

Direktvermarktung von Biogasstrom

KTBL-Heft 101



Autoren

Mitglieder der KTBL-Arbeitsgruppe „EEG“

Dr. Manfred Dederer, Bildungs- und Wissenszentrum Boxberg | Boxberg
Christoph Gers-Grapperhaus, Landwirtschaftskammer Niedersachsen | Oldenburg
Dr. Waldemar Gruber, Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen | Bonn
Dr. Kerstin Jäkel, Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie | Dresden
Ulrich Keymer, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft | München
Dr. Gerd Reinhold, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft | Jena

Unter Mitarbeit von

Stefan Hartmann, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. | Darmstadt
Dr. Uwe Holzhammer, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik | Kassel

In Zusammenarbeit mit der KTBL-Arbeitsgemeinschaft „Energie“

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie;
detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über
<http://dnb.ddb.de> abrufbar.

© 2013

Herausgeber und Vertrieb

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon +49 6151 7001-0 | Fax +49 6151 7001-123 | E-Mail: ktbl@ktbl.de
vertrieb@ktbl.de | Telefon Vertrieb +49 6151 7001-189
www.ktbl.de

Herausgegeben mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft
und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Alle Rechte vorbehalten. Die Verwendung von Texten und Bildern, auch auszugsweise, ist ohne
Zustimmung des KTBL urheberrechtswidrig und strafbar.

Das gilt insbesondere für Vervielfältigung, Übersetzung, Mikroverfilmung sowie die Einspeicherung
und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Satz

KTBL | Darmstadt

Redaktion

Stefan Hartmann | KTBL

Lektorat

Monika Pikart-Müller | KTBL

Titelfoto

© eyewave - Fotolia.com

Vertrieb

KTBL | Darmstadt

Druck und Bindung

Silber Druck oHG | Niestetal

Printed in Germany

ISBN 978-3-941583-83-2

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Direktvermarktung und bedarfsgerechte Stromerzeugung nach EEG 2012	8
3	Strom- und Regelleistungsmarkt	14
4	Technische Anforderungen	22
5	Wirtschaftlichkeit	29
6	Hemmnisse im Genehmigungsrecht und im EEG	35
7	Geschäftsmodelle	39
8	Wesentliche Vertragsinhalte.	45
9	Erfahrungen mit der Direktvermarktung von Biogasstrom	50
10	Zusammenfassung.	54
	Literatur	56
	KTBL-Veröffentlichungen	58
	aid-Veröffentlichungen	60

1 Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat den Ausbau der erneuerbaren Energien sehr wirksam gefördert. Insbesondere der Zubau von Fotovoltaik- und Windenergieanlagen, deren Stromproduktion je nach Witterung und Tageszeit schwankt, erfolgt in einem rasanten Tempo. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreichte im Jahr 2012 bereits knapp 23 % des Bruttostromverbrauchs. Die Stromerzeugung aus Wind (7,4 %) und Sonnenenergie (4,5 %) trägt dazu 11,9 % bei (AGEB 2013). Der Anteil der Stromerzeugung aus Biogasanlagen liegt bei 3,4 % (BMU 2013).

Die Zubauziele der Bundesregierung für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind sehr ambitioniert. Schon im Jahr 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien im Stromerzeugungsmix mindestens 35 % betragen und dann in jeder Dekade um weitere 15 Prozentpunkte steigen, bis der Anteil im Jahr 2050 auf mindestens 80 % angewachsen ist (EEG 2012). Damit verbunden ist eine Neuordnung der Stromerzeugungsstruktur.

Ein Stromnetz befindet sich in einem labilen Gleichgewicht; nur wenn permanent genau die elektrische Leistung bereitgestellt wird, die die Verbraucher nachfragen, ist es stabil. Bisher wird die im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf schwankende Stromnachfrage über die Bereitstellung von Grund-, Mittel- und Spitzenlast bedient. Kernkraftwerke, fossile Grundlastkraftwerke, aber auch Biogasanlagen, die kontinuierlich Leistung bzw. Energie bereitstellen, decken in etwa die minimal nachgefragte Tagesleistung ab. Steigt der Strombedarf, werden Mittellastkraftwerke, vorwiegend Steinkohlekraftwerke, zugeschaltet, die langsame, periodische Schwankungen auffangen. Kurzfristig auftretende Lastspitzen, die z.B. mittags von 12–14 Uhr auftreten (Abb. 1), bedienen Spitzenlastkraftwerke (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke), die innerhalb weniger Sekunden oder Minuten hohe Leistungen zur Verfügung stellen können. Abbildung 1 zeigt schematisch den Tageslastverlauf der Stromnachfrage im Winter sowie den Anteil an Grund-, Mittel- und Spitzenlast.

Zukünftig wird die Erzeugungsstruktur aus zwei Anteilen bestehen: einem von der Witterung sowie der Tages- und Jahreszeit abhängigem Anteil und einem von diesen Faktoren unabhängigen, flexibel steuerbaren Anteil. Der flexible Anteil muss in der Lage sein, die Residuallast – also die Differenz zwischen Strombedarf

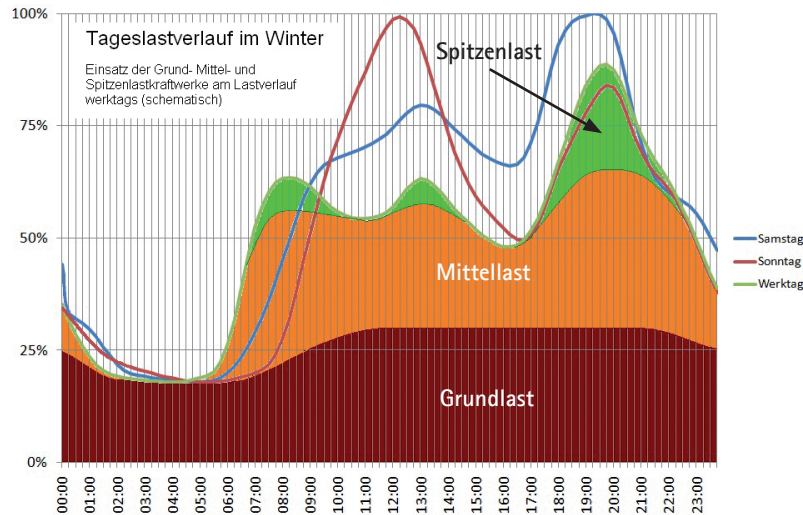


Abb. 1: Schematischer Lastverlauf und Einsatz von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (Wikipedia 2013, verändert)

und Erzeugung aus den fluktuierenden Quellen Wind und Sonnenenergie – zu bedienen. Dabei werden große Teile der Strommengen von Windenergie- und Fotovoltaikanlagen (Versorgungsquantität) erzeugt, während die flexiblen Stromerzeugungseinheiten, z.B. Biogasanlagen, verstärkt Aufgaben der Versorgungssicherheit (Versorgungsqualität) übernehmen. Der langfristig planbare Grundlastbedarf sinkt entsprechend und damit der Bedarf an unflexiblen Kraftwerken, die nur Grundlast bereitstellen können. Dies trifft auch für jene Biogasanlagen zu, die darauf ausgelegt sind, den erzeugten Strom unabhängig vom Bedarf konstant ins Netz einzuspeisen.

Um die beschriebene Residuallast in ihrer Höhe zu beeinflussen und den verbleibenden Bedarf effizient zu decken, gibt es mehrere, voneinander abhängige Möglichkeiten. Je mehr Lastmanagement (Steuerung des Stromverbrauchs) betrieben wird, umso weniger müssen die Stromnetze ausgebaut werden, da der Bedarf an überregionalem Ausgleich von Stromerzeugung und Verbrauch sinkt. Je mehr flexible Erzeugungskapazitäten in der zukünftigen Stromversorgungsstruktur zur Verfügung stehen, umso weniger Lastmanagement wird benötigt,

um eine Stromversorgung mit sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien zu realisieren (Abb. 2).

Grund für die derzeit relativ konstante und zeitunabhängige Stromeinspeisung von Biogasanlagen ist die Vergütungsstruktur des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in den vor 2012 gültigen Versionen. Biogas ist jedoch momentan der einzige speicherbare regenerative Energieträger. Mit der Investition in zusätzliche Gasspeicher und elektrische Erzeugungskapazitäten könnten Anlagenbetreiber einen Beitrag leisten, Lastschwankungen und fluktuierende Energieeinspeisungen auszugleichen.

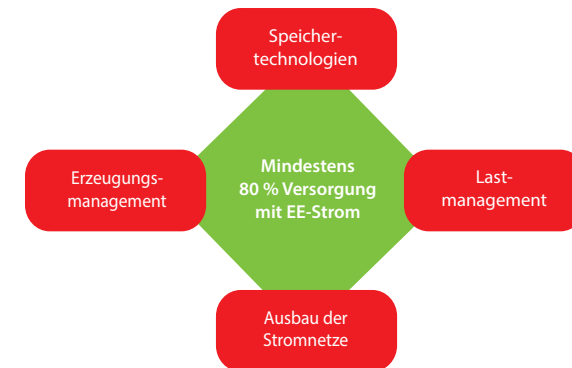


Abb. 2: Einflussfaktoren für die Realisierung einer Energieversorgung mit sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien; mindestens 80 % bis 2050 (EEG 2012)

Im Zuge der am 1. Januar 2012 in Kraft getretenen Novelle des EEG wurden Instrumente eingeführt, die eine solche bedarfsorientierte Stromproduktion und die Direktvermarktung von Biogasstrom fördern. Anlagenbetreiber haben dadurch die Chance, die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen zu verbessern. Auch die Renditeaussichten für neue Projekte stellen sich positiver dar. Das vorliegende Heft liefert die wichtigsten Informationen für den Einstieg in die Direktvermarktung von Biogasstrom und die bedarfsgerechte Stromerzeugung.

3 Strom- und Regelleistungsmarkt

Wie funktioniert der Strommarkt?

Mit in Kraft treten des ersten Gesetzes über die Liberalisierung der Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) am 24. April 1998 hat der Gesetzgeber den in Deutschland bis dahin in Gebietsmonopole unterteilten Strommarkt für den Wettbewerb freigegeben. Im Rahmen der Novellierung des EnWG vom 1. Juli 2005 wurden zusätzliche Rahmenbedingungen festgelegt, die den freien Wettbewerb im Strommarkt gewährleisten sollen:

- freie Wahl des Energieversorgungsunternehmens
- diskriminierungsfreier Netzzugang
- deutliche Trennung von Stromerzeugung, Stromnetz und Vertrieb/Handel

Als unabhängiges Regulierungsorgan sorgt die Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Einhaltung der Regeln (KONSTANTIN 2009).

Der erzeugte Strom kann entweder im nicht standardisierten außerbörslichen Handel oder an einer Strombörse gehandelt werden (AGEB 2013). Die Aufgabe einer Strombörse ist es, allen Marktteilnehmern einen „transparenten, finanziell, rechtlich und technisch sicheren Marktplatz für den Handel mit Energieprodukten fair und gleichberechtigt zur Verfügung zu stellen“ (KONSTANTIN 2009).

Bis Ende 2011 wurde nahezu die gesamte nach dem EEG vergütungsfähige Strommenge zu den im EEG festgelegten Konditionen an die Stromnetzbetreiber abgegeben. Die Netzbetreiber reichen den Strom an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weiter. Diese wiederum bieten den Strom an der Strombörse an. Liegen die an der Börse erzielten Erlöse unter den gesetzlich festgelegten Vergütungen für die Anlagenbetreiber, was regelmäßig der Fall ist, wird die Differenz inkl. der Kosten für die Vermarktung auf alle Stromkunden umgelegt. Davon ausgenommen sind energieintensive Betriebe, die auf Antrag von der Umlage befreit werden können. Diese Ausnahmeregelungen wurden in den letzten Jahren immer weiter ausgeweitet.

Die Neuregelungen im EEG 2012 sorgen im Gegensatz zur Situation bis Ende 2011 dafür, dass ein zunehmender Anteil an Strom aus erneuerbaren Quellen außerhalb des EEG-Vergütungssystems gehandelt wird.

European Energy Exchange (EEX)

Die führende europäische Energiebörse ist die European Energy Exchange (EEX). Im April 2013 waren 228 Teilnehmer (Energieversorger, Stadtwerke, Industrieunternehmen, Energiehändler, Broker und Banken) aus 24 Ländern für den Handel zugelassen. Hier werden Märkte für Energie und energienahe Produkte vernetzt und Strom, Erdgas, Kohle und Emissionsberechtigungen gehandelt. Die EEX ist eine öffentlich-rechtliche Börse und untersteht dem deutschen Börsengesetz. Das Clearing – die geld- und warenmäßige Abwicklung und Besicherung der börslichen und außerbörslichen Geschäfte – übernimmt eine Tochtergesellschaft der EEX, die European Commodity Clearing AG (ECC) (EEX 2012). Abhängig von den Energieprodukten variieren die geforderten Mindestmengen für einen Handel an der Börse. Die Mindestmengen sind allerdings von einzelnen EE-Anlagenbetreibern in der Regel nicht aufzubringen. Sie können nur über die Bildung eines Anlagenpools am Markt teilnehmen.

Neben der technischen Anbindung an die EEX-Handelssysteme ist auch die erfolgreiche Zulassung als Börsenteilnehmer für den Börsengang an die EEX notwendig (EPEX 2013).

Spot- und Terminmarkt

Der Stromhandel an der Börse kann grundsätzlich in den kurzfristigen Handel am Spotmarkt und den Handel am Terminmarkt, zur langfristigen Absicherung gegen zukünftige Preisänderungsrisiken, unterteilt werden.

Der Spotmarkt für Strom, European Power Exchange (EPEX SPOT), ist ein Teilmarkt der EEX in Kooperation mit der Energiebörse Powernext SA aus Frankreich und umfasst die Märkte Deutschland, Frankreich, Österreich und Schweiz (EPEX 2013). Handelsteilnehmer nutzen die EPEX SPOT, um kurzfristig die Strombeschaffung und die Vermarktung zu optimieren. Dabei kann der Strom entweder als Tagesfahrplan am Vortag über eine Auktion (Day-Ahead-Auktion) oder über den kontinuierlichen Handel (Intraday-Handel) stündlich – bis 45 Minuten vor der Lieferung – gehandelt werden (Tab. 1) (EPEX 2013).

In Deutschland vermarkten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den Strom aus erneuerbaren Energien, der über das EEG vergütet wird, am EPEX-Day-Ahead-Markt. Als Grundlage für den zu vermarktenden Strom werden anhand von Wettervorhersagen Folgetagsprognosen für die Stromproduktion aus Wind-