenutzungsstunden	h/d	22,80	12
Vollbenutzung	h/a	8.322	4.380
Ø Nutzungsgrad effektiv	%	38,0%	40,0%
Leistungs- und Transformationsverluste	%	1,00%	1,00%
Strombedarf Anlage	%	5,00%	5,00%
Strombedarf BHKW + Kühlung	%	2,50%	2,50%
Ø Leistungsaufnahme Motorheizung	kW _{el}	--	4,0
Heizwert (Hi)	kWh _{bto}	10.950.000	10.402.500
Stromerzeugung	kWh _{el}	4.161.000	4.161.000
Leistungs-/Transformationsverluste	kWh _{el}	41.610	41.610
Kontinuierlicher Strombedarf	kWh _{el}	208.050	208.050
davon max. aus Eigenstrom zu decken	kWh _{el}	197.648	104.025
Strombedarf BHKW + Kühler (Eigenstrom möglich)	kWh _{el}	104.025	104.025
Vorwärmung (Fremdstrom)	kWh _{el}	0	16.060
Unvermeidlicher Fremdstromanteil	kWh _{el}	10.403	120.085
Max. möglicher Eigenstromanteil	kWh _{el}	301.673	208.050
Strombedarf der Anlage insg.	kWh _{el}	312.075	328.135
davon aus eigener Stromerzeugung	kWh _{el}	0	0
Stromeinspeisung	kWh _{el}	4.119.390	4.119.390
Bemessungsleistung	kW	475,0	475,0

Zusätzliche Anschaffungskosten (Schätzung) - durch Flexibilisierung verursacht

Motorvorwärmung	€	--	9.300
BHKW (einschl. Transport, Aufstellen, Abnahme) ¹⁾	€	-316.376	501.417
BHKW-Anschaffungskosten - durch Flexibilisierung verursacht	€	--	194.341
Verstärkung Netzanschluss	€	--	60.164
Steuereinrichtung (Pauschale 4.000 €/BHKW)	€	--	4.000
Zusätzlicher Stellflächenbedarf ²⁾ (77 m ² á 200 €/m ²)	€	--	15.321
Erweiterung Gasleitungen (25 €/kW _{el} Zusatzleistung)	€	--	11.490
MSR-Gasspeicher bei Gasspeicher berücksichtigt	€	--	0
Anpassung der Gaskühlstrecke, ... (50 €/kW _{el} Zusatzleistung)	€	--	22.980
Erweiterung Notkühler ³⁾	€	--	13.633
Planungen ³⁾ (Erweiterung, Sicherheit, Notfallplan...)	€	--	11.550
Genehmigungen ³⁾ , Umweltgutachten	€	--	11.706

Gaslagererweiterung ⁴⁾ - Zubau externer Speicher	€	--	93.582
Sonstige Anschaffungskosten - durch Flexibilisierung verursacht	€	--	244.425
Summe der zusätzlichen Anschaffungskosten	€	--	438.766

- 1) Ersatzbeschaffung eines BHKW mit 500 kW_{el} entfällt (-316.376 €); Mehrkosten der Beschaffung eine BHKW mit 960 kW_{el} (501.417 € - 316.376 € = 185.041 €)
- 2) Stellflächenbedarf variiert in Abhängigkeit von der Leistung
- 3) Werte variieren in Abhängigkeit von der Leistung
- 4) Annahme: Vorhandenes Gaslager (1,5 m³/kW_{el} installierte Leistung) kann weiter genutzt werden; darüberhinausgehendes Speichervolumen muss zugebaut werden; Umrechnungsfaktor Normgas-reales Gas: 1,4

Zusätzliche Festkosten – durch Flexibilisierung verursacht

BHKW ¹⁾²⁾³⁾⁴⁾ - durch Flexibilisierung verursacht	€/a	--	24.487
Verstärkung Netzanschluss ¹⁾³⁾⁴⁾	€/a	--	7.581
Steuereinrichtung ¹⁾³⁾⁴⁾	€/a	--	504
Stellfläche BHKW ¹⁾³⁾⁴⁾	€/a	--	1.930
Gasleitungen, MSR-Gasspeicher ¹⁾³⁾⁴⁾	€/a	--	1.448
Gaskühlstrecke, Notkühler, ... ¹⁾³⁾⁴⁾	€/a	--	4.613
Planungskosten ¹⁾³⁾	€/a	--	1.386
Genehmigungen und Gutachten ¹⁾³⁾	€/a	--	1.405
Gaslager-Erweiterung ¹⁾³⁾⁴⁾	€/a	--	11.791
Sonstige Festkosten der Flexibilisierung	€/a	--	30.658
Summe der zusätzlichen Festkosten	€/a	--	55.145

- 1) Nutzungsdauer (Restlaufzeit der EEG-Vergütung bzw. Flexprämie): 10 Jahre
- 2) Vereinfachende Annahme: Auch ein kleineres BHKW im Dauerbetrieb hat eine Nutzungsdauer von 10 Jahren
- 3) Zins(an)satz 4% v. A./2
- 4) Versicherungen 0,60% v. A.

Zusätzliche Betriebs-/Instandhaltungskosten – durch Flexibilisierung verursacht

BHKW ¹⁾	€/a	-50.790	52.964
Stromkosten (23 Ct/kWh _{el})	€/a	-71.777	75.471
BHKW - durch Flexibilisierung verursacht		--	5.868
Steuereinrichtung (5 % v. A.)	€/a	--	200
Stellfläche BHKW (1 % v. A.)	€/a	--	153
Gasleitungen (2 % v. A.)	€/a	--	230
Gaskühlstrecke (5 % v. A.)	€/a	--	1.149
Notkühler (2 % v. A.)	€/a	--	273
Gaslager-Erweiterung (2 % v. A.)	€/a	--	1.872
Gaslager-Stromkosten-Gebälse (0,6 kW _{el} *8.760 h)	€/a	--	1.209
Sonstige Betriebs-/Instandhaltungskosten Flexibilisierung	€/a	--	5.085
Summe zusätzliche Betriebs-/Instandhaltungskosten	€/a	--	10.953

- 1) BHKW-Instandhaltungsverträge nach ASUE_2014 [8]; im Ziel um 25 % erhöht wg. Intervallbetrieb

Literatur

- [1] Hahn, H., Holzhammer, U., Gerhardt N., Kirchner D., Krautkremer, B.; Fraunhofer- Instituts Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): *Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen - Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse*; Kassel, April 2014
- [2] <http://www.amprion.net/glossar>; abgerufen am 03.12.2014
- [3] Anlage 3 (I) Nr. 1 d des Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist
- [4] Umweltgutachterausschuss: *Leitlinie des Umweltgutachterausschusses*; Berlin, 2013; <http://www.uga.de/allgemeines/aktuelle-themen/2013/leitlinie-fuer-die-einheitliche-pruefung-von-eeg-anlagen/>
- [5] BDEW: *Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Ausgabe: Juni 2008;
- [6] 12. BImSchV – Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Juni 2005 (BGBl. I S. 1598), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3230) geändert worden ist
- [7] UBA (2014): Erläuterungen zur Berechnung der vorhandenen Masse von hochentzündlichem Biogas in Biogasanlagen zur Prüfung der Anwendung der StörfallIV
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/pdfs/biogas_stoerfallv_1_2_erlaeuterungen.pdf
- [8] ASUE Arbeitskreis Brennstoffzellen/BHKW: *BHKW-Kennndaten 2014/2015*; Hrsg.: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.; Berlin; 2014

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
- Biogasanlagenbetreiber
- 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

Aschmann, V; Keymer, U.; Rauh, S., Binder, S.; Schwertner, S. (2015): Direktvermarktung III – Bedarfsorientierte Stromerzeugung. In: Biogas Forum Bayern Nr. V – 22/2015, Hrsg. ALB Bayern e.V., <http://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/Direktvermarktung-III-Bedarfsorientierte-Stromerzeugung.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