

# Je kurzfristiger, desto besser

**Jühnde wird zum Bioenergiedorf 2.0. Doch viele Biogasanlagen-Betreiber sind zögerlicher als die Pioniere in Niedersachsen, wenn es darum geht, auf flexiblen, bedarfsgerechten Betrieb umzurüsten. Direktvermarktungs-Dienstleister verbessern nun ihr Flex-Werkzeug: Den Betreibern sollen kurzfristige, individuelle Fahrpläne schmackhaft gemacht werden.**

**V**or zehn Jahren wurden in Jühnde eine Biogasanlage und Wärmeleitungen gebaut. Das Dorf bei Göttingen wurde zum ersten „Bioenergiedorf“ Deutschlands. Heute, nachdem Jühnde über 100 Nachahmer gefunden hat, wird in dem Pionierort wieder gebaut: Mit dem Konzept „Bioenergiedorf Jühnde 2.0“ wird die Biogasanlage umgerüstet, um sie künftig bedarfsgerechter und stärker am Wärmeverbrauch orientiert betreiben zu können. „Zum Jahreswechsel werden wir mit dem Fahrplan-Betrieb starten“, sagt Dirk Filzek von dem an der Planung beteiligten Ingenieurbüro Cube Engineering GmbH aus Kassel: „Dazu haben wir im Rahmen des Forschungsprojektes BioPower2Gas (siehe Kasten) ein Einsatzoptimierungs-System entwickelt.“

Um mehr Biogas kurzfristig zu Zeiten hohen Bedarfs verstromen zu können, investiert die Bioenergiedorf-Genossenschaft Jühnde in zusätzliche Kapazitäten: Das bestehende Blockheizkraftwerk mit 716 kW<sub>el</sub> wird mit zwei BHKW-Einheiten zu je 550 kW<sub>el</sub> ergänzt. Zwei zusätzliche Wärmespeicher à 50 m<sup>3</sup> sorgen dafür, dass der Heizkessel für die Spitzen-Wärmebelastung stillgelegt werden kann. Abgerundet wird die Repowering-Maßnahme mit einem zusätzlichen Gasspeicher sowie einem Effizienzsteigerungs-Paket, zu dem auch ein Hochtemperatur-ORC-Modul mit 120 kW<sub>el</sub> gehört, das aus der BHKW-Abwärme noch

zusätzlichen Strom gewinnt. Alles in allem schlägt die Investition mit rund 3 Mio. € zu Buche. Sicherlich gut die Hälfte davon kann der Flexibilisierung zugeordnet werden. Die Niedersachsen kalkulieren mit Zusatzeinnahmen von rund 150.000 €/a durch den flexiblen Betrieb. Gut 120.000 € sollen an Flexibilitätsprämie, der Rest durch höhere Erlöse an der Strombörse nach Jühnde fließen.

Die wenigen Zahlen zeigen schon das wirtschaftliche Spannungsfeld, zumal die „Flexprämie“ ja nur zehn Jahre lang vergütet wird. So mutig wie die Jühnder sind die meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen-Betreiber noch nicht: Zwar ist inzwischen für rund 2.900 Anlagen mit 1.700 MW<sub>el</sub> Gesamtleistung die Flexprämie bei der Bundesnetzagentur beantragt worden, die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen gestaltet sich dagegen zögerlich. Demgegenüber sind rund 80 % (3.200 MW<sub>el</sub>) der gesamten Biogasleistung in der Direktvermarktung und beanspruchen die Marktprämie (Differenz zwischen Markt-Mittelwert und EEG-Vergütung). Die Anlagen laufen hier aber in der Regel „auf Strich“. Wenn überhaupt, bieten sie (negative) Regelenergieleistung an, die vom Übertragungsnetzbetreiber abgerufen und vergütet wird. Seit Anfang 2014 fallen jedoch die Preise an den Regelenergiemärkten. Mit rund 2 GW ist der Bedarf an Regelenergie ohnehin sehr begrenzt,

**Um nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung bestmöglich aufgestellt zu sein, müssen Biogasanlagen-Betreiber in Effizienz und Flexibilisierung investieren.**

Foto: Bioenergiedorf-Genossenschaft Jühnde

## BioPower2Gas

Im Rahmen des Projektes „BioPower2Gas“ wird das Repowering der Biogasanlage in Jühnde wissenschaftlich begleitet. Gefördert vom Bundeswirtschaftsministerium erproben und evaluieren fünf Partner drei verschiedene, regelbare Biogastechnologien: neben der Jühnder Biogasanlage ein Biomethan-BHKW in Philippsthal und eine Power-to-Gas-Anlage, um die die Biogasaufbereitungsanlage der Viessmann-Werke in Allendorf erweitert wurde.

**Weitere Informationen:**  
www.biopower2gas.de

während am Spotmarkt der Strombörse stündlich rund 80 GW gehandelt werden. Ein weiterer Drang zur Flexibilisierung entsteht bereits aus der ab den 2020er-Jahren auslaufenden EEG-Vergütung. Mit den derzeit diskutierten Ausschreibungsmodellen für Bestandsanlagen sind flexible Anlagen im Vorteil: Sie erzielen höhere Erlöse an der Strombörse und können daher niedrigere Gebote abgeben.

## Tagesoptimal und saisonal flexibel

„Bestmöglich für die Zeit nach dem EEG aufgestellt zu sein“, war auch für die Bioenergie-dorf Jühnde e.G. ein triftiger Grund, in Effizienz und Flexibilisierung zu investieren, wie Vorstand Eckhard Fangmeier betont. Eine besondere Herausforderung sei die Finanzierung des Vorhabens gewesen. Ursprünglich sollten 2 MW<sub>el</sub> BHKW-Leistung zugebaut werden, um noch konzentrierter die Hochpreisphasen abfahren zu können. Die schiere Investitionshöhe habe dann aber „bei der Bankenseite Bauchschmerzen“ verursacht. So entschloss man sich zu der „kleinen Flexibilisierungslösung“ und zusätzlichen Effizienzmaßnahmen. Weiterer Forschungsbedarf wurde deutlich und so wird in Jühnde bereits eine Besonderheit angedacht: Es soll nicht nur tagesoptimal, sondern auch saisonal flexibilisiert werden. „Wir wollen die Biologie mit einbeziehen“, erläutert Fangmeier. Dies geschehe dadurch, dass im Sommer qualitativ schlechteres, im Winter hochwertigeres Material gefüttert werde. Zwar fehlten noch genaue Prognosen, doch der Bioenergie-Manager schätzt, dass sich die Anlage so variieren lasse, dass sie im Sommer mit 300 kW<sub>el</sub> und im Winter-Halbjahr mit 1 MW<sub>el</sub> Bemessungs- (Durchschnitts-)leistung gefahren werden könne. Das ermögliche gravierende Einsparungen sowohl an Substrat für die Vergärung als auch an Brennstoffen – neben Heizöl auch an Hackschnitzeln für den 550-kW<sub>th</sub>-Biomassekessel zur Mittellastabdeckung. Zusammen mit der ORC-Anlage soll der Wärmenutzungsgrad von bisher 71 auf 100 % ansteigen.

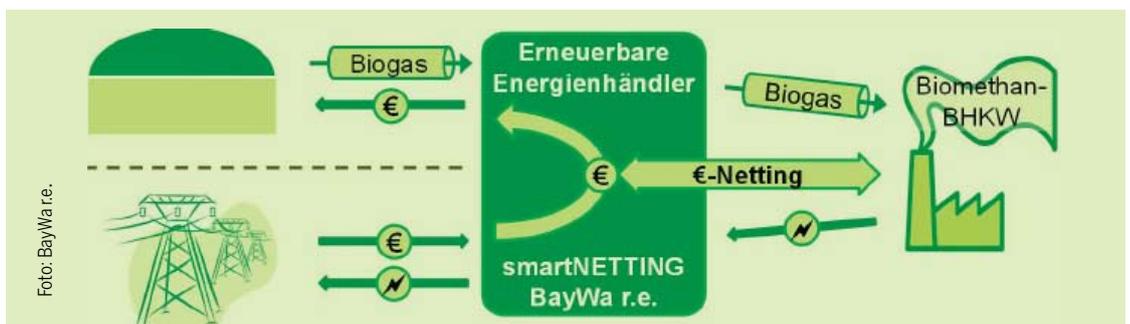
Thomas Krause von Cube Engineering hebt die Vorzüge der saisonalen Flexibilisierung hervor: „Das ist sowohl für den Strommarkt sinnvoll, weil im Sommer mehr PV-Strom erzeugt wird, als auch für die Wärmeversorgung, weil weniger Wärme verloren

geht.“ Cube Engineering hat schon für mehr als 100 Biogasanlagen eine „Flex Analyse“ durchgeführt. Darin werden verschiedene große BHKW, Gas- und Wärmespeicher simuliert und damit Kosten- wie auch Erlösveränderungen des realen, zurückliegenden Jahres als Modell errechnet. Als Ergebnis erhält der Anlagenbetreiber ein Gutachten darüber, welche Anlagenkonfiguration sinnvoll ist, damit er Marktpreise und Flexprämie optimal nutzen kann.

Krause zufolge hätten sich viele Anlagenbetreiber dafür entschieden, bei einer Bestands-Anlage (z. B. 500 kW<sub>el</sub>) ein BHKW mit halber Leistung (250 kW<sub>el</sub>) zuzubauen, wengleich im Einzelfall andere Anlagenkonfigurationen wirtschaftlich vorteilhafter hätten sein können. Vielfach laufe das 250er-BHKW dann durch und das 500er-Aggregat werde blockweise in der täglichen Hochtarifphase für Sekundärregelleistung von 8 bis 20 Uhr betrieben. Somit erzeuge die Anlage in etwa gleich viel Strom wie zuvor. Die benötigte Substratmenge ändert sich im Wesentlichen nicht. „Läuft ein Biogas-BHKW 24 Stunden am Tag durch, so erwirtschaftet es an der Strombörse den Durchschnittspreis, der 2014 bei rund 33 €/MWh lag. Hätte man in 2014 täglich Strom zu den zwölf teuersten Handelsstunden eingespeist, hätte dies einen Durchschnittserlös von rund 40 €/MWh bedeutet“, veranschaulicht Dirk Filzek von Cube Engineering den Marktwert der Flexibilisierung: „Ein marktoptimierter Fahrplanbetrieb und individuell auf die Anlage abgestimmte Stromvermarktungsstrategien werden daher immer bedeutsamer“, so Filzek.

## Flexibilisierungs-Fortschritte

Deutlich höhere Zusatzerlöse wären mit einem hoch flexiblen Betrieb an weit weniger als zwölf Stunden pro Tag möglich. Um die Flexprämie zu erhalten, darf die installierte Leistung bis zum Fünffachen der Bemessungs-Leistung betragen. Wie Krause schildert, seien hierzu erst wenige Betreiber bereit – wegen der enormen Investitionen, aber auch wegen Restriktionen wie Netzanschluss oder Genehmigungsverfahren und die daraus resultierende Unsicherheit (z. B. Wirksamkeit der Störfallverordnung bei Gasspeicher-Erweiterung). Zur Erlösmaximierung bietet Cube Engineering seinen Kunden die Dienstleistung



**Verrechnungsmodell:** Für die Direktvermarktung von Strom aus Biomethan-BHKW bietet die BayWa r.e. GmbH ihr Produkt „Bogas2Power-smartNETTING“. Dabei wird die Biomethanlieferung mit der Abnahme und Vermarktung des produzierten Stroms aus dem BHKW verrechnet und lediglich der Differenzbetrag der Zahlungsströme ausgeglichen. „Durch diese intelligente Verknüpfung fallen die erhöhten Sicherheiten-Anforderungen der Zahlungen weg und die Kosten werden verringert“, erläutert Jens Eberlein, Energiehandelsexperte bei BayWa r.e.

„FlexTop“: „Mit dem Einsatzoptimierungs-System wird ein täglicher, marktoptimierter Fahrplan erarbeitet“, erklärt Filzek. Das System reagiere auf die Signale des Strommarktes und damit sowohl auf die wetterabhängige Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen als auch auf die Stromnachfrage. Es enthalte aber auch die individuellen Anlagenparameter und berücksichtige tägliche Prognosen des Wärmebedarfs.

„Jeden Morgen gegen acht Uhr wird ein Fahrplan für die 24 Handelsstunden des Folgetages erstellt und dem Stromhändler übermittelt“, erklärt Filzek den Ablauf: „Gegen Mittag meldet sich der Stromhändler zurück, inwieweit die Strommengen fahrplangerecht vermarktet wurden. Daraufhin wird der Fahrplan an die Anlagensteuerung übermittelt. Die Hoheit über den BHKW-Betrieb verbleibt beim Anlagenbetreiber. Ist der Fahrplan jedoch einmal vermarktet, sollte er nachträglich nur im absoluten Ausnahmefall noch verändert werden.“ FlexTop sei vom Stromhändler unabhängig. Krause empfiehlt, die individuelle Flexibilisierung bei Biogasanlagen größer 250 kW<sub>el</sub> zu überprüfen. Vor allem, wenn ohnehin Ersatzinvestitionen anstehen, sei sie in der Regel wirtschaftlich darstellbar.

Mittlerweile setzen schon einige Stromhändler auf individuelle Fahrpläne. Die Clean Energy Sourcing AG (Clens) etwa verwendet ein Optimierungsmodell, das für jede Anlage Preisprognosen, Restriktionen etc. berücksichtigt und für den Folgetag die erlösoptimalen Betriebszeiten errechnet. Wie Thorsten Biela von Clens schildert, hat das Unternehmen aus Leipzig ca. 250 MW<sub>el</sub> aus Biogas- und Biomethan-BHKW in der Direktvermarktung. Etwa 100 MW<sub>el</sub> davon seien für die Flexibilisierung geeignet und hiervon wiederum rund ein Viertel werde schon individuell flexibel betrieben. Um am Spotmarkt Erlöse zu generieren, seien die „Spreads“ entscheidend; die jeweilige Differenz zwischen Mittel- und Maximalwerten am Day-Ahead-

Markt. „Wir fahren in der Regel die Morgen- und Abendspitze ab“, lässt Biela einblicken. Diese Spitzen im Day-Ahead-Markt seien aber im Vergleich zu 2011 beträchtlich zurückgegangen. Immer interessanter werde deshalb der Intraday-Markt EPEX15, auf dem seit Dezember 2014 auch Viertelstunden-Blöcke, teilweise zu Höchstpreisen, gehandelt werden. Hier sei aber die Einsatzplanung genauso schwierig wie ein „exaktes Treffen des Fahrplans“. Bei Fahrplan-Abweichungen werden für den Stromhändler Ausgleichsenergiekosten fällig.

Die Energy2market GmbH (e2m), ebenfalls aus Leipzig, bietet ihren Direktvermarktungskunden jetzt das erweiternde Vertragsmodul „HandelsFlex“ an. Laut Vertriebsleiterin Annette Keil sei HandelsFlex eine Kombination der verschiedenen Märkte und zeichne sich dadurch aus, dass für jede Anlage der optimale Vermarktungsweg gefunden werde. Dabei seien nicht zwangsläufig Investitionen oder bauliche Veränderungen erforderlich. Voraussetzung sei aber, dass e2m über die vorhandene Fernsteuer-Schnittstelle und zusätzlich zu den Regelenergieaufrufen des Netzbetreibers in die Fahrweise eingreifen könne. „Ein positiver Effekt kann zum Beispiel erzielt werden, wenn die Anlage bei negativen Handelspreisen heruntergeregelt wird“, sagt Keil, die ebenfalls im Intraday-Markt einen lukrativen Zukunftsmarkt sieht: „Dort wird zukünftig das Geld verdient getreu dem Motto: ‚Je kurzfristiger, desto besser‘.“ Mehrere Direktvermarkter erklären unisono, dass sich mittelfristig die Erlössituation an der Strombörse bessern werde: Wenn Großkraftwerke vom Netz genommen und dadurch Überkapazitäten abgebaut würden, bestimme mehr die (zum Teil volatile) Erzeugung statt der Nachfrage die Börsenpreise und die Spreads könnten dementsprechend größer werden.

Christian Dany



Foto: Nahwärme Brigachschiene

**Kooperation:** Die Nahwärme Brigachschiene hat ihre zwei Biomethan-BHKW jetzt für positive und negative Sekundärreserven sowie für eine strompreisorientierte Fahrweise an der Spotbörse zur Verfügung gestellt. Hierzu wurden die BHKW in den sogenannten „Next Pool“ des Direktvermarkters Next Kraftwerke GmbH aus Köln eingebunden, wobei die Wärmerestriktionen der Nahwärmeversorgung vom Leitsystem des „Next Pool“ berücksichtigt werden. Next Kraftwerke kooperiert jetzt mit dem Biomethanhändler BMP Greengas GmbH, München. „Die eingespeisten Strommengen werden zu den maximal möglichen Vergütungssätzen vermarktet“, sagt Jan Aengenvoort, Sprecher von Next Kraftwerke. Die Nahwärme Brigachschiene ist das erste Resultat dieser Kooperation.