

e | m | w

Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb
Auszug aus Nr. 2 | April 2009



Weitere Informationen finden Sie auf unserer Website:

<http://bet-aachen.de/beratung/netzberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/marktberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/managementberatung/>

Sonderdruck

2 | 09

**BET Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH**

„Geschäftsmodell Biogas“

VON CHRISTOPH ARETZ,
JÖRG OTTERSACH UND KNUT SCHRADER

ISSN: 1611-2997

ener|gate, Essen

Geschäftsmodell Biogas

Biogasinvestitionen unter Beachtung aktueller Rahmenbedingungen des Transports und der Vermarktung

Die Bundesregierung hat in Meseberg 2007 ein neues Energie- und Klimaprogramm verabschiedet. Im Folgenden wird darauf eingegangen, wie auf Grundlage des Meseberger Maßnahmenkatalogs, die Attraktivität von Biogas zu steigern ist. Der Komplexitätsabbau, die Beurteilung und Einsatz verschiedener Transfermodelle sowie die Preisberechnung stehen dabei im Vordergrund.

VON CHRISTOPH ARETZ, JÖRG OTTERSBUCH
UND KNUT SCHRADER

Einleitung

Die Bundesregierung hat im Spätsommer 2007 in Meseberg mit fast dreißig Punkten ein ambitioniertes Energie- und Klimaprogramm verabschiedet. Im weiteren Zeitverlauf wurde ein umfangreiches Paket mit 14 Gesetzen und Verordnungen entwickelt, die die Beschlüsse von Meseberg effizient und konsequent umsetzen sollen. In diesem Maßnahmenpaket werden insbesondere die Energieeffizienz und die Förderung regenerativer Energiequellen fokussiert. Die Bundesregierung will vorhandene Energiequellen besser nutzen und das Energieportfolio weiter diversifizieren.

Ein Bestandteil des Meseberger-Maßnahmenpakets ist es, die Attraktivität von Biogas zu steigern. Der Gesetzgeber sieht gute Chancen für einen Biogasanteil von mehr als 10 Prozent am Erdgasbedarf in Deutschland bis 2030. Zudem soll bis 2020 der Anteil der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der Stromproduktion von derzeit ca. 12 Prozent auf ca. 25 Prozent verdoppelt werden. Der Bau von KWK-Neuanlagen und Wärmenetzen soll mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gefördert werden.

Das deutsche Mesebergpaket wird durch die klimapolitischen Vorhaben der EU (EU-Richtlinienentwürfe vom 23.01.2008) flankiert.

Nach dem Burden Sharing über Sicherstellung der europäischen Zielmarken für erneuerbare Energien entfällt auf Deutschland bis 2020 ein Anteil von 18 Prozent erneuerbarer Energie am Gesamtenergieverbrauch (derzeit ca. 6 Prozent).

In der Vergangenheit wurde Biogas am Ort der Erzeugung direkt verstromt, ohne dass eine vollständige Nutzung der Wärme erfolgte. Im EEG 2004 können die Orte der Erzeugung und Nutzung von Biogas nach der sogenannten Gasäquivalenzregel entkoppelt werden. Die Novelle der Gasnetzanschlussverordnung ermöglicht mit speziellen Regelungen einen vereinfachten Transfer von Biogas, so dass Hemmnisse mit einer breiten Anwendung der Gasäquivalenzregel beseitigt zu sein scheinen. Das novellierte EEG steigert die Mobilität von Biogas und honoriert das Vorgehen durch eine attraktive Vergütung.

Bei genauerer Betrachtung stellt man jedoch fest, dass die Rahmenbedingungen durch den Gesetzgeber verbessert wurden, aber der Markt scheinbar noch nicht in der Lage ist, diese Vorgaben auch effizient umzusetzen. Es gibt viele Fragen, die sich der potenzielle Investor zu stellen hat: Angefangen bei der Entscheidung, ob Biogas selbst produziert oder zu einem anlegbaren Preis abgenommen werden soll, über Bilanzkreis- und Transportmanagement bis hin zur Anlageneinsatzplanung.

Die oben genannten veränderten Rahmenbedingungen lassen den Schluss zu, dass eine Kombination von Biogaserzeugung an einem Ort mit hohem Biomassevorkommen und der KWK-Nutzung an einem Ort mit hoher Nachfrage nach Wärme sinnvolle und wirtschaftlich lukrative und vor allen Dingen nachhaltige Investitionen darstellen. Im Nachfolgenden werden die verschiedenen Problemfelder skizziert und dem potenziellen Investor entsprechende entscheidungunterstützende Lösungswege aufgezeigt.

Reduzierung der Komplexität notwendig

Betrachtet man das Vorhaben der Biogasverwendung genauer, wird deutlich, dass die Abdeckung der gesamten Wertschöpfungskette als wenig sinnvoll erscheint, da sich die Aufgabe als zu komplex gestaltet. Der in diesem Artikel betrachtete Investor bezieht sich primär auf die Energieverwendung und nicht auf die Biogaserzeugung. Vor diesem Hintergrund ist es ratsam, das Biogas nach der Produktion als aufbereitetes und einspeisefähiges Biogas vor der Einspeisung vom Biogasanlagenbetreiber abzunehmen. Für die Biogas-Einspeisung erhält der Investor vom Netzbetreiber, in dessen Netz das Biogas eingespeist wird, nach GasNEV 2008 ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 ct/kWh als Entgelt für vermiedene Netzkosten. Dieses wird unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird, gezahlt und gilt daher auch für Einspeisungen in das Transportnetz.

Die Entgelte für die Nutzung des Gasnetzes zur Entnahme von Biogas aus einem örtlichen Verteilnetz sind in der GasNZV nicht gesondert für Biogas geregelt, so dass diese Mengen analog zu anderen Erdgasmengen abgerechnet werden.

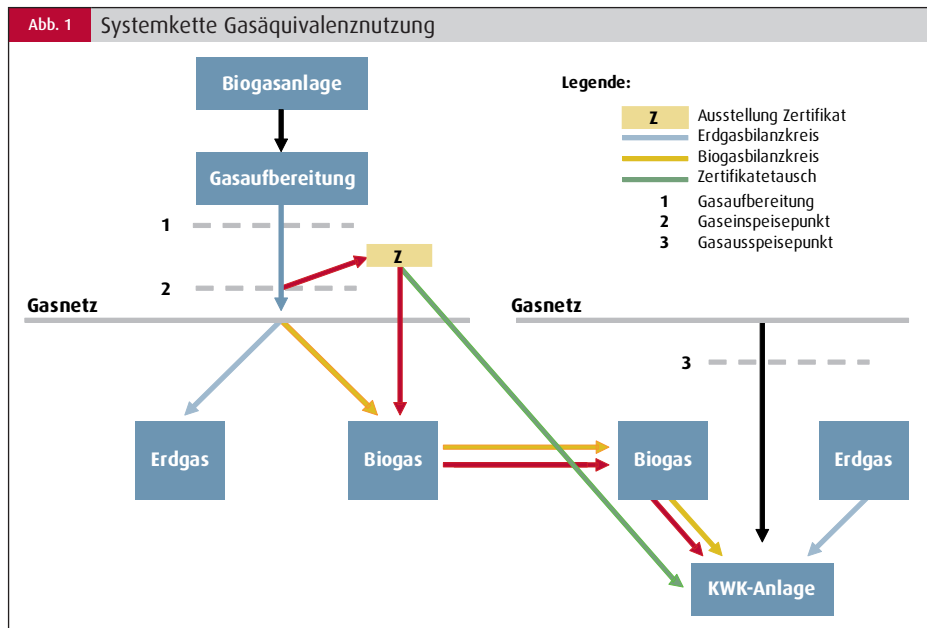
Gastransport Marktgebiete

In der Regel liegen Produktions- und Verbrauchsort räumlich voneinander getrennt, so dass ein Biogastransport ggf. über Marktgebietsgrenzen hinweg durchgeführt werden muss. In einem Marktgebiet kann ein Transportkunde seine durch den Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträgen gebuchte Kapazitäten ohne weitere Restriktionen flexibel nutzen. Beim Gasnetzzugang, wie er im EnWG § 20,1b in Verbindung mit der Kooperationsvereinbarung III definiert ist, müssen Transportkapazitäten zusätzlich gebucht werden, wenn Marktgebietsgrenzen überwunden werden. In jedem Marktgebiet wird ein virtueller Handelsplatz (VP) eingerichtet, an dem Gas gehandelt werden kann und über den die Übertragung von Gasmengen stattfindet.

Der marktgebietsüberschreitende Transport ist als Kostentreiber zu bewerten, da u. U. diverse „Exit-“ und „Entry-Buchungen“ notwendig sind, um das Gas aus dem Marktgebiet der Erzeugung in das Marktgebiet der Verwendung zu transportieren. Neben Kapazitätsentgelten für die oben genannten Buchungen ist mehr Aufwand im operativen Bilanzkreismanagement und Kapazitätsmanagement zu erwarten. Der Investor muss sich in jedem Marktgebiet zum Handeln von Gasmengen am virtuellen Handelsplatz (VP) registrieren und entsprechende Verträge abschließen. Es ist zwar davon auszugehen, dass die Bundesnetzagentur weitere Bestrebungen hat, die Anzahl der Marktgebiete im Idealfall auf zwei zu reduzieren, dies wird jedoch wahrscheinlich nicht in absehbarer Zeit vollzogen sein.

Gaswirtschaftliche Transfermodelle

In der Fachwelt der Biogasnutzung werden zwei grundsätzliche Transfermodelle für Biomethan diskutiert – das Biogasmodell und das Erdgasmodell (siehe Abb. 1).

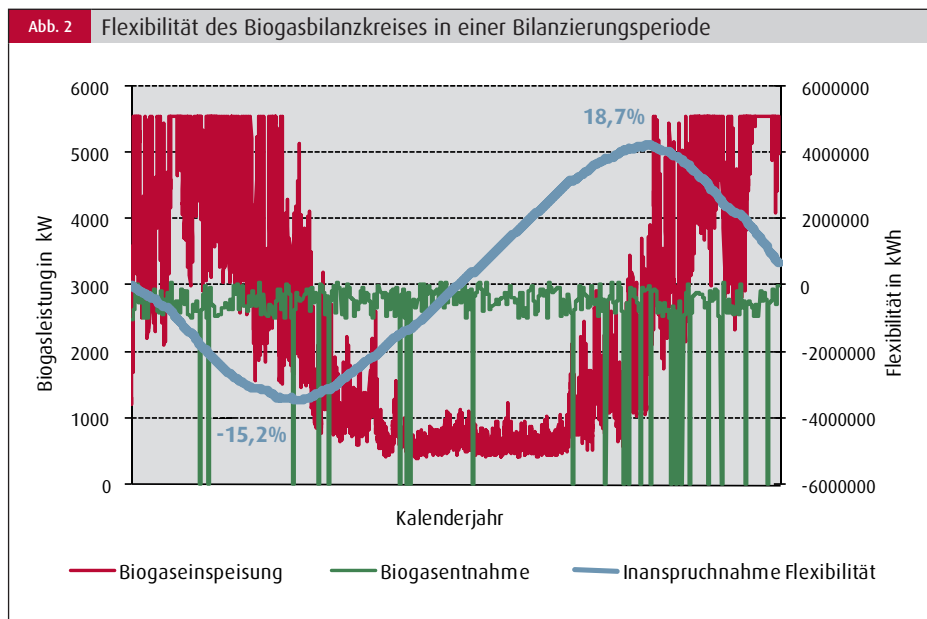


Biogasmodell

Das Biogasmodell weist Biogas den Biogasbilanzkreisen zu, in denen Biogasmengen nominiert und allokiert werden. Zudem werden explizite Biogaslieferverträge zwischen den Marktpartnern geschlossen. Der Biogaserkunftsnachweis wird über die Verwaltung der Gasmengen in Biogasbilanzkreisen erbracht. In einem Biogasbilanzkreis können Biogase verschiedener Biogasqualitäten verwaltet werden. Originäres Erdgas darf nicht in einen Biogasbilanzkreis eingebracht werden. Der Nachweis über die unterschiedlichen Qualitäten des eingespeisten Biogases

wird zudem in einem Zertifikat verbrieft, die die für die Stromerzeugung des Anlagenbetreibers zu gewährende EEG-Vergütung und ihrer Boni durch den Stromnetzbetreiber absichern. Da in Biogasbilanzkreisen kein „normales“ Erdgas eingebracht werden darf, stellt das Biogasmodell durch die strikte Trennung von „normalem“ Erdgas und Biogas die besonderen „ideellen“ stofflichen Qualitäten des Biogases von der Einspeisung bis zur Ausspeisung in den Vordergrund.

Für die entstehenden Abweichungen von Einspeisungen, Entnahmen und Fahrplänen in



Biogasbilanzkreisen kann der Bilanzkreisverantwortliche einen besonderen Flexibilitätsrahmen bis zu einer kumulierten Abweichung von 25 Prozent für einen Bilanzierungszeitraum von zwölf Monaten, bezogen auf die Einspeisemenge, in Anspruch nehmen. Die Inanspruchnahme kostet 0,1 ct/kWhHs für die tatsächlich genutzte Flexibilität. Der Umfang der tatsächlich erforderlichen Flexibilität ist bei KWK-Anlagen im Wesentlichen abhängig von den Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlage. Mit steigenden Vollbenutzungsstunden der meist wärmegeführten KWK-Anlage sinkt die erforderliche Flexibilität. Abb. 2 zeigt, dass die Biogaseinspeisung von der Entnahme durch die KWK-Anlage, hier mit 4.000 Vollbenutzungsstunden, abweicht. Einspeisungen und Entnahmen sollten weitgehend aufeinander abgestimmt sein. Dies wird in der Realität aufgrund des Gegensatzes einer relativ konstanten Erzeugung und eines auf Jahressicht schwankenden, wärmegeführten Absatzes den Investor vor zusätzliche Herausforderungen stellen.

Erdgasmodell

Dem Biogasmodell gegenüber steht das bereits bekannte und erprobte Erdgasmodell. Hierbei wird das eingespeiste Biogas mit einem Herkunftsnachweis zertifiziert und in der weiteren Prozesskette als normales Erdgas behandelt und einem beliebigen Erdgasbilanzkreis zugeordnet. Das Zertifikat wird an einen EEG-Verstromer verkauft, der damit nach EEG entnommenes Erdgas an anderer Stelle sowie zeitlich und räumlich entkoppelt zu Biogas klassifiziert. Das Erdgasmodell bietet die Möglichkeit, die Vorteile der Gleichzeitigkeitseffekte größerer Erdgasbilanzkreise zu nutzen. Flexibilitäten werden im Erdgasmodell nur im Rahmen der GABi-Gas-Vorschriften gewährt und sind, wie beispielsweise die Regelenergieumlage, kostenpflichtig. Die Erdgasbeschaffung für den Betrieb der KWK-Anlage ist völlig losgelöst von der Biogaserzeugung und kann ggf. über bestehende Erdgaslieferverträge abgedeckt werden. Zusätzliche Portfolioeffekte und Mengenvorteile können im Erdgasmodell genutzt werden. Als potenzieller Nachteil des Erdgasmodells ist anzusehen, dass sich ein Spread zwischen dem Verkaufspreis des als Biogas einge-

speisten Erdgases und dem Kaufpreis des entnommenen und umgewidmeten Erdgases einstellt. Dieser Spread wird wahrscheinlich nur in einem als ideal anzusehenden Erdgasmarkt vollkommen verschwinden.

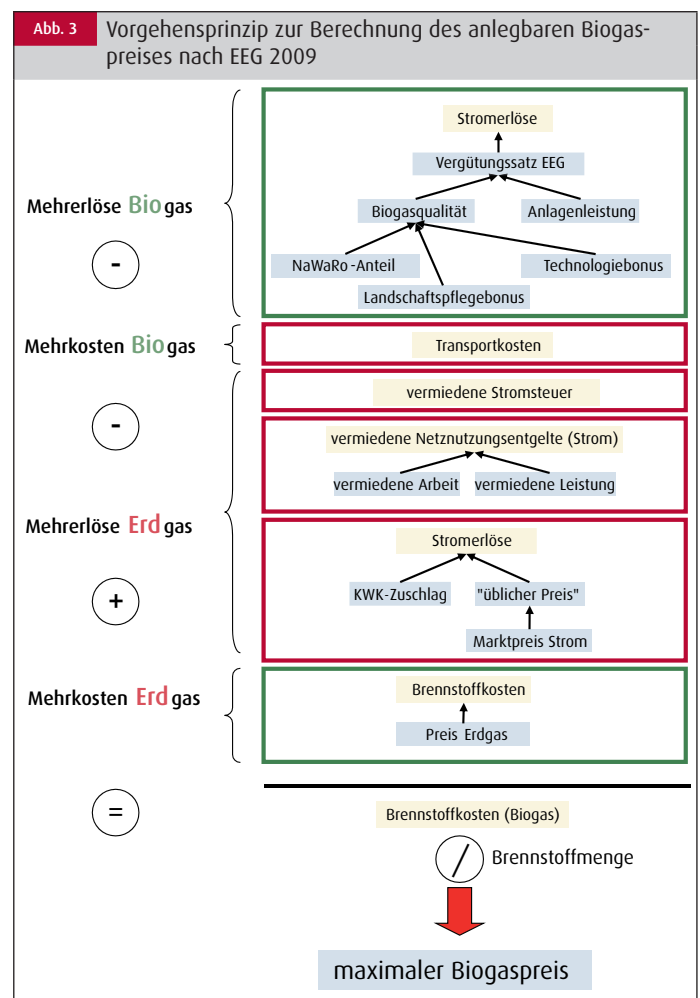
Nach den Festlegungen im EEG 2009 und den Neuerungen in der GasNZV 2008 können beide Modelle parallel angewendet werden.

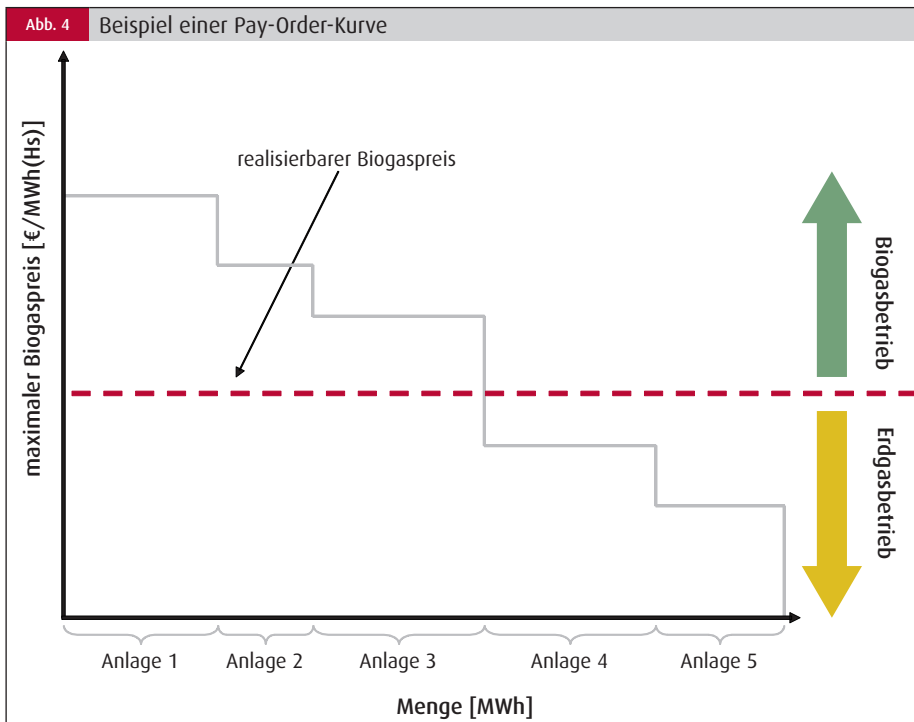
Der Investor hat die Entscheidung zu treffen, nach welchen der beiden Transfermodelle er vorgehen möchte. Es ist zu erwarten, dass sich in Deutschland Biogas- und Zertifikatemärkte nach beiden Modellen mit entsprechenden Handelsplattformen entwickeln werden. Die Entkopplung der Biogaserzeugung und der Biogasnutzung begünstigt eine Spezialisierung der Akteure auf die einzelnen Wertschöpfungsstufen.

In der Theorie erscheint das Biogasmodell als die der Idee des Gesetz- und Verordnungsgebers besser entsprechende Entwicklungsmöglichkeit, da das erneuerbare Erdgas explizit ausgewiesen wird. In der Praxis hat der Investor derzeit unserer Meinung nach noch zu viele Hürden zu nehmen, so dass das Erdgasmodell unter Umständen zu präferieren ist. Einzelne operative Elemente der beiden Transfermodelle müssen verglichen und bewertet werden. Es ist derzeit nicht abzusehen, wann und wie schnell sich die Attraktivität des Biogasmodells steigern wird, so dass der Investor sich nicht einem der beiden Transfermodelle verschließen sollte.

Maximaler Biogaspreis

Ausgehend von der in Abb. 1 dargestellten Gasäquivalenznutzung hat ein Investor generell zu entscheiden, ob Erdgas oder Biogas zur KWK-Verstromung eingesetzt werden soll. Die Fördergesetze EEG und KWKG stehen damit in einem Wettbewerb. Da die Nutzung von aufbereitetem Biogas und Erdgas technisch identisch ist, steht Biogas in Konkurrenz zu Erdgas. Lässt man ein ideologisches Motiv für die Nutzung von Biogas außer Acht, kann durch die Gegenüberstellung beider Nutzungsarten ein Grenzpreis ermittelt werden (hier: anlegbarer Biogaspreis). Unter dem maximalen Biogaspreis wird hier der Preis verstanden, den der Betreiber einer KWK-Anlage höchstens bereit wäre, für die Nutzung von Biogas zu zahlen. Liegt der Preis für den Bezug von Biogas über diesem, entschiede sich der Anlagenbetreiber für die Nutzung von Erdgas, liegt dieser darunter, erfolgte die Nutzung von Biogas. Der maximale





Biogaspreis stellt also den Preis für Biogas dar, bei dem es zur betriebswirtschaftlichen Ergebnisparität beider Anwendungssegmente kommt.

Berechnung

Erfolgt die Nutzung von Biogas, erhält der Anlagenbetreiber die Vergütung für die Einspeisung des hiermit produzierten Stroms nach EEG, muss aber eventuell Kosten für den Transport aufwenden. Die Vergütung ist abhängig von der Qualität des zugrundeliegenden Biogases, der Größe und des Baujahres der verstromenden KWK-Anlage, aber losgelöst von Marktpreisen für Strom und Erdgas. Zudem fallen bei der Nutzung von Biogas abhängig vom gewählten Transfermodell unterschiedliche Transportkosten an, die es ebenfalls zu bewerten gilt. Demgegenüber steht die erdgasbetriebene KWK-Anlage, die Einnahmen aus vermiedenen Netznutzungsentgelten, ggf. der vermiedenen Stromsteuer, dem Stromerlös und dem KWK-Zuschlag verbuchen kann. Die erdgasbetriebene Anlage ist somit abhängig von Marktpreisen für Stromerlöse und der Gasbeschaffung. Unter Berücksichtigung all dieser Größen lässt sich bei Gegenüberstellung der beiden Varianten ein maximaler Biogaspreis berechnen, wobei der Betrieb der Anlagen gleich bleibt, d. h. es

ergeben sich keine technischen Änderungen. Die prinzipielle Vorgehensweise zur Berechnung und die darin einfließenden Größen des maximalen Biogaspreises einer Anlage werden in Abb. 3 skizziert. Die Bezeichnung „Mehr Erlöse“ bzw. „Mehrkosten“ steht dabei für Erlöse bzw. Kosten, die in einer der beiden Varianten auftreten und in der anderen nicht. In Abb. 3 sind positive Summanden grün umrandet (Mehr Erlöse auf der Biogasvariante und Mehrkosten auf der Erdgasvariante) und negative Summanden rot umrandet (Mehrkosten Biogasvariante und Mehr Erlöse Erdgasvariante). Die Summe ergibt die maximalen Brennstoffkosten für Biogas, eine Division durch die Brennstoffmengen den (spezifischen) maximalen Biogaspreis.

Pay-Order-Kurve

Verfügt ein Anlagenbetreiber über mehrere Anlagen mit unterschiedlichen Parametern, kann er für jede Anlage den jeweils anlegbaren Biogaspreis berechnen und diesen in einer so genannten Pay-Order-Kurve darstellen. Fügt man in diese den tatsächlich realisierbaren Biogaspreis ein, kann schnell ermittelt werden, welche Anlage mit Erdgas und welche mit Biogas betrieben werden sollte. Dies zeigt Abb. 4; die Anlagen 1 bis 3 haben einen maximalen Biogaspreis, der über dem

realisierbaren Biogaspreis liegt, so dass diese Anlagen mit Biogas betrieben würden, die Anlagen 4 und 5 hingegen nicht.

Preissensitivität

Das betriebswirtschaftliche Ergebnis der erdgasbetriebenen KWK-Anlage ist abhängig vom Erdgaspreis, den Betriebskosten (Brennstoffkosten) und vom Strompreis auf der Erlösseite (Stromerlöse). Diese Preise haben ebenfalls Auswirkungen auf den anlegbaren Biogaspreis. Steigen die Strompreise, steigen auch die Erlöse der erdgasbetriebenen KWK-Anlage. Folglich muss der anlegbare Biogaspreis sinken, da eine Ergebnisparität der beiden KWK-Anlagen-Modi nur durch einen niedrigeren Brennstoffpreis für das Biogas erreichbar ist. Der Zusammenhang zwischen Strompreis und Brennstoffpreis ist über den elektrischen Wirkungsgrad gegeben, d. h. steigt der Strompreis um 10 Euro/MWh, muss bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 Prozent der maximale Biogaspreis um $10 \text{ Euro/MWh} \cdot 35 \text{ Prozent} = 3,50 \text{ Euro/MWh(Hi)} = 3,16 \text{ Euro/MWh(Hs)}$ sinken. Steigen die Gaspreise, muss der Biogaspreis im gleichen Maße steigen, da die benötigte Brennstoffmenge bei beiden KWK-Anlagen-Modi gleich ist.

Fazit

Es ist davon auszugehen, dass die Errichtung von KWK-Anlagen ab Gültigkeit des neuen KWK-Gesetzes immer unter dem alternativen Kalkül der Erdgas- oder Biogasverstromung stattfinden wird.

Nach § 17 EEG 2009 hat der Anlagenbetreiber kalendermonatlich die Möglichkeit, den erzeugten Strom nach EEG vergüten zu lassen oder an Dritte zu veräußern. Es wird in der Fachwelt diskutiert, ob die Ausschließlichkeit des Einsatzes erneuerbarer Energie, wie sie im EEG u. a. in § 21 formuliert ist, auch im Falle der Direktvermarktung gilt. Die Direktvermarktung von Strom, der ausschließlich aus Biomethan erzeugt wurde, soll durch eine zusätzliche Verordnung attraktiver gestaltet werden. Dieser Hinweis in der Begründung zum Gesetzestext lässt die Vermutung zu, dass ein Verlassen des EEG-Förderrahmens durchaus wirtschaftlich interessant sein kann.

Der Begründung des EEG zu § 21 (2) ist weiter zu entnehmen, dass ein historischer Betrieb mit nicht erneuerbaren Energien nicht schädlich für einen zukünftigen EEG-Betrieb ist. Es erscheint auch widersinnig, die im EEG 2009 gewünschte Direktvermarktung durch die Anwendung der Ausschließlichkeit bei der Direktvermarktung praktisch zu verunmöglichen.

Der Investor wird eine streng an den Beschaffungs- und Absatzmärkten orientierte Strategie für die Beschickung der Anlage und der Stromvermarktung entwickeln, um während der maximalen Förderungsdauer von 20 Jahren nach Erstbetriebnahmen eine maximale Rendite zu erwirtschaften. Hierbei kann durchaus auch das sporadische Verlassen des EEG-Förderrahmens und der damit verbundene Verzicht auf Biomethan eine mögliche Strategie sein. Diese Option stattet die Biogasnachfrager mit einer nicht unerheblichen Marktmacht aus und limitiert die Biogaspreise auf die Obergrenze der Wirtschaftlichkeit von Erdgasanlagen.

Es ist davon auszugehen, dass die Preiselastizität der Nachfrageseite sich bis zum anlegbaren Biogaspreis konform des Marktes verhalten wird, aber dann ggf. nachgeben wird. Es ist zur Zeit nicht absehbar, ob sich die Biogasmärkte für eines der beiden Modelle (Biogasmodell oder Erdgasmodell) entschei-

den werden. Vielmehr ist zu erwarten, dass beide Modelle parallel gehandhabt werden. Für eine parallele Handhabung spricht, dass die Modelle unterschiedliche Produktverständnisse widerspiegeln und das Biogasmodell eine stärkere ökologische Authentizität aufweist, während das Erdgasmodell durch seine Entkopplung für den Handel geeigneter erscheint.

Der Investor hat jedoch nicht nur die Entscheidung zu treffen, ob sich der Betrieb der Anlage mit Erdgas oder Biogas rechnet und welchen anlegbaren Biogaspreis er bereit zu zahlen ist, sondern es gehen noch weitaus mehr Variablen in die Betrachtung ein. Die Anlagendimensionierung und die damit verbundene Investition spielt eine ebenso große Rolle, wie der primär nicht messbare Nutzen für das Unternehmen, der sich bei geschickter Öffentlichkeitsarbeit einstellen wird. Zum Erreichen einer langfristig positiven Rendite ist ein ganzheitlicher Ansatz notwendig.

Das Aufstellen von multivariablen Entscheidungsmodellen, über eine reine Prozesskostensicht hinaus gehend, sollte die Entscheidungsfindung des Investors in der klimapolitisch motivierten Biogaswelt begleiten, so dass die Investition in nachhaltige Energieerzeugung auch wirtschaftlich nachhaltig ist. ■

zur Person

Christoph Aretz

- Ausbildung zum Bankkaufmann
- Studium der Betriebswirtschaft an der RWTH-Aachen (Dipl.-Kfm.)
- Berater bei einer Aachener Unternehmensberatung
- 2005-2007 STAWAG Netz GmbH im Bereich Netznutzungsmanagement und Netzvertrieb
- 2007-2008 Trianel Service Gesellschaft, Projektentwicklung
- Seit Juli 2008 Berater bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH in Aachen

Jörg Ottersbach

- Studium der Elektrotechnik an der RWTH Aachen (Dipl.-Ing.)
- Projektmitarbeit am Fraunhofer Institut für solare Energietechnik, Freiburg
- Seit Januar 2008 Energieberater von BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH in Aachen

Knut Schrader

- Studium des Maschinenbaus, Fachrichtung Versorgungstechnik an der Fachhochschule Köln (Dipl.-Ing.)
- 1987 bis 1994 Projektingenieur, später Fachbereichsleiter bei AEW Plan GmbH
- Seit 1994 Gesellschafter der BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
- Seit 2006 Fachteamleiter KWK/EEG/CO₂

Die Fachzeitschrift e|m|w Energie, Markt, Wettbewerb erscheint alle zwei Monate und richtet sich besonders an Fach- und Führungskräfte in der Energiewirtschaft, für die ein zuverlässiges Marktwissen unabdingbar ist.

Bezug über: ener|gate GmbH & Co. KG, Norbertstraße 5, D-45131 Essen, Tel. +49 201 1022 500, info@emw-online.com, www.emw-online.com