

Biogas:

Von der Grundlast zum regenerativen Speicherkraftwerk

Hell und warm, auch in der Dunkelflaute

Wie viel kostet die Flexibilisierung des Biogas-Anlagenbestands?

Eine volkswirtschaftliche Betrachtung mit Kostenschätzungen

vom Netzwerk FI(ex)perten

Inhalt

Zur wirtschaftlichen Effizienz der Flexibilitätsprämie	2
Überblick	2
Kosten der Flexibilisierung	3
Netzentlastung	4
Kostensenkung bei unvermeidbaren Netzeingriffen	4
Sinkende Marktprämie in der Ausschreibung durch Modernisierung.....	5
Woher kommen die Kostensenkungen?	5
Marktpreis – Wettbewerb im Spotmarkt.....	7
Kosten der gesicherten Leistung	7
Kosteneffekte in der Landwirtschaft	8
Fazit	8
Aktuelles Beispiel (von inzwischen Vielen).....	9

Stand: 13. September 2019

1. Zur wirtschaftlichen Effizienz der Flexibilitätsprämie

Überblick

Auch in Zukunft besteht ein gesellschaftliches Interesse an der energetischen Verwertung von Biomasse. Die Anlagen werden zukünftig stärker für nachhaltige Entsorgungspfade für gärfähige Abfall- und Reststoffe, Grundwasserschutz und Nährstoffmanagement in Gülle-Überschussregionen, ökonomische Nutzung von Naturschutzkulturen und Humusaufbau genutzt.

Unter dieser Voraussetzung soll das wertvolle Biogas effizient eingesetzt werden: Zur Strom-Spitzenlastdeckung. Dafür müssen die Anlagen modernisiert und umstrukturiert werden. Die Investitionen dafür können noch nicht am Markt refinanziert werden und sollten, wie bisher, weitergehend durch eine Prämie angereizt werden.

Die Flexibilitätsprämie kostet Geld, das aus der EEG-Umlage entnommen wird und den Betreibern zugutekommt. Doch diese Förderung fließt durch die marktliche Steuerung nach der ersten Förderperiode wieder an die Stromkunden zurück. Mit einer effizient eingesetzten Flexibilitätsprämie wird der Anlagenbestand effizienter und die Kombination aus energiewirtschaftlichem und landwirtschaftlichem Nutzen wird früher wettbewerbsfähig. Die folgende überschlägige Berechnung zeigt dies:

- Die bestehenden Biogasanlagen, würden sie alle durch flexible BHKW, Speicher und dynamisierte Gaserzeugung modernisiert, könnten eine gesicherte Leistung von 10 – 15 GW bereitstellen, also die installierte Leistung um noch 5 – 10 GW steigern – ohne zusätzliches Biogas.
- Gleichzeitig entfallen etwa 3 – 4 GW Dauereinspeisung („must run“), davon ein Drittel in den Netzausbaugebieten. Würde (geschätzt!) damit etwa ein Drittel der aktuellen Netzeingriffe eingespart, sinken die Kosten dafür um **etwa 500 Mio. €/Jahr**.
- Die konsequente Flexibilisierung von Biogasanlagen kostet **80 – 90 Mio. €/Jahr je GW** Leistungszubau (Flexibilitätsprämie). Die Leistung der Bestands-BHKW mitgerechnet, kosten die flexiblen Biogasanlagen jährlich 65 Mio. €/je GW installierte Leistung.
- Der Modernisierungseffekt der Flexibilisierung bringt eine Kostensenkung von zwischen **100 und 200 Mio. €/a je GW** Leistung. Diese Vorteile für die Betreiber werden in der Marktprämie der zweiten Vergütungsperiode wirksam und an den Markt zurückfließen.
- Für den Ersatz von Kohlekraftwerken werden Kosten anfallen. Bei Gaskraftwerken in KWK beträgt der Zuschuss etwa **110 bis 150 Mio. €/a je GW Leistung** (derzeitiger KWK-Zuschlag nach KWK-G für Anlagen über 50 MW Leistung). Durch den Leistungszubau von Biogas-BHKW wird dieser Bedarf zum Teil gedeckt, die Gesamtkosten sinken.
- Die Angebotsvielfalt im Wettbewerb um Flexibilität wird durch Biogasanlagen bereichert. Es kommt zu schärferem Wettbewerb und damit zu volkswirtschaftlichen Kostensenkungen.
- Die Verwertung von Biomasse, der nachhaltige Substratanbau, sowie die Minderung von Methanemissionen aus unvergorenen Reststoffen und das Nährstoffmanagement (Stickstoffabtransport, Düngererzeugung) hat positive Effekte auf aktuelle Probleme der Landwirtschaft.
- Die Verlagerung von Wertschöpfung, Arbeitsplätzen und Wärmelieferungen im ländlichen Raum haben weitere positive Effekte. Umgekehrt, sind nach dem Ausbaustopp 2014 weitere Arbeitsplätze durch Stilllegung von Biogasanlagen bedroht.

Damit ist die Flexibilisierung volkswirtschaftlich effizient und erbringt eine positive Rendite.

Die Berechnungen und Abschätzungen werden im Folgenden begründet.

Kosten der Flexibilisierung

Der Biogas-Anlagenbestand ist Produkt des festen Vergütungssystems nach EEG bis 2014. Seit 2012 gibt es Flexibilitätsprämie und Direktvermarktung. Die Flexibilisierung soll die veränderten Anforderungen an die Anlagenkonfiguration fördern und die Umstellung aus der Dauereinspeisung in den markt-orientierten Betrieb ermöglichen. Die Marktintegration wird die Kosten weiter senken. Ineffiziente Anlagenstandorte (z.B. ohne Wärmenutzung) werden wettbewerblich verdrängt.

Die Flexibilitätsprämie fördert den Leistungszubau und überlässt die Nutzung der Steuerung durch den Markt. Wird die bereits bestehende installierte Leistung verdoppelt, dann beträgt die Förderung 130 €/je kW Zusatzleistung für eine Dauer von 10 Jahren (EEG 20012, 2014, 2017).

Diese Förderung hat sich als wenig effizient herausgestellt, weil die Bestands-BHKW erfahrungsgemäß meist älter, weniger effizient sind und nicht mehr zum flexiblen Betrieb beitragen, sondern nur noch in Ausnahmefällen eingesetzt werden. Es wird kaum Flexibilität erreicht, da das neue BHKW den Dauerbetrieb des alten BHKW übernimmt.

Bei anspruchsvolleren Zubauten vom Doppelten bis 4-fachen der installierten Leistung wird die Flexibilitätsprämie für die Hälfte der erweiterten Leistung gezahlt. Die Förderung für das zugebaute BHKW liegt also bei 130 €/kW (verdoppelte Leistung) bis etwa 85 €/kW (maximale Flexibilisierung).

Für die konsequente Flexibilisierung ist ein Teil des heutigen Biogasanlagenparks geeignet, der über ein Anlagenkonzept mit Wärmenutzung verfügt, oder noch entwickelt. Bisher wurde eine „konsequente“ Flexibilisierung (mindestens 200 % Zubau) nur an etwa 150 Biogasanlagen umgesetzt (MStDReg). Dies reicht nicht für nennenswerte Effekte, aber es beweist das enorme ungenutzte Potenzial.

Zwar kann ein Teil der Biogasanlagen zukünftig Biogas aufbereiten und als Biomethan in das Gasnetz einspeisen oder auch als Treibstoff in Tankstellen vermarkten. Doch für diese Überlegungen fehlt vielerorts der Gasanschluss oder ein refinanzierbares Geschäftsmodell. Sie stehen nur dem kleineren Teil der Anlagen offen (10 – 20 % lt. DBFZ). Für den Großteil fehlt aktuell die Perspektive.

Die für Stromerzeugung geeigneten Anlagen haben heute etwa 3 GW Bemessungsleistung und speisen etwa 25 TWh KWK-Strom ein. Dazu können etwa 10 GW zusätzliche Leistung installiert werden.

Das würde etwa 0,9 Mrd. € p.a. Förderkosten auf die Dauer von 10 Jahren verursachen. (Flexibilitätsprämie = $(3_{\text{Bestand}} + 10_{\text{neu}})$ GW Leistung * 0,5 * 130 €/kW * 10 Jahre = 845 Mio. € * 10 Jahre).

Eine Aufwertung der Biogasanlagen zu dezentralen Speicherkraftwerken würde je Gigawatt Leistung also jährlich etwa 90 Mio. € während der 10-jährigen Anspruchsdauer für die Flexprämie kosten und den EEG-Fördertopf belasten. Die damit ausgelösten Investitionen schließen die Speicherkapazitäten, eine Modernisierung der gesamten Anlage und die Bereitstellung gesicherter Kapazität ein, die bei der erwartbaren Lebensdauer der Investitionen bis ins Jahr 2050 reichen.

Die Flexibilitätsprämie kostet zunächst 2 bis maximal 3,7 Ct je eingespeiste kWh zusätzlich, belastet also die EEG-Umlage. Damit finanziert der Betreiber etwa den Anlagenumbau. Strommarkterlöse und Modernisierungseffekte senken seine Kosten und motivieren zur Investition.

Ein Vergleich der Systemalternativen sollte die Kosten und Nutzen von flexiblen Biogasanlagen im Blick behalten und mit den Alternativen vergleichen: Erneuerbare Energien plus Stromspeicher, oder: fossiles Erdgas plus THG-Kompensation oder: Leitungsausbau plus Stromimport.

Wahrscheinlich ist, dass keine der Alternativen ausreichend wird, den Strombedarf allein zu decken. Je nach Wettbewerbsfähigkeit der Alternativen werden die Marktanteile kleiner oder größer ausfallen. Selbst wenn die Erzeugung von Biogas aus landwirtschaftlichen Quellen gesellschaftlich nicht mehr erwünscht oder unwirtschaftlich werden sollte, wären die Stromerzeugungskapazitäten auch mit anderen Methanquellen (Erdgas, Syngas) nutzbar und volkswirtschaftlich nicht verloren.

Netzentlastung

Durch Umstellung auf strommarktorientierte Einspeisung der bestehenden Biogasanlagen würden Verteilnetze und Übertragungsnetze spürbar entlastet, die **Häufigkeit von Netzeingriffen sinkt**.

Die Kosten für Netzengpässe durch Entschädigungen beim Einspeisemanagement, Kosten für Redispatch und andere Netzeingriffe liegen bei etwa 1,5 Mrd. € jährlich (2018) bzw. ca. 2,5 % Verlusten an nicht nutzbarer Strommenge. Der fortschreitende Netzausbau konnte zwischenzeitlich dämpfend wirken, doch kann dies den stetigen Leistungszubau an fluktuierenden Erzeugern nur etwa kompensieren. Nach Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke entfallen 80 % der Kosten auf die Regelzone TenneT, das Einspeisemanagement zu 85 % auf die Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Sie werden durch Lastflüsse aus Offshore-Windanlagen der Nordsee, aber auch Stromerzeugung im Norden und Nordosten des Landes getrieben.

In diesen Regionen stehen auch erhebliche Teile des deutschen Biogas-Anlagenparks. Mit wenigen Ausnahmen erzeugen sie daraus Strom vor Ort und speisen ihn nach EEG ein. Trotz Direktvermarktung und der (bisher kaum wirksamen) Flexibilisierung arbeiten sie zu über 90 % faktisch in Grundlast. Diese Fehlentwicklung hatte bisher kein Korrektiv und könnte nachgebessert werden.

Bei unverändertem Betrieb würden etwa 4 GW potenziell hochflexible BHKW-Leistung überwiegend im ländlichen Raum weitere 5 bis 15 Jahre rund um die Uhr einspeisen und Leitungskapazität beanspruchen, ohne Rücksicht auf zeitweilig hohe Netzbelastung. Fluktuierende erneuerbaren Energien werden in signifikantem Umfang abgeregelt. Die EEG finanzierte Stromerzeugung muss ohne Nutzen entschädigt werden, was außerdem das Verständnis der Bevölkerung für die Energiewende belastet.

Das lässt sich durch konsequente Umsetzung systemdienlicher Flexibilisierung vermeiden. Damit gemeint ist die Steigerung des Biogas-BHKW (bei gleicher Biogasproduktion) auf die drei- bis fünffache installierte Leistung, die Reduzierung der Betriebszeit auf 4.000 bis 2.000 Jahresstunden, die weitgehende zeitliche Unabhängigkeit der Wärmenutzung durch große Pufferspeicher.

Mit einer konsequenten Flexibilisierung werden je GW Leistungszubau etwa 250 – 500 MW Grundlast aus dem Netz genommen, da Biogas-BHKW bisher meist im must-run-Modus betrieben wurden. Erste Erfahrungen bei gelungenen Flexibilisierungen zeigen, dass bei hoher Einspeisung von PV- und Windstrom und schwacher Nachfrage, also in potenziellen Netzüberlastungszeiten die marktorientierten Biogas-BHKW ruhen, sodass teure regulatorische Netzeingriffe eingespart werden.

Es ist eine plausible Annahme, dass etwa ein Drittel der Biogasanlagen in betroffenen Netzgebieten liegen und ihre Flexibilisierung zur Netzentlastung beitragen kann. Unter der Annahme, dass die gesamten Kosten der Netzeingriffe mit Hilfe flexibler Biogasanlagen um 30 % reduziert werden können, würden etwa 500 Mio. €/Jahr Einsparungen erzielt. Damit würden die Kosten der Flexibilitätsprämie zu etwa 50 % durch Einsparungen im Netzbetrieb finanziert. Trotz umfassender Beforschung der erneuerbaren Energien und der Energiewende liegt eine genaue Analyse dieses Potenzials bisher nicht vor.

Die Flexibilitätsprämie wird aus rechtlichen Gründen aus der EEG-Umlage entnommen, was verteilungspolitisch fragwürdig ist. Es wäre konsequent, Flexibilität und Netzstabilität zumindest in Höhe der eingesparten Kosten aus Netzentgelten zu finanzieren. Wichtig wäre außerdem, die Netzbetreiber zu einer verantwortungsbewussten Prüfung der Netzverträglichkeit anzuhalten.

Kostensenkung bei unvermeidbaren Netzeingriffen

Trotz dieser Entlastung werden Netzeingriffe weiter nötig sein. Wenn zukünftig aber auch Biogas-BHKW dafür in Anspruch genommen werden, **sinken die spezifischen Kosten der Netzeingriffe**.

Während bei anderen EE-Anlagen typischerweise der gesamte Stromerlös verloren geht und bei Abregelung fast die gesamte EEG-Vergütung finanziell erstattet werden muss, wird bei flexiblen Biogasanlagen lediglich der Einspeisezeitraum zeitlich verschoben. Damit verringert sich der erstattungs-

pflichtige Verlust auf die Differenz zwischen den Markterlösen im geplanten Erzeugungszeitraum und den etwas geringeren Erlösen im später realisierten Einspeisezeitraum.

Hinzu kommen unbezifferte Kosteneffekte: durch zeitliche Entspannung könnte der weiterhin notwendigen Netzausbau mit **höherer Effizienz** geplant und umgesetzt werden.

Biogas-BHKW können außerdem Blindleistung bereitstellen und für die Frequenz- und Spannungshaltung eingesetzt werden. Das Angebot an **Regelleistung aus Biogas-BHKW wirkt preisdämpfend**.

Noch weitgehend unerforscht ist auch die Fähigkeit flexibler Biogasanlagen, durch entsprechende Fütterung auch die Biogaserzeugung zeitweilig deutlich zu steigern. In ersten Anlagen wird im Winter die vierfache Menge Biogas erzeugt wie im Sommer (40 – 160 % der Nennlast). Die Substratvorräte in den Silos der Biogasanlagen sind **Speicher für die Erzeugung von über 20 TWh_{el} Strom**.

Im Bereich der ungenutzten Möglichkeiten liegt außerdem die relativ einfache Aufwertung von Biogas-BHKW auf **Notstromfunktion und Schwarzstartfähigkeit**. Biogas-BHKW können einfach auf reines Methan umgestellt, die Einspeisung in Krisenfällen mit CNG-Tanks deutlich verlängert werden.

Damit geht die Stromerzeugung weit über den Gasvorrat im Biogasspeicher hinaus. Flexible Biogasanlagen werden zum **saisonalen Speicherkraftwerk** und zur Stütze der **Versorgungssicherung**.

Sinkende Marktprämie in der Ausschreibung durch Modernisierung

Der mit Hilfe der 20-jährigen EEG-Festvergütung aufgebaute Anlagenbestand wird für eine Vergütungsverlängerung um 10 Jahre einem Wettbewerb um die günstigste Marktprämie ausgesetzt. Damit werden Kostenvorteile der Betreiber in der Ausschreibung an den Markt weitergereicht.

Die Flexibilisierung führt durch finanzielle Entlastung, verbesserte Wertschöpfung und verschiedene Modernisierungseffekte zu deutlichen Effizienzsteigerungen. Bei den bisher untersuchten Projekten mit konsequenter Flexibilisierung wurden schon jetzt im Mittel über 4 Ct/kWh zusätzlicher Kostenvorteil gefunden¹. Das tatsächliche Potenzial kann bis zu 10 Ct/kWh erreichen – siehe unten.

Beim Wettbewerb um eine zweite Vergütungsperiode von 10 Jahren erhalten die Betreiber mit den günstigsten Preisen den Zuschlag. Der einzelne Bieter wird seine aktuellen Kosten ermitteln und in der Gewissheit des Wettbewerbs auch die sicher erzielten Kosteneinsparungen in seine Kalkulation des Angebotspreises einsetzen. **Der Zuschlagswert wird also um 4 – 10 Ct/kWh niedriger** liegen. Die Marktprämie sinkt für eingespeiste Strommenge, und die EEG-Umlage wird für den umlagepflichtigen Stromkunden entsprechend entlastet.

Auf diese Weise fließt ein Betrag an den Stromkunden zurück, der mindestens so hoch ist wie der zuvor ausgezahlte Betrag der Flexibilitätsprämie. Da die Vorteile der konsequenten Flexibilisierung noch nicht vollständig erschlossen sind und der Spotmarkt-Spread bis zur Ausschreibung sehr wahrscheinlich noch deutlich wachsen wird, wird der positive Effekt voraussichtlich sogar höher.

Woher kommen die Kostensenkungen des Betreibers?

A Durch den flexiblen Betrieb und die Direktvermarktung profitieren die Betreiber von Mehrerlösen in Hochpreisphasen. Diese Zusatzerlöse werden nicht auf die gleitende Marktprämie angerechnet, verbleiben also beim Einspeiser. Die ausschlaggebenden Spotmarkt-Spreads waren in der Vergangenheit recht schwach ausgebildet, wachsen aber inzwischen deutlich und dürften durch die Angebotsverknappung und den höheren CO₂-Preis deutlich weiter steigen. Konsequenter flexible Anlagen erzielen Erlösverbesserungen von heute 1,5 Ct/kWh (abzüglich der Kosten für Direktvermarkter und Fahrplanerstellung). Simulationen mit zukünftigen Preiszeitreihen (BET Aachen, Ramboll, Flexpertern) zeigen zukünftig deutlich höhere Potenziale.

¹ Wasser, Robert: „Mehr als vier Cent besser...“. Beitrag zum Rostocker Bioenergieforum 2019

B Das neue Flex-BHKW wird im Mittel nach etwa 8 Jahren Betriebsdauer der Anlage installiert. Das bis dahin meist noch vorhandene BHKW ist in dieser Zeit technisch gealtert und hat bereits viele Betriebsstunden absolviert. Der elektrische Wirkungsgrad liegt typischerweise zwischen 36 und 40 %, abzüglich einer gewissen Degradation. Das neue BHKW hat eine deutlich größere Leistung, ist moderner und noch neu, und hat einen typischen Wirkungsgrad von 40 bis 44 %.

Infolgedessen ist es effizient, überwiegend das neue BHKW im Fahrplanbetrieb einzusetzen. Das Bestands-BHKW wird nur betrieben, wenn der Nachteil des niedrigeren Wirkungsgrades durch einen besonders hohen Strompreis ausgeglichen wird, und bleibt als Reservekapazität erhalten.

Dadurch verlagert sich der Betrieb auf das neue Modul. Dieses braucht für die gleiche erzeugte Strommenge 5 bis 10 % weniger Biogas. Die Grenzkosten der Erzeugung von Biogas, also auch die Einsparung bei Biogasminderverbrauch liegen bei etwa 12 – 14 Ct/kWh_{el}, (außer bei Abfallanlagen). Die Kosten für den Betreiber sinken durch den Modernisierungseffekt um etwa 0,5 bis 1,5 %.

C Mit Hilfe der Redundanz eines zweiten BHKW können Biogasverluste vermieden werden, die im Dauerlastbetrieb eines einzelnen BHKW bei unbeabsichtigter Überproduktion der Biologie oder bei Havarien und Wartungsphasen auftreten konnten.

D Die bisherigen Dauerläufer sind einer schnellen Alterung ausgesetzt, haben nach etwa 10 - 12 Jahren ihre technische Lebenserwartung erreicht und müssen ersetzt werden. Das Flex-BHKW wird durch die Flexprämie finanziert und erspart dem Betreiber diese Ersatzinvestition. Mehr noch: Durch die drastisch kürzere tägliche Betriebsdauer wird die Lebenserwartung des neuen Motors erst nach deutlich über 20 Jahren erreicht. Mit dem Flex-Motor kann der Betreiber die Biogasanlage auch eine zweite Vergütungsperiode oder darüber hinaus betreiben, ohne neu investieren zu müssen. Diese stille Reserve erspart die Abschreibungen für das BHKW – und fließt in die Angebotspreise ein.

E Größere Motoren haben geringere spezifische Wartungskosten je erzeugter kWh. Zwar wachsen die Kosten je Betriebsstunde, doch ist die mit dem starken BHKW erzeugte elektrische Arbeit wesentlich größer als diese Mehrkosten. Die Wartungskosten je kWh sinken in Vollwartungsverträgen um etwa 0,5 – 1 Ct/kWh.

F Durch die Flexibilität der Verstromung gewinnt der Anlagenbetreiber mit einem Nahwärmenetz auch die Möglichkeit, bei kaltem Wetter und höherer Wärmenachfrage die Lieferung zu steigern. Ein zusätzlicher großer Wärmespeicher erhöht die Reichweite der Wärmelieferung.

Bei längeren Kälteperioden kann obendrein die Fütterung gesteigert und mehr Biogas erzeugt werden, das in der warmen Jahreszeit wieder eingespart wird. Infolgedessen kann die gelieferte Wärmemenge in vielen Fällen deutlich gesteigert werden. Der Ausbau von Wärmenetzen wird angereizt.

G Die Abhängigkeit der Wärmeerzeugung von nur einem BHKW hat viele Biogasbetreiber davon abgehalten, eine Liefergarantie für die Wärmeversorgung zu geben. Eine flexible Anlage, die über mindestens zwei BHKW und einen großen Wärmespeicher verfügt, kann nur eine sehr sichere Wärmeversorgung anbieten. Damit wird eine Redundanzebene eingespart oder höhere Erlöse erzielt.

Tabelle: Zusammenfassender Überblick über die geschätzten Kostenwirkungen

	Potenziale	Indikator	Vorteil je kWh
A	Zusatzerlöse (day ahead + intraday)	Spotmarkt-Spread (wachsend)	1 – 3 Ct/kWh
B	Substrateinsparung	Wirkungsgradverbesserung BHKW	0,5 – 2 Ct/kWh
C	Verbesserte Redundanz und Auslastung	Fackel/Gasverlust bei BHKW-Ausfall	0,2 – 0,7 Ct/kWh
D	Einsparung Ersatzinvestition für BHKW	Weiterbetrieb BHKW ohne AfA	0,8 Ct/kWh
E	Einsparung BHKW-Wartung	Spezifischer Kostenvorteil großer BHKW	0,5 – 1 Ct/kWh
F	Zusätzlich nutzbare Wärmemenge	Wärmerlöse aus Speicher/Gasflexibilität	0,5 – 2 Ct/kWh
G	höhere Wärmeerlöse	Aufwertung Wärme durch Redundanz	0,5 – 1,5 Ct/kWh
	Summe	typisch – bei Nutzung aller Potenziale	4 – 11 Ct/kWh

Marktpreis – Wettbewerb im Spotmarkt

Ergänzend und ohne empirische Grundlage sei darauf hingewiesen, dass das Angebot von Spitzenlast aus Biogasanlagen die Wettbewerbsvielfalt in der Bieterlandschaft zur Residuallastdeckung vergrößert. Die Technologievielfalt ist aus wettbewerbspolitischen Gründen erwünscht und hat wahrscheinlich volkswirtschaftliche Effizienzsteigerung zur Folge.

Der Zubau von einigen GW Leistung wird auch praktisch einen preisdämpfenden Effekt auf die Gebotshöhe bei hohen Residuallasten haben und ebenfalls den Stromkunden zugutekommen.

Umgekehrt hat die Minderung der must-run-Einspeisung zur Folge, dass wirtschaftlich ineffiziente negative Strompreise vermindert werden können, deren Kosten in der Regel am Ende ebenfalls der Stromkunde tragen hätte.

Kosten der gesicherten Leistung

Im Zuge des Kohleausstiegs sollen (zusätzlich zum Kernkraftausstieg) bis 2030 Kohlekraftwerke mit 26 GW Leistung stillgelegt werden. Um über ausreichend gesicherte Leistung zu moderaten Marktpreisen zu verfügen, würde nach Vorschlag der KWSB der Zubau von emissionsarmen Kraftwerken angereizt. Der systematische Investitionsrahmen könnte etwa der heutigen KWK-Förderung entsprechen, also etwa 3 – 4 Ct/kWh für 30.000 Betriebsstunden betragen, oder etwa 1 Mrd. € je GW Leistung kosten. Nach KWKG ergibt sich ein KWK-Zuschlag von 3,7 Ct/kWh für Anlagen > 50 MW inklusive Kohle-Ersatzbonus. Das Ausschreibungsergebnis für Anlagen von 1 - 50 kW betrug etwa 4,5 Ct/kWh. Je GW installierter Leistung und bei 3.500 VBh/Jahr liegen die Kosten der Förderung also bei 110 bis 150 Mio. €/Jahr.

In dem Maß, wie die Kosten der Dekarbonisierung des Energiesektors über eine Förderung aus gesellschaftlichen Budgets (Steuern oder Umlagen) getragen werden, ist die Flexibilisierung von Biogasanlagen mit dem Ziel des Zubaus an gesicherter Leistung sogar zu günstigeren Kosten möglich, soweit sie keine zusätzlichen Förderbedarfe für Betriebskosten auslöst.

Mit Biogas durch flexible BHKW könnte in den Spitzenlastzeiten die Leistung von **etwa 40 % der bis 2030 stillgelegten Kohlekraftwerke** ersetzt werden; mit einem moderaten Ausbau der Biogaserzeugung auch mehr. Damit würde vermieden, neue fossile Erzeugungskapazitäten in den Markt zu locken, deren betriebswirtschaftliche Logik einer vollständigen Defossilisierung entgegenstünde.

Soweit sinnvoll ist, einen systematischen Investitionsrahmen für die (zumindest zeitweilig) notwendige gesicherte Erzeugungsleistung bereitzustellen, kann dies auf die Weise der Flexibilisierung der ohnehin vorhandenen Biogasanlagen sehr kostengünstig geschehen.

Kosteneffekte in der Landwirtschaft

Ökonomisch sinnvoll ist die Transformation von Biogasanlagen schon deshalb, weil sich die Erzeugung des Biogases aus überwiegend kritisch angesehenen Substratkulturen zunehmend zu einem wichtigen Beitrag für eine nachhaltige Landwirtschaft weiterentwickelt.

Viele Biogasanlagen in veredelungsintensiven Regionen nehmen Wirtschaftsdünger aus Milch- und Mastbetrieben auf, die eine Stickstofffracht aus Futtermittelimporten tragen. Diese Nährstoffe dürfen zum Schutz des Grundwassers nur sehr limitiert auf die regionalen Ackerbauflächen ausgebracht werden. In Biogasanlagen werden zunehmend Gärreste aufbereitet und die enthaltenen Nährstoffe bis zur Transportwürdigkeit aufkonzentriert.

Biogasanlagen, in denen Nährstoffüberschüsse verwertet werden, sind für die Produktion tierischer Proteine in Zeiten der Verschärfung des Düngemittelrechts zunehmend wichtig. Die Kosten dieser Leistung zugunsten der Tierhalter wird bisher vom Stromkunden getragen.

Auch der Wandel zu insektenfreundlichen Kulturen, wie Blühstreifen und Bienenweiden, sowie der Schutz der Artenvielfalt in solchen Biomen werden durch Biogas unterstützt, denn der gemischte Aufwuchs von entsprechenden Flächen kann nur in Biogasanlagen verwertet werden. Die energetische Nutzung senkt die Kosten solcher naturnahen Kulturen.

So trägt die energetische Nutzung zur Kostensenkung einer nachhaltigeren Landwirtschaft bei. Biogasanlagen sind Bestandteil der erweiterten Wertschöpfung in ländlichen Regionen und könnten auch einen Rückgang bei der Veredelung durch Fleischerzeugung ausgleichen.

Fazit

Die Förderung der OPEX ist durch die EEG-Vergütung (Festvergütung, bzw. Marktprämie) bislang für die kommenden 5 bis 15 Jahre gedeckt. Die Marktprämie für Biogas wird durch die wettbewerbliche Ausgestaltung der Förderung für Neuanlagen und Bestandsanlagen in einer zweiten Vergütungsperiode sukzessive sinken.

Soweit die Kosten der Substratbereitstellung von Landwirtschaft und der Entsorgungswirtschaft als Verursacher getragen werden, entlastet dies die Kosten für Strom aus Biogas weiter. Dies sind genug Gründe, die Technologie und den Anlagenbestand weiterzuentwickeln.

Die Flexibilitätsprämie deckt einen energiewirtschaftlichen Bedarf, verursacht im Vergleich zu den Alternativen günstigere Kosten und ist damit volkswirtschaftlich effizient.

Der geförderte Leistungszubau substituiert andere Kraftwerkskapazitäten, die ohnehin finanziert werden müssen, verursacht also keine zusätzlichen Kosten.

2. Wichtigste Punkte der Reform des EEG zum Strom aus Biogas

Um den Bestand von Bioenergieanlagen zu erhalten und qualitativ weiter zu entwickeln, hat das Hauptstadtbüro Bioenergie eine Reihe von Empfehlungen vorgelegt, die vom Netzwerk Flexperten unterstützt werden. Für die Weiterentwicklung der **Stromversorgung** sind folgende Punkte besonders wichtig und zum Teil eilbedürftig:

1. Die Flexibilitätsprämie für Biogas-Bestandsanlagen muss fortgeführt werden, damit **alle geeigneten Anlagen** auf zukünftige Bedarfe umgestellt werden können. Dafür sind **Investitionen in zusätzliche BHKW-Leistung und Speicher** nötig, die nur mit der Flexibilitätsprämie finanzierbar sind. Nach aktueller Rechtslage haben Betreiber nur noch Anspruch auf die Flexibilitätsprämie, wenn die Inbetriebnahme bis 30. November 2020 abgeschlossen ist. Schon jetzt werden keine neuen Flexibilisierungen mehr geplant, weil sie in dieser Frist nicht mehr umgesetzt werden können.
 - a. Die Flexprämie hat einen neuen politischen Sinn, da durch den Kohleausstieg in Kürze der Bedarf an gesicherter installierter Leistung deutlich wachsen und auch Geld kosten wird. Die Flexibilisierung ist ein **kostengünstiger und schnell erschließbarer Beitrag** zur Versorgungssicherung und gleichermaßen zur Netzentlastung. (Siehe unten: Wirtschaftlichkeit)
 - b. Nach bisheriger Regelung wird für die Flexibilitätsprämie eine restliche Laufzeit der EEG-Förderung von mindestens 10 Jahren vorausgesetzt. Um auch **ältere Bestandsanlagen flexibilisieren** zu können, sollte die Flexibilitätsprämie auch bei einer kürzeren Restlaufzeit in gleicher Höhe ausgezahlt werden können. Der Gesamtbetrag der Flexprämie würde auf die verbleibenden EEG-Restlaufjahre aufgeteilt. Maximal sollten davon 20 % jährlich ausgezahlt werden, um Verzerrungen zu vermeiden. („Modul Optiflex“ des FvB).
 - c. Auch Anlagenbetreiber, die eine bereits **Flexibilitätsprämie für einen kleinen Leistungszubau** in Anspruch genommen haben, sollen in zusätzliche BHKW-Leistung investieren können. Für diese weiteren Investitionen sollte die Flexibilitätsprämie unverkürzt gewährt werden, also in der Höhe, in der sie bei einer sofortigen vollen Leistungserhöhung gewährt worden wäre. Die Flexibilitätsprämie wird nach der erhöhten Leistung berechnet, und die bereits erhaltene Flexibilitätsprämie davon abgezogen. Der Betrag wird in der Restlaufzeit ausgezahlt. („Modul Optiflex“ des FvB)
 - d. Diese erneuerte **Förderung der Flexibilisierung soll an die Zielerfüllung** geknüpft werden, dass die Anlagen auch zukunftsorientiert ausgestaltet und marktgesteuert flexibel betrieben werden können. Dauer-Einspeiser sollten keine Förderung erhalten. Dafür muss ein **robustes Qualitätskriterium** eingeführt werden.
 - e. **Begrenzung statt Verlust der Flexibilitätsprämie** bei maximalem Leistungszubau. Bisher entfällt die Flexibilitätsprämie vollständig, wenn die installierte Leistung das fünffache der Bemessungsleistung übersteigt. Doch auch bei Anlagen innerhalb dieser Grenze kann die erzeugte Jahresarbeit unbeabsichtigt unter das 0,2-fache der installierten Leistung fallen, z.B. aufgrund von Einschränkungen der Biologie im Fermenter gegen Ende des Jahres. Der vollständige Verlust der Flexprämie ist existenzbedrohend für Betreiber. Daher werden maximale Flexibilisierungen kaum umgesetzt. Stattdessen sollte für die Berechnung der Flexibili-

tätsprämie maximal das fünffache der mittleren Einspeiseleistung als installierte Leistung angenommen werden.

2. Die **Ausschreibungsmengen** für neue Anlagen und Vergütungsverlängerungen für bestehende Biogasanlagen müssen ab 2023 deutlich erhöht werden.
 - a. **Bestandsanlagen:** Etwa ein Viertel der Bestandsanlagen sind wahrscheinlich nicht zukunftsfähig. Die übrigen 75 % sollten Aussicht auf einen Ausschreibungserfolg für die Fortsetzung des Betriebs erhalten. Die Ausschreibungsmenge für Bestandsanlagen sollte daher etwa 75 % der aus der Förderung herausfallenden Bemessungsleistung betragen, also etwa 300 MW in den Jahren 2023 bis 2030.
 - b. Hinzuzurechnen ist der erwünschte Zubau von **neuen Biogasanlagen** für die Vergärung von Abfällen (bisher nicht erfasst: < 7,5 Mio to/a), Gülle und Mist (n.e. > 100 Mio. to/a) und landwirtschaftlichen Reststoffen (Stroh, Spreu Rübenblatt, n.e. ca. 25 Mio. to/a), mit denen theoretisch die Biogas-Erzeugungsmenge verdoppelt werden könnte.
3. Die **Flexibilisierung soll auch für kleine Gülleanlagen** ermöglicht werden.
 - a. Die Obergrenze für den Gülle-Sondertarif sollte auf 150 kW *Bemessungsleistung* angehoben werden (ggf. unter Inkaufnahme einer Tarif-Degression ab 75 kW).
 - b. Die Deckelung der installierten Leistung sollte entfallen und der Flex-Zuschlag nach EEG 2017 auch für Gülle-Kleinanlagen gewährt werden.
 - c. Bestehende Anlagen in viehintensiven Regionen sollten auf den Gülle-Sondertarif mit 20 Jahren Förderdauer umsteigen können.
 - d. Der Einsatz von bis zu 20 % anderer Reststoffe (z.B. minderwertige Futterreste) sollte unschädlich für die Förderung bleiben.
4. Es fehlt eine Förderung für **Biogasaufbereitung und -einspeisung** in das Erdgasnetz, insbesondere im Hinblick auf eine Nutzung des gewonnenen CO₂ für Power-to-Gas-Anwendungen. An Biogaserzeugungs-Standorten ohne sinnvolle Wärmenutzung, aber mit einem Gasnetzzugang in räumlicher Nähe sollte das Biogas über das Gasnetz an anderer Stelle ausgespeist und effizient verwendet werden. Dies kann durch einen direkten Anreiz geschehen oder über eine verbindliche Quote analog der THG-Quote bei Flüssig-Treibstoffen.

3. Zur politischen Zielkonformität

Schon in ihrem Koalitionsvertrag hatten die Koalitionsparteien vereinbart: *„Wir werden: die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) weiterentwickeln und umfassend modernisieren, so dass sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft hat. Wir werden die Kraft-Wärme-Kopplung CO₂-ärmer ausgestalten und flexibilisieren. Wir wollen KWK-Anlagen und die Fernwärmeinfrastruktur ausbauen und effizienter machen;*

Bioenergie

Die Bioenergie trägt zur Erreichung der Klimaziele im Energie- und Verkehrssektor bei. Den Bestand von Bioenergieanlagen wollen wir im Zuge der Ausschreibungen weiterentwickeln. Die Reststoffverwertung werden wir verstärken und den Einsatz von Blühpflanzen erhöhen.“

Gute Gründe: Kohleausstieg

Im Zuge der Stilllegungspläne halten energiewirtschaftliche Akteure für erforderlich, zur Vermeidung von Unsicherheiten bei der Stromversorgung den Zubau neuer gesicherter Leistung anzureizen. Die KWSB nennt im Abschlussdokument einen „systematischer Investitionsrahmen“. Im Rahmen der Flexibilisierung von Biogasanlagen könnte durch die Fortsetzung der Flexibilitätsprämie sehr schnell, netzentlastend und preiswert zusätzliche Leistung installiert werden. Vorausgesetzt, dass die etwa 30 TWh/a Stromerzeugung aus Biogas etwa gleichbleiben, könnten die Grundlast-Biogasanlagen (ca. 3,5 GW Bemessungsleistung) um eine installierte Leistung von etwa 10 GW erweitert werden. Der Zubau von flexibler Biogasleistung würde etwa 40 % der bis 2030 vorgeschlagenen Kohlestilllegung (26 GW) ersetzen. Das kann den zeitlichen Druck auf den Zubau von neuen Kraftwerken lindern, zur Dämpfung der gesellschaftlichen Kosten und zur Verbesserung der Akzeptanz beitragen.

Transformation der Landwirtschaft

Die Landwirtschaft muss sich nicht nur auf den Klimawandel einstellen, sondern auch zu seiner Bekämpfung beitragen. Dazu gehören die Reduzierung der THG-Emissionen aus der Viehhaltung, die Reduzierung der Stickstoffemissionen und Umstieg von mineralischem auf besser pflanzenverfügbare organische Dünger und Zwischenfruchtanbau, Humusaufbau im Boden durch mehrjährige Kulturen und solche, die der Artenvielfalt dienen, Reduzierung des Einsatzes von Pflanzenschutzmitteln.

Diese Effekte können mit Kulturen gefördert werden, die als Substrate zur Biogaserzeugung dienen können. Die Kosten der nachhaltigen Landwirtschaft wird durch den Doppelnutzen gesenkt und umgekehrt: die landwirtschaftlichen nutzen der Substraterzeugung tragen zu Kostensenkung der Biogaserzeugung bei.

Klimaneutrales Wirtschaften

Biogas stellt Strom und Wärme mit deutlich reduziertem oder sogar negativem THG-Emissionssaldo bereit. Biogas baut eine Brücke zur vollständig defossilisierten Energieerzeugung. Biogas kann zu Power-to-Gas beitragen, wenn Überschussstrom bei der Umwandlung zu Methan zugeführtes CO₂ benötigt, das in Biogasanlagen hoch aufkonzentriert wird.

4. Aktuelles Beispiel (von inzwischen Vielen)



Blick auf den Hof Rohlf's in Strange 47 mit einem Teil der jetzt flexiblen Biogasanlage.

FOTO: BDIWW

Über die Firma

Der Hof Rohlf's besteht seit 80 Jahren, wird seit dem Jahr 1930 bewirtschaftet. Was als Landwirtschaft im klassischen Sinne, mit Ackerbau und Viehzucht begann, ist heute ein Unternehmen, mit Ackerbau auf gut 235 Hektar Fläche (Grünland, angebaut werden Getreide, Kartoffeln, Mais und durchwachsene Silphie), einer seit neuestem flexiblen Biogasanlage und mehr: Die Rowin GmbH mit Sitz in Wehrbleck, gegründet am 1. Januar 2013, ist ein Produzent für Hackschnitzel und Hartholz-Hackschnitzelbriketts, heißt es in der Pressemitteilung der Firma. „Mit Hilfe unserer Maschinen decken wir die gesamte Produktionskette, vom Holzschlagen im Forst bis zur Anlieferung der fertigen Hackschnitzel bei Ihnen vor Ort, ab. Wir sind nicht nur Lieferant für öffentliche Träger, sondern betreiben darüber hinaus auch eigene Wärme-Contracting-Anlagen.“ 40 Mitarbeiter beschäftigt die Wehrblecker Firma, dazu zählen 20 Berufskraftfahrer, denn die Firma unterhält eine eigene Lkw-Flotte. s15

Jetzt flexible Produktion möglich

Biogasanlage auf dem Hof von Andreas Rohlf's in Strange umgebaut

Wehrbleck – Aus der ersten, im Jahr 2001 in Betrieb genommenen Biogasanlage (Eckdaten: 120 kW Zündstrahler, 800 Kubikmeter Fermenter, 1200 Kubikmeter Nachgärer) hat Andreas Rohlf's auf seinem Hof im Wehrblecker Ortsteil Strange aktuell ein „regeneratives Speicherkraftwerk“ geformt. Die Technik in Bezug auf Biogasanlagen hat sich weiterentwickelt, hin zur aktuellen Version, die „für den Strommarkt der Zukunft optimiert“ wurde, wie es die beauftragten Ingenieure werbewirksam formulieren.

Mit diesem Slogan laden Rohlf's und sein Team ein, sich diese neue und innovative Anlage auf dem Hof „Strange 47“ beim Tag der offenen Tür am Samstag, 17. August, anzusehen.

Vor Ort werde es Führungen geben. Die Fachleute, die die Anlage in ihrer aktuellen Ausrichtung geplant haben, stehen an dem Tag für interessierte Besucher für Nachfragen zur Verfügung, ebenso Andreas Rohlf's und sein Team. Die Anlage auf dem Hof Rohlf's arbeitet jetzt flexibel. Das heißt, kurz gefasst, die Biogasanlage kann so ein-

gestellt werden, dass sie nur zu den ertragreichsten Stunden eines Tages produziert. Andreas Rohlf's hat ein zusätzliches Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 2000 kWel (Kilowatt elektrisch) und 2.309 kWth (Kilowatt thermisch) eingebaut. Das ermögliche die vierfache elektrische Leistung heißt es in der Pressemitteilung. Außerdem sei es möglich, die Bemessungsleistung pro Tag innerhalb von nur sieben Stunden zu erzeugen. Der speziell (und neu) gebaute Kombigaspeicher biete ein 8.490 Kubikmeter fassendes

Reingasspeichervolumen, der Wärmespeicher, ebenfalls neu errichtet, fasst 1000 Kubikmeter. Für Rohlf's rechnet sich jede Ausgabe: „Wir können Strom günstiger produzieren.“ Durch die Flexibilisierung könnten Strom und Wärme „dann und da erzeugt werden, wo sie gebraucht werden“, heißt es seitens der Ingenieure der Osnabrücker Firma „energethik“, die die Stranger Anlage konzipiert haben. Der Umbau auf dem Hof Rohlf's wurde innerhalb eines Jahres realisiert, seit Januar 2019 stelle die Biogasanlage bedarfsge-

recht Strom und Wärme zur Verfügung. Nach Berechnungen der Ingenieure ist sie absolut CO₂-neutral. Die Anlage, so, wie sie auf dem Hof Rohlf's in Strange konzipiert ist, sei einzigartig im Landkreis Diepholz. Insbesondere im Hinblick auf die Speicherleistungen.

Im Rahmen des Tages der offenen Tür (11 bis 17 Uhr), finden Führungen durch die Biogasanlage um 11.30, 13.30 und 16.30 Uhr statt. Das Kinderprogramm umfasst Hüpfburg und Hackschnitzelparcours. Für Speis und Trank ist gesorgt. s16

Quelle: Sulinger Kreiszeitung vom 10.08.2019, Seite 11

oder auch:

<https://www.regeneratives-speicherkraftwerk.de/>