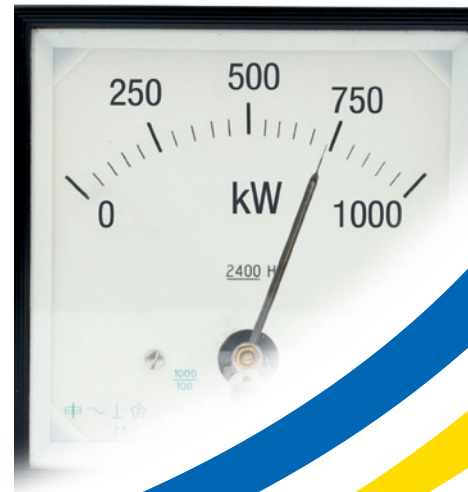
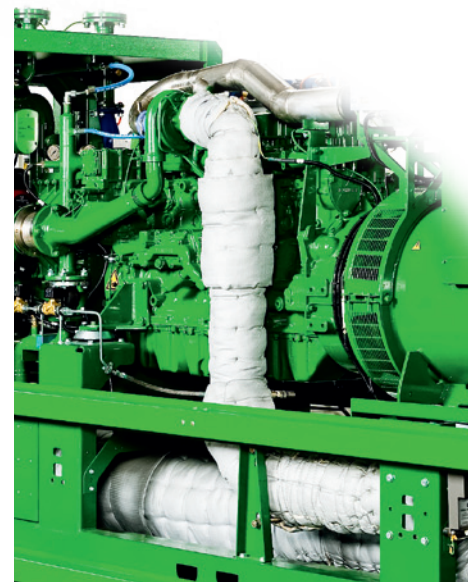


DLG-Merkblatt 396

Flexibilitätsprämie bei Biogas

Chancen, technische und rechtliche Rahmenbedingungen



DLG – weil Betriebserfolg im Kopf beginnt!



Merkblätter – Sicherheit für Ihre Entscheidungen!

Über 100 Merkblätter und Arbeitsunterlagen
für die tägliche Praxis im Betrieb.

→ www.DLG.org/Merkblaetter

Prüfberichte – Erst informieren, dann investieren!

1.500 Prüfberichte über Technik und Betriebsmittel.

→ www.DLG-Test.de

DLG-Fachausstellungen: Ideen – Impulse – Innovationen

Freier Eintritt zu den DLG-Fachausstellungen
EuroTier, EnergyDecentral, AGRITECHNICA,
DLG-Feldtage, PotatoEurope

Tagungen

Das breite Themenspektrum der DLG-Veranstaltungen
reicht vom Zukunftsforum bis zu den praxisnahen
Fachtagungen.

→ www.DLG.org/Veranstaltungen

Managementprogramme und Seminare – Know-how für die Betriebsführung

Das Weiterbildungsangebot der DLG-Akademie:
Managementprogramme, Seminare und Workshops.

→ www.DLG-Akademie.de

Nachwuchsförderung

Umfangreiches Angebot für Nachwuchskräfte:
DLG-KarriereKompass.de, Berufs- und Karriereplanung,
Agrarpraktikum.de, Nachwuchs-Förderpreise,
Hochschul-Fachveranstaltungen, Trainee Programm



**Jetzt anmelden unter:
www.DLG.org/Mitgliedschaft**

DLG-Merkblatt 396

Flexibilitätsprämie bei Biogas Chancen, technische und rechtliche Rahmenbedingungen

Autoren

- DLG-Ausschuss Biogas
- Dr. Arndt von der Lage, Landwirt , Frisothe
- Ulrich Keymer, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, München
- Bodo Drescher, Energy2market GmbH, Leipzig
- Maja de Jager, ELUcert GmbH, Coesfeld
- Frank Grewe, 2G Drives GmbH, Heek
- Marcus Vagt, DLG e.V., Frankfurt am Main

Alle Informationen und Hinweise ohne jede Gewähr und Haftung

Herausgeber:

DLG e.V.
Fachzentrum Land- und Ernährungswirtschaft
Eschborner Landstraße 122, 60489 Frankfurt am Main

1. Auflage, Stand: 01/2014

© 2014

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

Inhalt

1. Einleitung in das allgemeine Thema Flexibilitätsprämie	5
1.1 Was ist die Flexibilitätsprämie?	5
1.2 Rahmenbedingungen und Berechnung der Flexibilitätsprämie	5
1.3 Erlösmöglichkeiten (Förderhöhe)	6
2. Chancen und Risiken der Flexibilitätsprämie	6
2.1 Anlagenbegriff im EEG	7
2.2 Wirtschaftliche Absicherung	8
2.3 Überschusseinspeisung	8
3. Welche technischen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden?	9
3.1 BHKW	9
3.1.1 Erhöhte Anforderungen an die Software	9
3.1.2 Erhöhte Anforderungen an die Mechanik	10
3.2 Gasspeicher	12
3.2.1 Erforderliches Speichervolumen	12
3.2.2 Gasspeichererweiterung	13
3.2.3 Anschaffungskosten	14
3.2.3 Störfall-Verordnung	15
3.3 Netzzugang	16
3.4 Fütterungssteuerung	16
3.5 Gassystem	16
4. Genehmigungsrecht	17
4.1 Anwendung der Störfallverordnung bei Biogasanlagen	17
4.2 Wesentliche Änderungen gemäß BImSchG	19
4.3 Baugesetzbuch, § 35 – kein Problem	20
5. Umweltgutachten	20
5.1 Punkte zur Erfüllung des Umweltgutachtens	20
5.2 Vor dem Demonstrationsbetrieb	21
5.3 Demonstrationsbetrieb	22

1. Einleitung in das allgemeine Thema Flexibilitätsprämie

1.1 Was ist die Flexibilitätsprämie?

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

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

1.2 Rahmenbedingungen und Berechnung der Flexibilitätsprämie

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

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

Die Flexibilitätsprämie kann über zehn Jahre gezahlt werden. Für ihre Höhe sind die Änderung der Gesamt-Anlagenfahrweise und die daraus resultierende Jahresarbeit entscheidend:

$$\text{Flexprämie} = P_{\text{Zusatz}} * \text{EUR } 130 / \text{kW}$$

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{installiert}} - (P_{\text{Bemessung}} * 1,1 \text{ [bei BGA]}) \text{ (bei Biomethan Ansatz des Faktors } 1,6)$$

$$P_{\text{Bemessung}} = \text{Jahresarbeit} / \text{Jahresstunden}$$

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

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

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

1.3 Erlösmöglichkeiten (Förderhöhe)

Allein aus der Flexibilitätsprämie ist eine komplette Refinanzierung einer neugetätigten Investition für die Schaffung zusätzlicher Flexibilität in der Regel nicht zu erreichen.

Über die Verhaltensänderung bei der Erzeugung von elektrischer Energie sind allerdings zusätzliche Markterlöse möglich, die nicht fix sind und von Marktentwicklungen abhängen.

Beispiel: Flexibilitätsprämie für eine 500 kW-Biogasanlage

Wenn eine Erzeugungsanlage über eine zusätzliche Motorenkapazität von 880 kW und einen Gesamtgasspeicher von ca. 4.500 m³ verfügt, bedeutet dies im Kalenderjahr einen Zusatzerlös von ca. 108.000 €.

2. Chancen und Risiken der Flexibilitätsprämie

Die wachsende Rolle der Erneuerbaren Energien (EE) am Erzeugungsanteil erfordert eine Neubewertung der Systeme. Entscheidend wird sein neben den Energiekosten die Minimierung der Investitionsrisiken im Auge zu behalten. Nur ein EEG mit Langzeitabsicherung wird die Investitionsbereitschaft im Bereich der EE aufrechterhalten. Andererseits wird quer durch alle politischen Landschaften eine bessere Wettbewerbsfähigkeit der EE im Vergleich zu der Konventionellen Energie gefordert. Dies ist insbesondere unter dem Aspekt des weiteren Ausbaues, und damit einer Dominanz der EE, eine volkswirtschaftliche Forderung.

Bezüglich der Kosteneffizienz ist das Technologieportfolio von entscheidender Bedeutung – weniger die Korrektur an den schon deutlich abgesenkten Vergütungen der EE. Hier hat die 2012 im EEG verankerte Marktprämie erste Ansätze zur Marktintegration geschaffen. Nunmehr steht im nächsten Schritt die Frage inwieweit weitere Zusatzinstrumente die EE vollständig integrieren können. Dabei wird der Steuerung der teuren Technologien wie Biogas eine besondere Rolle zufallen. Entsprechend ist das Instrument der Flexibilitätsprämie ein erster Schritt in diese Richtung, da man lediglich die Lastverschiebung fördert, nicht aber die Steigerung der Produktion.

Mit der Lastverschiebung wird die Marktprämie entlastet, da die Produktion in die besser bezahlten Vermarktungsstunden verschoben wird und es keine neuen Energiemengen entstehen, die eine Marktprämienzahlung verursachen. Wird durch die Lastverschiebung eine Verbesserung der Stromerlöse um ca. 1,9 Cent je kWh erreicht, ist die Flexibilitätsprämie über die eingesparten Marktprämienzahlungen durch die Übertragungsnetzbetreiber sogar vollständig kompensiert.

Derartige Ansätze sollten weiter verfolgt werden, da die übrigen EE zurzeit keinerlei Möglichkeiten zur Last- bzw. Produktionsverschiebung besitzen. Die immer wieder diskutierten Ansätze zur Speicherung, wie die POWER-TO-GAS Technologie, scheitern noch an den fehlenden Rahmenbedingungen im gesetzlichen Umfeld (Änderungen des EEG, Energiewirtschaftsgesetz) und den noch zu hohen Stückkosten.

2.1 Anlagenbegriff im EEG

Mit dem Anlagenbegriff im EEG 2009 hat sich in der Rechtsprechung ein heftiger Streit darüber entwickelt, wie der Anlagenbegriff des EEG auszulegen ist. Hintergrund hierfür waren insbesondere recht häufige und typische Anlagenkonstellationen bei Biogasanlagen, in denen an nur eine Biogasanlage mehrere BHKW angeschlossen sind. Der „weite Anlagenbegriff“ bedeutet, dass alle über eine Gasleitung untereinander verbundenen Blockheizkraftwerke als eine gemeinsame Anlage zu behandeln sind. Damit ist es Anlagenbetreibern nicht möglich durch eine 12-Monatsfrist nach § 19 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2009, die von ihm betriebenen BHKW, als zwei separat zu vergütende Anlagen einzustufen zu lassen.

Demgegenüber steht die Interpretation des „engen Anlagenbegriffes“. Demnach sind mehrere BHKW, auch wenn sie ein und dieselbe Biogaserzeugungseinrichtung gemeinsam nutzen, durchaus als eigenständige Anlagen einzustufen. Diese Auffassung wird insbesondere durch die Clearingstelle vertreten. Lediglich bei einer Erst-Inbetriebnahme eines BHKW nach dem 01.01.2012 ist bei dem engen Anlagenbegriff ein Aufaddieren der Leistung möglich.

Für unter dem EEG 2012 in Betrieb genommene Biogasanlagen hat sich die Problematik insoweit entschärft, als das durch den neuen § 19 Abs. 1 S. 2. EEG 2012 geregelt ist, dass mehrere BHKW, die das zur Stromerzeugung benötigte Biogas aus derselben Erzeugungsanlage beziehen, vergütungsseitig stets zu addieren sind.

Eine Erweiterung bestehender Biogasanlagen um eine zusätzliche Generatorleistung, mit dem die Erhöhung der installierten elektrischen Leistung der Anlage (z. B. durch Austausch des bisherigen gegen ein größeres neues BHKW oder durch Zubau eines zweiten BHKW) gemeint ist, ist laut Stellungnahme des Bundesministeriums für Umwelt (BMU) vom 30.11.2012 unschädlich. Das BMU geht davon aus, dass sich bei Ersetzung eines BHKW durch ein leistungstärkeres neues BHKW (für einen flexibleren Anlagenbetrieb), ohne gleichzeitige Erhöhung der Biogaserzeugungskapazität durch den Austausch des BHKW, nichts an dem Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage ändert.

In der Stellungnahme des BMU vom 19.08.2013 wird ferner ausgeführt, dass das Bundesumweltministerium bei Erweiterungen bestehender Biogasanlagen im Kern auf eine Beibehaltung der bisherigen Biogasproduktion – genauer Beibehaltung der bisherigen Bemessungsleistung – abstellt. Bauliche Änderungen an der Biogaserzeugungstrecke, die einer Flexibilisierung der Gaserzeugung oder beispielsweise dem Immissionsschutz dienen, aber nicht zu einer Erhöhung der Biogaserzeugungsleistung führen, sind unschädlich hinsichtlich des Inbetriebnahmezeitpunkts. Insoweit führt die nachträgliche Errichtung von zusätzlichen Gasspeichern in bestehenden Biogasanlagen bei weiterhin gleichbleibender Biogaserzeugungsleistung nicht zu einer Neuinbetriebnahme der Anlage.

Anders gelagert sein können Fälle von zugebauten abgesetzten BHKW (sogenannten „Satelliten-BHKW“). Soweit diese als eigene Anlage im Sinne des EEG gelten, findet nach Meinung des BMU auch ein eigener Inbetriebnahmezeitpunkt Anwendung. In der Konsequenz bedeutet dies, dass man nach Meinung des BMU mit dem Austausch des BHKW den Vergütungsanspruch des Erstinbetriebnahmedatums verliert. Ob und wann ein Satelliten-BHKW als eigene Anlage gilt, ist im Einzelfall zu beurteilen, da das EEG keine Regelung zur Selbständigkeit von abgesetzter BHKW enthält.

Sofern das BMU seine Sichtweise zu den Satelliten-BHKW nicht neu überdenkt, besteht die Gefahr bei einer Veränderung der BHKW-Struktur die bestehende Einspeisevergütung zu verlieren. Insofern kann man bei Satelliten-BHKW nur darauf warten, dass es zukünftig eine eindeutige Rechtsmeinung zu Beibehaltung der Vergütungssituation bei einer Veränderung der BHKW-Struktur gibt.

2.2 Wirtschaftliche Absicherung

Wie bereits ausgeführt, ist die Frage nach dem Anlagenbegriff umstritten. Eine höchst richterliche Rechtsprechung zu dieser Problematik steht derzeit noch aus. Eine klarstellende Änderung ist im Zuge der EEG-Novellierung 2012 nicht erfolgt. Allerdings ist auf die Neuregelung in § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 hinzuweisen, wonach künftig unabhängig von der räumlichen Entfernung oder des zeitlichen Abstands ihrer Inbetriebnahme mehrere Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas leistungsseitig zu addieren, wenn das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt. Damit dürfte bei den „Satelliten-BHKW“ eine Veränderung des BHKW-Status unter Umständen auch eine Veränderung der Vergütungsstruktur bringen.

Da die Netzbetreiber zu der Bewertung des Inbetriebnahmezeitpunkts bei Satelliten-BHKW-Erweiterungen sicherlich unter Vorbehalt zahlen, sollte jedes Satelliten-BHKW eine eigenständige GmbH sein. Dies wird bei den Satelliten-BHKW aufgrund der vorliegenden Rechtsproblematik wahrscheinlich schon gängige Praxis sein. Sollte jedoch bisher keine Eigenständige Haftung vorhanden sein, ist dringend zu dem Schritt zu raten, um nicht im Bedarfsfall Vergütungen zurückzahlen zu müssen.

2.3 Überschusseinspeisung

Biogasanlagen können bei einer Lastverschiebung für den direkt vermarkteten Strom eine Flexibilitätsprämie erhalten. Grundvoraussetzung hierfür ist jedoch nach § 33 i Abs. 1 Nr. 1 EEG, dass der „gesamte in der Anlage erzeugte Strom“ sich in der Direktvermarktung befindet. Dies kann das Marktprämienmodell oder eine sonstige Direktvermarktung sein. Unklar ist, ob damit eine Überschusseinspeisung möglich ist, ob also der Anlagenbetreiber den etwa für seine Rührwerke benötigten Strom zuvor selbst nutzen kann und dann nur den Überschuss, den er selbst nicht benötigt, direkt vermarktet. Der Wortlaut des EEG scheint eine solche Möglichkeit nicht zuzulassen.

Insbesondere die Abfallanlagen haben Anteile des erzeugten Stromes zur Eigennutzung beansprucht. Mit der Beantragung der Flex-Prämie müsste nun laut EEG der gesamte erzeugten Strommengen eingespeist werden. Damit wären Anteile der der Flex-Prämie wieder gegenzurechnen.

Im Ergebnis wollte das EEG sicherlich nur sicherstellen, dass die Eigenstromnutzung nicht zur Generierung der Flex-Prämie beiträgt. Das könnte man dadurch sicherstellen, dass man mit einem zweiten Zähler den gesamten erzeugten Strom bilanziert, und von dieser Menge ausgehend die Flex-Prämie ermittelt. Eine diesbezügliche Einigung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Erzeuger ist bereits umgesetzt worden.

3. Welche technischen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden?

3.1 BHKW

3.1.1 Erhöhte Anforderungen an die Software

Um die gestiegenen Anforderungen an die Flexibilität von BHKW-Anlagen zu erfüllen, müssen zunächst verlässliche Schnittstellen für die Fernbedienbarkeit geschaffen werden. Die Anbindung erfolgt meist mittels eines Routers. Dieser wird in die Schalt- und Regelungstechnik auf Feldbus-Ebene mit der Modulsteuerung verbunden. Die dauerhafte Verbindung wird über das Internet (kabelgebunden oder Mobilfunk) hergestellt. Die direkte Verbindung der Anlage zum Internet gilt als unsicherere Variante gegenüber einem sicheren VPN Tunnel. Einige wenige Hersteller setzen auf die analoge Telefonleitung in Verbindung mit einem Modem. Alle Systeme sind bei Bestandsanlagen nachrüstbar.

Als nächsten Schritt gilt es die BHKW-Anlage für schnelle, regelungstechnische Aufgaben zu optimieren und ein gutes Startverhalten sicherzustellen. In der Vergangenheit war es gewöhnlich der Fall, dass Blockheizkraftwerke mit einer Leistungszunahme bzw. Leistungsabnahme von ca. 1 kW/s betrieben wurden. Durch die einfache Anpassung von Reglerparametern ist es fast immer möglich diesen Wert wesentlich zu verbessern. Doch bereits vor dem eigentlichen Hochfahrprozess ist es wichtig, dass alle Einzelkomponenten unmittelbar zur Startanforderung betriebsbereit sind. Um einen sicheren und schnellen Anlagenstart zu gewährleisten gilt es drei Hauptpunkte zu beachten:

1. Betriebsbereitschaft der Nebenantriebe

Die für einen sicheren Start des Motors erforderlichen Nebenantriebe, wie z. B. der Gasmischer, sollten dauerhaft bestromt sein, um eine zeitaufwändige Referenzfahrt zur Positionsbestimmung vor dem Start zu vermeiden.

2. Optimale Parametrierung und Einstellung der BHKW-Regelung

Bereits ab der ersten Anlasserumdrehung sollte ein zündfähiges Gas-Luftgemisch im Brennraum zur Verfügung stehen, welches dann zum richtigen Zeitpunkt von der Zündkerze entzündet wird. Intelligente, drehzahlabhängige Kennfelder ermöglichen bei modernen Steuerungen einen sicheren Anlagenstart.

3. Motorvorwärmung

Der Verbrennungsmotor sollte zum Start auf eine Temperatur von mehr als 60°C aufgewärmt sein. Dazu gibt es zwei Möglichkeiten.

Zum einen die elektrische Stillstandsheizung die dann aktiviert wird sobald sich der Motor abgestellt hat und den Motor kontinuierlich warm hält. Der Stromverbrauch liegt in etwa zwischen 1,5 und 6 kW (je nach Anlagengröße).

Zum anderen mittels Wärmerückbezug aus dem Heizungsnetz. Da hierfür die Motor- und Heizungswasserpumpen aktiviert werden müssen, ist der Stromverbrauch bei dieser Option für eine dauerhafte Warmhaltung zu hoch. So wird diese in der Regel erst einige Minuten vor dem

eigentlichen Start der Anlage zugeschaltet und eignet sich daher auch schlechter für möglichst schnelle Startvorgänge nach Anforderung des BHKW.

3.1.2 Erhöhte Anforderungen an die Mechanik

Auswirkungen von Teillastbetrieb

Um Frühausfälle durch den Betrieb vieler Bauteile außerhalb des Auslegebereichs zu vermeiden, lässt sich generell sagen, dass motorbetriebene BHKW-Anlagen immer mit mindestens 50% Last betrieben werden sollten. Weiterhin ist zu beachten, dass ein Betrieb zwischen 50% und 100% bei sauberem Gas zwar auch dauerhaft möglich ist, diese Betriebsweise jedoch immer deutliche Verluste hinsichtlich des elektrischen Wirkungsgrades zur Folge hat. Letztendlich erhöht sich bei jedem Verbrennungsmotor mit steigender Leistung der Anteil der tatsächlich erzeugten mechanischen Energie im Verhältnis zu den Verlusten aus Reibung, unvollkommener Verbrennung, Leckagen oder Kühlung. Abbildung 1 zeigt beispielhaft den Wirkungsgradverlauf einer 250 kW BHKW-Anlage.

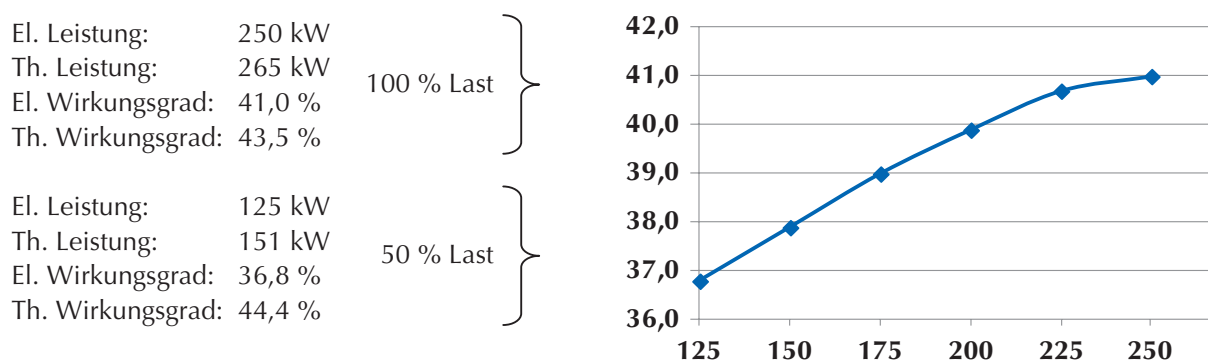


Abbildung 1: Wirkungsgradverlauf einer 250 kW BHKW-Anlage (hier am Beispiel des 2G agenitor®306)

Der Wartungsplan von BHKW-Anlagen bezieht sich stets auf die Betriebsstunde (Bh) und nicht auf die erzeugte Kilowattstunde (kWh), das steigende spezifische Wartungskosten zur Folge hat. Der Teillastbetrieb wird daher aus mehreren Sichtweisen eher unwirtschaftlich und sollte möglichst vermieden werden.

Erhöhtes Start/Stopp Verhältnis

Durch den Einsatz moderner Regelparameter in Verbindung mit technologisch weit entwickelten Bauteilen zur Gemischbildung und Entflammung konnte das Startverhalten in den letzten Jahren flächendeckend optimiert und damit Fehlstarts reduziert werden. Hinsichtlich der Gasqualität, die eine erfolgreiche Zündung ermöglicht, kann man derzeit von ca. 45 % Methananteil ausgehen.

Herausforderungen durch erhöhtes Start-/Stoppverhalten

Im Wesentlichen sind hier die Komponenten Anlasser, Lager und alle Komponenten, die durch den erhöhten Start-/Stopp Betrieb neuen thermischen Belastungen ausgesetzt sind, zu nennen. Auf Basis von im Feld gesammelten Erfahrungen und Ableitungen aus vergleichbaren Einsatzbereichen können betrachtet werden:

1. Anlasser

Da die Startphase des Motors die einzige Phase ist, in der der Anlasser arbeitet, stellt jeder Startvorgang die wesentliche Belastung für den Anlasser dar. Nach rein logischen Gesichtspunkten ist davon auszugehen, dass sich die Standzeit des Anlassers mit häufigerem Betrieb verkürzt. Allerdings sei ebenfalls erwähnt, dass die Hersteller die Anlasser in verschiedenster Art und Weise testen und insbesondere Erfahrungen aus dem PKW Bereich zurate gezogen werden. So sind die gängigen Anlasser in der Regel für drei Starts innerhalb kürzester Zeit konzipiert, ehe diese wieder abkühlen müssen.

2. Lager

Die erhöhte Lagerbelastung durch häufigen Start/Stop ergibt sich dadurch, dass die Lager häufiger mit einer Anlaufreibung laufen und somit die Belastung (ausgedrückt durch die Reibungszahl f) enorm hoch ist. Die Stribeck-Kurve (Abbildung 2) stellt die Reibungszahl in Abhängigkeit der Drehzahl dar:

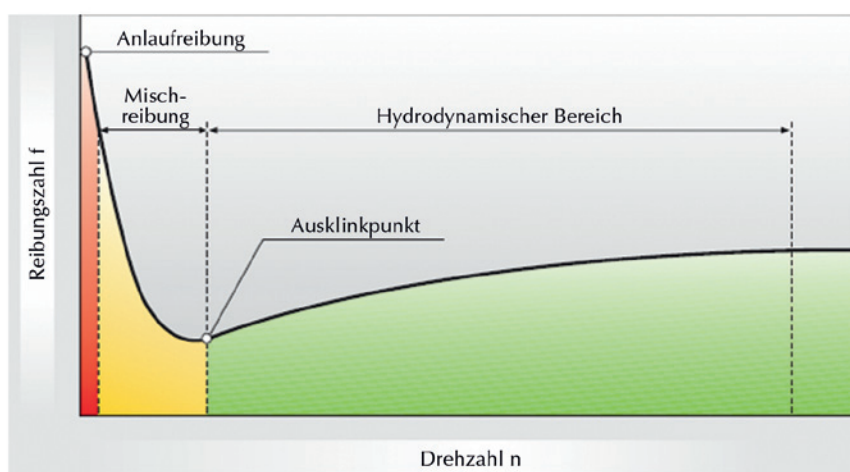


Abbildung 2: Stribeck-Kurve; Quelle: adaptiert aus Stribeck, 1902

Die Grafik zeigt, dass mit Erreichen der Gleitreibung (hydrodynamischer Bereich) die Belastungen nur noch knapp ein Drittel der Anlaufreibung ausmacht. Der eigentliche „Schlag“ auf das Lager beim Startvorgang ist somit der entscheidende Faktor bei der langfristigen Haltbarkeit des Lagers. Von der modernen Lagertechnologie, die heute ebenfalls schon im Automobilsektor für die sogenannte „Start / Stopp Automatik“ zum Einsatz kommt, profitieren auch die Gasmotorenhersteller für BHKW-Anlagen. In Verbindung mit modernen Schmierölen halten die Motorlager gesichert 4.000 Starts bis zur Überprüfung, die in der Regel bei 30.000 Bh erfolgt.

3. Sonstige Motorkomponenten

Neben der erhöhten mechanischen Belastung, die sich vor allem auf den Anlasser und die Lager auswirkt, entsteht ferner eine Belastung durch häufige Temperaturwechsel im Motor. Weiterhin ist durch die vermehrten Temperaturwechsel mit einer erhöhten Kondensatbildung im Öl zu rechnen, wodurch sich die Ölwechselintervalle verkürzen können. Es gilt speziell mittels Öl- und Gasanalysen den Zustand der Anlage zu überwachen und fortlaufend zu dokumentieren.

3.2 Gasspeicher

Die Gasspeichervolumen wurden in der Vergangenheit meist darauf ausgelegt das in einem Zeitraum von zwei bis sechs Stunden erzeugte Biogas aufzunehmen. Für eine flexible Betriebsweise reicht das meist nicht.

3.2.1 Erforderliches Speichervolumen

In Abhängigkeit vom elektrischen Nutzungsgrad verbrennt ein BHKW mit Gas-Otto-Motor pro Vollbenutzungsstunde (Vbh) zwischen 0,23 und 0,30 Normkubikmeter (Nm³) Methan je Kilowatt elektrischer Leistung (kW_{el}). Bei einem CH₄-Gehalt von 53 Vol.-% ergibt sich ein Biogasverbrauch von durchschnittlich 0,5 Nm³/kW_{el}*Vbh⁻¹. Läuft ein BHKW 22 Stunden pro Tag Vollast, müssen rund 11 Nm³ Biogas pro kW_{el} erzeugt werden. Da die Biogaserzeugung kontinuierlich über 24 Stunden erfolgt, entspricht das einer Erzeugung von rund 0,46 Nm³ Biogas pro Stunde, die im Falle eines Stillstands gespeichert werden muss. Dieser Orientierungswert für den Speicherbedarf gilt allerdings nur unter Normbedingungen (trockenes Gas mit einer Temperatur von 0°C und einen Gasdruck von 1013 Hektopascal), die in der Praxis nicht vorkommen. Unter realen Bedingungen kann das Gasvolumen um mehr als 30 Vol.-% höher sein. Dementsprechend muss der Gasspeicher größer ausgelegt sein. Mit einem, etwas großzügig bemessenen, Korrekturfaktor von 1,4 kommt man dann zu der Faustzahl für den spezifischen Gasspeicherbedarf in Höhe von 0,65 m³/kW_{el}*Vbh⁻¹. Zündstrahler brauchen auf Grund des Zündölanteils und des höheren elektrischen Nutzungsgrades bei gleicher Nennleistung rund 18 Vol.-%/kW_{el} weniger Gasspeicher (Annahmen: Nutzungsgrad-Vorteil: 5 Prozentpunkte; Zündölanteil: 7% der Bruttoenergie).

In Tabelle 1 sind Faustzahlen für das erforderliche Gasspeichervolumen bei unterschiedlichen Nutzungsgraden der BHKW mit Gas-Otto-Motoren und unterschiedlichen Auslastungen zusammengestellt.

Tabelle 1: Richtwerte für das Gasspeichervolumen im m³/kW und Vbh in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad des BHKW; Annahmen: Methangehalt im Biogas 53 Vol.-%.

Nutzungsgrad	%	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
Biogasverbrauch des BHKW	m ³ kW*Vbh ⁻¹	0,80	0,78	0,76	0,74	0,72	0,70	0,68	0,66	0,65	0,63
Notwendiges Gasspeichervolumen bei 23 Vbh/d vor Umstellung auf Intervallbetrieb											
Speichervolumen	m ³ /kW*h ⁻¹	0,77	0,75	0,73	0,71	0,69	0,67	0,65	0,63	0,62	0,60
Notwendiges Gasspeichervolumen bei 22 Vbh/d vor Umstellung auf Intervallbetrieb											
Speichervolumen	m ³ /kW*h ⁻¹	0,74	0,71	0,69	0,67	0,66	0,64	0,62	0,61	0,59	0,58
Notwendiges Gasspeichervolumen bei 21 Vbh/d vor Umstellung auf Intervallbetrieb											
Speichervolumen	m ³ /kW*h ⁻¹	0,70	0,68	0,66	0,64	0,63	0,61	0,59	0,58	0,57	0,55

Beispiel:

Eine 500 kW-Anlage (Nutzungsgrad BHKW 38%) plant die Umstellung vom Dauerbetrieb auf Intervallbetrieb (Ein-/Ausbetrieb) mit 8 Vbh/d; das heißt, das in einem Zeitraum von maximal

16 Stunden erzeugte Biogas muss gespeichert werden. Die Auslastung liegt vor Umstellung bei 22 Vbh/d. Die überschlägige Berechnung anhand der Tabellenwerte ergibt ein notwendiges Gasspeichervolumen von rund 5.100 m³ (Rechengang: 0,64 [m³/kW*h⁻¹] * 16 [h] * 500 [kW] = 5.120 m³). Kann der vorhandene Gasspeicher weiter genutzt werden, vermindert sich der zusätzliche Speicherbedarf entsprechend.

3.2.2 Gasspeichererweiterung

Gasspeichererweiterungen lassen sich entweder durch den Austausch von Gashauben, die gasdichte Abdeckung bisher offener Gärrestlager („integrierte Gasspeicher“) oder durch den Neubau externer Gaslager realisieren. Welche Speichervariante die richtige ist, hängt von den örtlichen und baulichen Gegebenheiten ab.

Integrierte Gasspeicher

Sofern es die Statik des jeweiligen Behälters bzw. der Behälterkrone erlaubt, kann durch den Austausch sogenannter Zeltdächer oder 1/4-Kugel Doppelmembran-Gasspeicher gegen 1/3- oder 1/2-Kugel Doppelmembran-Gasspeicher das Lagervolumen mehr als verdoppelt werden (vgl. Abbildung 3).

Für verschiedene Anforderung gibt es passgenaue Schnittmuster. Trotzdem muss der Austausch des Zelt- oder Tragluftdachs nicht immer die beste Lösung sein. Probleme mit der biologischen Entschwefelungsleistung können auftreten, wenn die Durchströmung des Gaslagers während längerer Abschaltzeiten der BHKW zum Erliegen kommt. Praxisprobleme, wie mangelhaft arbeitende Füllstandsmesser oder ungleichmäßige Entfaltung (Aufblähen) der Innenmembran, werden mit zunehmender Größe der Gasspeicher nicht behoben, sondern eher verstärkt. Die gleichmäßige Entleerung von Gaslagern, die untereinander verbunden sind, erweist sich

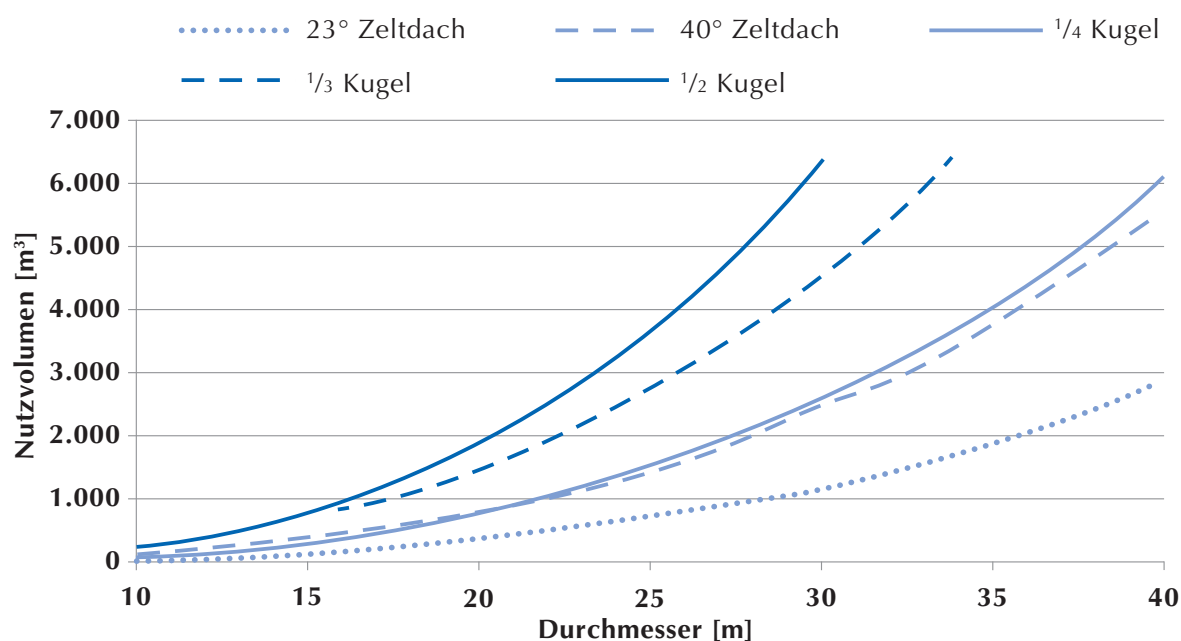


Abbildung 3: Speichervolumina von integrierten Gasspeichern auf Behältern in Abhängigkeit von Behälterdurchmesser und Speicherbauweise (Firmenangaben)

nicht selten als schwierig (Prinzip der kommunizierenden Röhren). Entweicht das Gas schneller als geplant aus einzelnen Behältern, könnten beispielweise Volumenströme auftreten, die größer sind als die Durchflussmengen der Über-/Unterdrucksicherungen.

Externe Niederdruck-Gasspeicher

Externe Kugelgasspeicher ($\frac{3}{4}$ Kugel) – Einbaulösungen mit Kissenspeichern oder Gassäcken sind Sonderfälle – unterscheiden sich vom Prinzip nicht wesentlich von internen Doppelmembranspeichern. Unter einer formgebenden Außenmembran bilden eine Innen- und einer Bodenmembran den Gasspeicher. Ein permanent laufendes Stützluftgebläse hält die Außenhaut in Form und sorgt für einen konstanten Innendruck – unabhängig von der Gasbefüllung und -entnahme. Kugelgasspeicher sind mit Volumina von unter 100 m³ bis über 6.000 m³ lieferbar. Vorteilhaft ist, dass baulich-technische Anpassungen im Bereich der Biogaserzeugung nicht erforderlich sind, da das Gas wie bisher kontinuierlich gefördert wird. Die Füllstandmessung funktioniert in der Regel zuverlässig. Probleme mit dem Befüllen bzw. Entleeren des Speichers treten nicht auf.

Die Nachteile externer Kugelgasspeicher sind ihr zusätzlicher Platzbedarf und die etwas höheren Anschaffungskosten, die wesentlich durch die Streifenfundamente bzw. die Betonplatte verursacht werden.

3.2.3 Anschaffungskosten

Die spezifischen Anschaffungskosten der Gasspeicher sinken mit zunehmendem Behältervolumen.

Abbildung 4 zeigt Orientierungspreise für verschiedene Szenarien auf. Danach kommt der Gasspeicherausbau am günstigsten, wenn „nur“ die Doppelmembran-Folien auszuwechseln sind. Einschließlich Montage kostet der Austausch dann weniger als 20 €/m³ für einen Behälter mit einem Durchmesser von 26 m und einem Gasspeichervolumen von rund 2.500 m³. Die Erst-

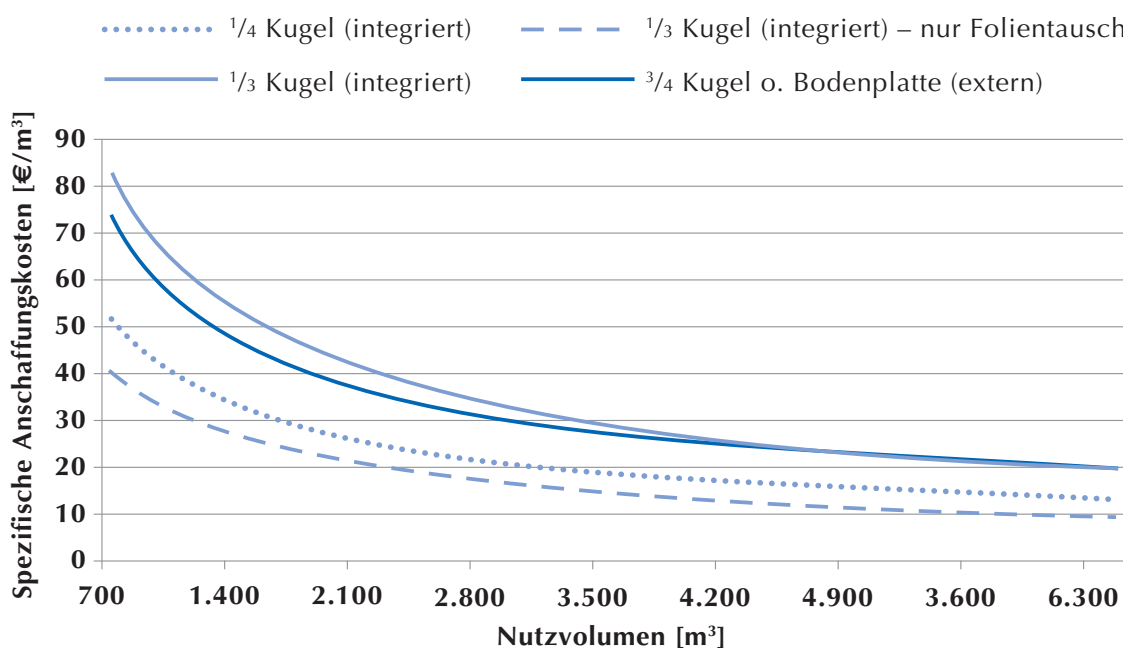


Abbildung 4: Orientierungspreise für integrierte bzw. einen externen Gasspeicher (ohne Peripherie) in Abhängigkeit vom Nutzvolumen

ausrüstung eines offenen Gärrestlagers kostet rund das Doppelte. Etwas günstiger ist ein externer Speichers (¾ Kugel) ähnlicher Dimension. Die spezifischen Anschaffungskosten betragen rund 34 €/m³ einschließlich Montage. Nicht eingerechnet sind hier die Kosten für Streifenfundamente bzw. die Beton-Bodenplatte.

3.2.3 Störfall-Verordnung

Die Erweiterung bestehender Gaslager oder der Bau zusätzlicher, gasdicht abgedeckter Behälter (Fermenter, Gaslager oder Gärrestlager) kann dazu führen, dass die Störfallverordnung¹ greift. 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 rechnerischen 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 umfänglichen Vollzugshilfen zur Störfallverordnung auf der Homepage des Umweltbundesamtes² abrufbar ist. Für den Vollzug der Verordnung sind die Länder zuständig.

1 StörfallV (2010): Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Juni 2005 (BGBl. I S. 1598), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 4 der Verordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I S. 1643) geändert worden ist.

2 UBA (2011): Störfall-Verordnung und Seveso-Richtlinie <http://www.umweltbundesamt.de/nachhaltige-produktion-anlagensicherheit/anlagen/stvo-seveso-richtlinie.html>, letzter Zugriff am 30. 8. 2013.

3.3 Netzzugang

Im Vorfeld der Leistungserhöhung ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen, ob das Netz in der Lage ist die zusätzliche elektrische Leistung aufzunehmen. Dabei gibt es durchaus Regionen in denen eine erhöhte Einspeisung nicht oder nur nach Ertüchtigung des Netzes möglich ist. Die Kosten hierfür können ggf. auf den Anlagenbetreiber umgelegt werden und müssen somit in die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit mit einbezogen werden.

Neben der Eignung des Netzes als solches muss auch der Transformator, der sich im Normalfall im Eigentum des Anlagenbetreibers befindet, auf seine Eignung für größere elektrische Leistungen überprüft werden. Häufig wird ein Austausch notwendig sein, da Transformatoren aus Kostengründen zumeist passend ausgelegt sind. Bei der Notwendigkeit eines Austausches kann es aus finanzieller Sicht interessant sein, neben dem Angebot des Netzbetreibers, der häufig der erste Ansprechpartner für derartige Fragestellungen ist, weitere Angebote einzuholen.

3.4 Fütterungssteuerung

Die Fütterung einer Biogasanlage richtet sich grundsätzlich nach der für die zu erzeugende Leistung kalkulierten Gasmenge, allerdings ist es in den meisten Fällen schwierig eine speziell auf kurzfristige Lastverschiebungen ausgerichtete Fütterung zu realisieren.

Generell hat bei der Planung der Fütterung neben der zu realisierenden Gasmenge die Anlagenbiologie höchste Priorität. Für einen funktionierenden biologischen Prozess ist eine gleichmäßige Fütterung nach Menge und Inhaltsstoffen von Vorteil. Dies bedeutet, dass eine konstante Futtergrundlage im festen Rhythmus, z. B. stündlich, auch bei der flexiblen Stromerzeugung notwendig und vorteilhaft ist.

Sollte es aufgrund von Restriktionen der Gasspeicher dennoch notwendig sein kurzfristig die Gasproduktion in Anlehnung an die Fahrweise der Stromproduktion zu erhöhen, eignen sich hierfür vor allem hochenergetische Substrate mit einer schnellen Gasbildung. Für Nawaro-Anlagen sind dies geschrotete Getreidekörner, geschroteter Körnermais oder CCM und für Biogasanlagen, die auch Kofermente einsetzen dürfen ist vor allem Glycerin geeignet. Bei der Anwendung sollte man sich allerdings vorsichtig an den kurzfristigen Einsatz dieser Substrate annähern, zum einen um genaue Kenntnis über den Verlauf der Gasbildung und die Auswirkungen auf die Gär-säuren als Indikator für die Stabilität der Anlagenbiologie zu erlangen und zum anderen um eine mögliche Schaumproblematik zu umgehen.

3.5 Gassystem

Bedingt durch den Einsatz von BHKWs mit höherer Leistung bei Nutzung der Flexibilitätsprämie steigt der Gasdurchsatz bei Vollastbetrieb im Verhältnis zur konstanten Fahrweise proportional zur elektrischen Leistung an.

Beispiel:

Bei einer Nawaro-Anlage mit 52 Vol.-% Methan im Gas und einem BHKW mit 40% elektrischem Nenn-Wirkungsgrad kann je 100 kW zusätzlich installierter Leistung von einem um ca.

50 m³/h erhöhten Gasdurchsatz ausgegangen werden. Dieser erhöhte Gasdurchsatz bei Volllastbetrieb muss bei der Auslegung des Gassystems zwischen Gasspeicher und BHKW berücksichtigt werden. Für Altanlagen bedeutet dies die Notwendigkeit zur Überprüfung der verwendeten Bauteile auf ihren möglichen Gasdurchsatz.

Folgende Bauteile zwischen Gasspeicher und BHKW sind hiervon betroffen:

- Gasleitungen
- Kondensatschacht
- Externe Entschwefelung
- Gaskühlung
- Aktivkohlefilter
- Verdichter.

Schwerpunkte bei der Auslegung/ Überprüfung dieser Bauteile sollte zunächst der Volumenstrom sein. Dabei ist zu beachten, dass der tatsächliche Volumenstrom aufgrund von Temperatur und Druck von dem in der Dokumentation verwendeten Normkubikmetern i. d. R. um bis zu 20% nach oben abweichen kann. Neben dem Volumenstrom sollte auch der im Gassystem entstehende Unterdruck berücksichtigt werden. Häufig sind bei wachsenden Biogasanlagen zwar alle Werkstoffe in der Lage die zunehmenden Unterdrücke dauerhaft auszuhalten, aber die Wasservorlagen der Kondensatschächte oder der Gaskühlungen sind oft nicht mehr ausreichend. Dies führt je nach Betriebszustand zum Eindringen von Sauerstoff in das Gassystem mit entsprechender negativer Auswirkung auf einen zuverlässigen BHKW-Betrieb.

4. Genehmigungsrecht

Der Entschluss eines Anlagenbetreibers die Flexibilitätsprämie in Anspruch zu nehmen, kann u. a. mit einer Erweiterung der Anlagenkapazität einhergehen sowie mit dem verbundenen Ausbau des vorhandenen Gasspeichers. Im Folgenden werden die wichtigsten Rechtsbereiche Störfallverordnung (12. zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, 12. BImSchV), Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und die Novellierung des Baugesetzbuchs (BauGB), die bei Änderung der Anlagenkonfiguration greifen können, dargelegt.

4.1 Anwendung der Störfallverordnung bei Biogasanlagen

Im Folgenden werden die Prüfungsvorgänge aufgezeigt, die erforderlich sind, um die Anwendbarkeit der Störfallverordnung für Biogasanlagen zu ermitteln.

Im ersten Prüfungsvorgang gilt es den Betriebsbereich der Biogasanlage(n) zu erfassen und die dort vorhandenen gefährlichen Stoffe gemäß Anhang I StörfallV zu ermitteln. Der Betriebsbereich richtet sich gemäß Definition § 3 (5 a) BImSchG nach dem jeweiligen Betreiber der Anlage:

„Ein Betriebsbereich ist der gesamte unter der Aufsicht eines Betreibers stehende Bereich, in dem gefährliche Stoffe [...], in einer oder mehreren Anlagen einschließlich gemeinsamer oder verbundener Infrastrukturen und Tätigkeiten einschließlich Lagerung im Sinne des Artikels 3 Nummer 8 der Richtlinie in den in Artikel 2 der Richtlinie bezeichneten Mengen tatsächlich vorhanden oder vorgesehen sind oder vorhanden sein werden, [...].“

Nach Erfassung des Betriebsbereichs und der Ermittlung der vorhandenen gefährlichen Stoffe erfolgt im zweiten Prüfungsvorgang die Bestimmung der Massen und somit die Feststellung der Schwellenwerte gemäß Anhang I der StörfallIV.

Im dritten Prüfungsvorgang sind die im Betriebsbereich weiteren gefährlichen Stoffe zu erfassen und die jeweiligen Massen und Schwellenwerte zu ermitteln. Gemäß Definition kann der Betriebsbereich mehr die Biogasanlage umfassen. Somit können mehrere Biogasanlagen und/oder vorhandene Diesel- und Propangaslager entsprechend in die Mengenschwellenberechnung einfließen. Für die Erfassung eines Betriebsbereiches können beispielsweise die Mengenschwellen für folgende Stoffe bei einem Biogasanlagenstandort berücksichtigt werden:

1. **Biogas** unter der Nr. 8 Anhang I StörfallIV als „hochentzündlich“ einzustufen mit den Mengenschwellen 10.000 kg – 50.000 kg
2. **Diesel** unter der Nr. 13 Anhang I StörfallIV als „Erdölerzeugnisse“ einzustufen mit den Mengenschwellen 2.500.000 kg – 25.000.000 kg
3. **Propangas** unter der Nr. 11 Anhang I StörfallIV als „hochentzündliche verflüssigte Gase (einschließlich Flüssiggas) und Erdgas“ mit den Mengenschwellen 50.000 kg – 200.000 kg

Die erfassten Mengen der einzelnen Stoffe werden gemäß Anhang I StörfallIV in Addition (Stoff [kg]/Mengenschwelle [kg]) zusammengefasst und die sich daraus ergebenden Werte entscheiden, ob die StörfallIV Anwendung findet. Sofern die Mengenschwellen für einen Stoff gemäß Anhang I erreicht oder überschritten werden bzw. die sich aus den addierten Quotienten der Stoffe ergebenden Mengenschwellenwerte ≥ 1 liegen, entscheidet sich inwiefern der Betreiber den Grundpflichten der StörfallIV, dessen Anforderungen den §§ 3 bis 8 zu entnehmen sind oder den erweiterten Pflichten gemäß §§ 9–12 der StörfallIV unterliegt.

Die erforderlichen Schritte zur Erfüllung der Anforderungen der Grundpflichten sind in den §§ 3 bis 6 der StörfallIV aufgeführt. **Der Betreiber hat nach Art und Ausmaß der möglichen Gefahren erforderliche Vorkehrungen zu treffen, um Störfälle zu verhindern**, dabei ist u. a. folgendes zu berücksichtigen:

- Maßnahmen zu treffen, damit Brand und Explosionen vermieden werden
- Betriebsbereich mit ausreichend Warn-, Alarm- und Sicherheitseinrichtungen auszurüsten
- Ausstattung mit zuverlässigen Messeinrichtungen und Steuer- und Regelinstrumenten
- Eingriffe Unbefugter vermeiden
- Anlagen mit den erforderlichen sicherheitstechnischen Ausrüstung zu versehen sowie die technischen und organisatorische Schutzvorkehrungen zu treffen
- Regelmäßige Anlagenüberwachung und Wartung

- Vorkehrungen zur Vermeidung von Fehlbedienung treffen
- Erstellung eines Konzeptes zur Verhinderung von Störfällen (gemäß Anhang III StörfallIV)
- Darlegung von Informationen an die zuständige Behörde, damit diese in voller Sachkenntnis die Möglichkeit der Wahrscheinlichkeit über das Eintreten eines Störfalls beurteilen kann.

Der Betreiber hat weiterhin vor Beginn der Errichtung eines Betriebsbereichs bzw. bei Änderungen gemäß § 7 StörfallIV dies der Behörde einen Monat vorher schriftlich mitzuteilen.

Die erweiterten Pflichten gemäß §§ 9–12 umfassen im Wesentlichen die Erstellung, Umsetzung und Aufrechterhaltung eines Sicherheitsberichts. Die inhaltlichen Anforderungen sind dem § 9 in Verbindung mit Anhang II StörfallIV zu entnehmen. Weiterhin sind gemäß § 10 interne Alarm- und Gefahrenabwehrpläne zu erstellen. Mindestanforderungen sind in der Anlage IV StörfallIV dargelegt. Der erstellte interne Alarm- und Gefahrenabwehrplan dient der Behörde als Grundlage für die externe Gefahrenbeurteilung.

Die Öffentlichkeit, Nachbarschaft und weitere interessierte Kreise sind vor Inbetriebnahme zu informieren. Der Anlagenbetreiber hat die im Anhang V StörfallIV dargelegten Mindestanforderungen an „Information der Öffentlichkeit“ der Öffentlichkeit ständig zugänglich zu machen. Die Behörde hat nach § 16 StörfallIV ein Überwachungsprogramm zu erstellen, in dem sie sich u.a. verpflichtet mindestens einmal jährlich eine Inspektion vor Ort durchzuführen, es sei denn, es kann auf Grundlage einer systematischen Bewertung ein anderer Inspektionsintervall herangezogen werden.

4.2 Wesentliche Änderungen gemäß BImSchG

Jede Änderung an bestehenden Anlagen, sei sie baurechtlich oder gemäß dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt, ist der zuständigen Behörde anzuzeigen. Bei den baurechtlichen Anlagen sind bauliche Änderungen und/oder Nutzungsänderungen anzeigepflichtig.

Gemäß § 15 Bundes-Immissionsschutzgesetz ist jede geplante Änderung an der Anlage der zuständigen Behörde mindestens einen Monat vorher anzuzeigen. Die Behörde muss sich innerhalb eines Monats äußern, ob diese Änderung unwesentlich (§ 15 BImSchG) ist oder ob es sich gemäß § 16 BImSchG um eine wesentliche Änderung handelt. Gemäß § 16 BImSchG wird eine wesentliche Änderung wie folgt definiert:

„Die Änderung der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebs einer genehmigungsbedürftigen Anlage bedarf der Genehmigung, wenn durch die Änderung nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden können und diese für die Prüfung nach § 6 Absatz 1 Nummer 1 erheblich sein können (wesentliche Änderung).“

Wird bei dieser Prüfung festgestellt, dass die Betreiberpflichten gemäß § 5 BImSchG (Schutz vor und Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen) und die Anforderungen der auf Grundlage von § 7 BImSchG erlassenen **Rechtsverordnungen über Anforderungen an genehmigungsbedürftige Anlagen (z. B. TA Lärm und TA Luft) eingehalten werden** kann von einer Genehmigung nach § 16 BImSchG abgesehen werden.

Die Einforderungen der Fachgutachten zur Einhaltung der genannten Rechtsvorschriften liegen im Ermessensspielraum der Behörde. Die geplante Änderung bedarf der Prüfung, inwieweit sich diese beispielsweise negativ in den Bereichen des Immissionsschutzes, des Grund- und Oberflächenwasser, des Naturschutzes, des Veterinärrechts, der Sicherheitstechnik der Anlage oder des Bodens auswirken kann.

Verschlechtern sich die aus der Ursprungsgenehmigung betrachteten Prüfzenarien und sind für die Einhaltung von Betreiberpflichten von Bedeutung, wird die Behörde aller Voraussicht nach zu dem Entschluss kommen (müssen), dass eine Änderungsgenehmigung als erforderlich erachtet wird.

4.3 Baugesetzbuch, § 35 – kein Problem

Mit Inkrafttreten der Novellierung des BauGB am 11.03.2013 erfolgte gemäß § 35, Abs. 1 (6) eine Änderung des Privilegierungstatbestandes für Biogasanlagen.

Alte Fassung (gültig bis 19.09.2013)	Neue Fassung (gültig ab 20.09.2013)
die Feuerungswärmeleistung der Anlage überschreitet nicht 2,0 Megawatt und die Kapazität einer Anlage zur Erzeugung von Biogas überschreitet nicht 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr,	die Kapazität einer Anlage zur Erzeugung von Biogas überschreitet nicht 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr, die Feuerungswärmeleistung anderer Anlagen überschreitet nicht 2,0 Megawatt,

Demnach ist es Biogasanlagenbetreibern möglich unter Berücksichtigung der festgeschrieben, jährlich produzierten Biogasmengen unterjährig Ihre Biogasanlage flexibel zu fahren und den erzeugten Strom bedarfsgerecht einzuspeisen. Für andere Biomassenanlagen (wie Holzkraftwerke) bleibt die Grenze von 2,0 MW Feuerungswärmeleistung erhalten.

5. Umweltgutachten

5.1 Punkte zur Erfüllung des Umweltgutachtens

Für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie bedarf es einer umweltgutachterlichen Bescheinigung, welche die Bestätigung der technischen Eignung der Anlage (Biogasanlagen und Biomethan BHKW) für bedarfsgerechte Stromerzeugung darlegt. Im Gesetzesentwurf vom 06.06.2011 wird der Nachweis wie folgt beschrieben:

„Zum Nachweis der technischen Eignung der Anlage für den anspruchsbegründenden bedarfsorientierten Betrieb muss die Umweltgutachterin oder der Umweltgutachter bescheinigen, dass die Anlage einen flexiblen Betrieb durch Installierung zusätzlicher Leistungskapazität (PZusatz) grundsätzlich technisch ermöglicht, wobei die installierte zusätzliche Leistungskapazität entsprechend der Berechnungsformel nach Anlage 5 mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung

beträgt (berücksichtigungsfähig ist nach Anlage 5 im Höchstfall das 0,5-fache der installierten Leistung).

Die technische Eignung der Anlage für einen bedarfsorientierten flexiblen Betrieb ist der Umweltgutachterin oder dem Umweltgutachter durch einen insgesamt dreitägigen Demonstrationsbetrieb unter Ausschöpfung des maximalen für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch die Anlage vorgesehenen Verlagerungspotenzials nachzuweisen.“

Da weder das Gesetz noch der Gesetzesentwurf näher auf die Prüfinhalte, -tiefe, -kriterien oder auch den Prüfungsumfang eingehen, wurde in diesem Zusammenhang vom Umweltgutachterausschuss beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (UGA) Aufgabenleitlinien herausgegeben, die die zu prüfenden Merkmale darlegen. Das vollständige Dokument kann unter <http://www.uga.de/allgemeines/aktuelle-themen/2013/leitlinie-fuer-die-einheitliche-pruefung-von-eeeg-anlagen/> eingesehen werden.

5.2 Vor dem Demonstrationsbetrieb

Im ersten Schritt der umweltgutachterlichen Prüfung erfolgt eine Datenaufnahme der gesamten Biogasanlage, analog zu den Umweltgutachten zur Boni-Vergütung gemäß Erneuerbaren Energie Gesetz. Dazu zählen unter anderem:

- Angaben zur Organisation
- Technische Beschreibung der Anlage und Beschreibung des Anlagenbetriebs
- Herstellerangaben zur Stromerzeugungseinheit
- Einsatzstoffe (Art, Menge und Herkunft)
- Genehmigungsgrundlagen
- Angaben zum Netzbetreiber
- Technische Beschreibung der Erfassungssysteme, Kontrolle der Messinstrumente, Kalibrierprotokolle
- Beschreibung der Wärmenutzung
- Abnahmeprotokolle, Erfüllungsgrad der Genehmigung.

Im Zuge der Auswertung wird die Anlage auf die weiteren Pflichterfüllungen des EEG 2012 geprüft. Demnach muss ein gasdichtes System vorliegen, in dem die hydraulische Verweilzeit mindestens 150 Tagen beträgt. Zusätzlich ist die Errichtung einer Gasfackel oder eine andere zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung erforderlich (ab 01.01.2014 für alle Anlagen verpflichtend). Der Anlagenbetreiber muss den gesamten erzeugten Strom direkt vermarkten. Eine Direktvermarktung liegt nicht vor, wenn der Strom an Dritte veräußert wird, die den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen, und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Da der gesamte Strom zu vermarkten ist, kann die alleinige Nutzung des erzeugten Stroms zur Deckung des Eigenstrombedarfs ohne eine Bereitstellung von real vorhandenen Kapazitäten für eine flexible Fahrweise nicht zu einer Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie führen. Erfolgt neben einer konformen flexiblen Fahrweise eine Nutzung des Eigenstrombedarfs, so ist die Bruttostromerzeugung

an den Klemmen des Generators zu erfassen. Der gesamte Strom ist direkt zu vermarkten. Der Gasspeicher und die BHKW-Kapazität müssen so aufeinander abgestimmt werden, dass die Anlage in der Lage ist bedarfsorientiert das produzierte Biogas in einem definierten Zeitraum speichern zu können und im Gegenzug verwerten zu können. Eine definitive zeitliche Angabe an das Verlagerungspotential besteht derzeit nicht. Gemäß den UGA Leitlinien wird auf Aussage vieler Stromhändler verwiesen, wonach ein Verlagerungspotential von 4 Stunden ideal sei.

Ist zur flexiblen Fahrweise eine Erweiterung der Anlagenkapazität vorgesehen, gilt es insbesondere die genehmigungsrechtliche und sicherheitstechnische Situation zu beachten. Somit können ggf. Anpassungen an die Genehmigung, Anforderungen nach der Störfallverordnung, an organisatorischen Maßnahmen und Dokumentationen sowie an den Explosionsschutz und den Brandschutz erforderlich sein. Zudem ist der Prüfbericht gemäß Betriebssicherheitsverordnung dem flexiblen Anlagenbetrieb anzupassen. Im Hinblick auf die geplante künftige Fahrweise sollten bestehende Verträge und Verpflichtungen mit Wärmeabnehmern geprüft und abgestimmt werden, um weiterhin die Kontinuität der Lieferungen zu gewährleisten. Bei der Aufstockung der BHKW-Leistung ist darüber hinaus die Prüfung der bestehenden Netzkapazität erforderlich. Ebenso sollten die bestehende Versicherungspolice und der laufende Bank-Kredit auf den flexiblen Anlagenbetrieb unter Berücksichtigung der damit verbundenen etwaigen Anlagenänderung berücksichtigt werden. Die erforderlichen technischen Rahmenbedingungen inkl. der Chancen und Risiken sind dem Kapitel 3 zu entnehmen.

Der Anlagenbetreiber muss weiterhin nachweisen, dass die Möglichkeit zur viertelstündigen Messung und Bilanzierung der Ist-Einspeisung erbracht werden kann und die Anlage über eine fernsteuerbare Leistungsregelung verfügt.

Ist die Meldung bei der Bundesnetzagentur erfolgt, der Nachweis über die erforderliche Gasspeicherkapazität und BHKW-Konfiguration erbracht, um die Anlage in flexibler Fahrweise fahren zu können, kann in Abstimmung mit dem Vermarkter und dem Umweltgutachter die Lastkurve für den dreitägigen Demonstrationsbetrieb abgestimmt werden.

5.3 Demonstrationsbetrieb

Während des Probetriebes ist eine Vor-Ort Begehung durch den Umweltgutachter vorgesehen. Für den Anlagenbetreiber empfiehlt es sich den Probetrieb vorab dem Netzbetreiber mitzuteilen. Die Fütterung der Anlage sollte mindestens 7 Tage vor dem Probetrieb und währenddessen konstant gehalten werden.

In der ersten Phase des Demonstrationsbetriebs erfolgt die Prüfung des benötigten Zeitraums, für die Ein- und Ausspeicherkapazität, um das Verlagerungspotential der Anlage darstellen zu können. In der zweiten Phase wird das mit dem Stromhändler und Umweltgutachter abgestimmte Lastprofil abgefahren. Die notwendigen Daten zur Beurteilung des Demonstrationsbetriebes können in Form von Viertelstundenwerten zur Stromeinspeisung beim zuständigen Netzbetreiber angefordert werden. Neben den gebräuchlichen täglichen Aufzeichnungen, wie z.B. Fütterungsmengen sind während des Probetriebes Aufzeichnungen und Protokolle der Anlagensteuerung und der Gasanalyse, über etwaige Fackellaufzeiten und der Gasspeicherstand zu dokumentieren.

Nach Abschluss des dreitägigen Demonstrationsbetriebes, Prüfung aller Nachweise und Ergebnisse kann die umweltgutachterliche Bescheinigung ausgestellt werden. Solange die Anlageneinstellungen unverändert bleiben und keine wesentlichen Änderungen im Anlagen- und Betriebsablauf vorgenommen werden, behält die umweltgutachterliche Bescheinigung ihre Gültigkeit.

Weitere DLG-Merkblätter zum Thema Bioenergie

- DLG-Merkblatt 395
Planung von Windenergieanlagen – Worauf Land- und Forstwirte achten sollten
- DLG-Merkblatt 392
Schadinsekten und Krankheiten in Kurzumtriebsplantagen
- DLG-Merkblatt 386
Biogas aus Gras
- DLG-Merkblatt 372
DLG-Standard zur Kalkulation einer Kurzumtriebsanlage
- DLG-Merkblatt 371
Kurzumtriebsplantagen – Anlage, Pflege, Ernte und Wertschöpfung
- DLG-Merkblatt 368
Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012 – Chancen und Risiken für Biogasanlagen
- DLG-Merkblatt 367
Windräder im Wald
- DLG-Merkblatt 363
Biomasse-Rüben



Download unter www.DLG.org/Merkblaetter



DLG e.V.
Eschborner Landstraße 122
60489 Frankfurt am Main
Tel.: +49 69 24788-0
Fax: +49 69 24788-110
Info@DLG.org
www.DLG.org