



DBFZ Report Nr. 21

Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG

**Mattes Scheftelowitz, Daniela Thrän, Christiane Hennig, Alexander Krautz,
Volker Lenz, Jan Liebetrau, Jaqueline Daniel-Gromke, Velina Denysenko,
Konrad Hillebrand, Karin Naumann, Nadja Rensberg, Walter Stinner**

In Kooperation mit:

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Impressum

Herausgeber:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Kontakt:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434 - 112
Fax: +49 (0)341 2434 - 133
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(Administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 21

ISSN: 2197-4632 (Online)

Bilder (Titel): DBFZ

DBFZ, Leipzig 2014

Copyright:

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM

Verantwortlich im Sinne des Presserechts:

Paul Trainer

Autoren des Berichts:

Mattes Scheffelowitz, Daniela Thrän, Christiane Hennig, Alexander Krautz, Volker Lenz, Jan Liebetrau, Jaqueline Daniel-Gromke, Velina Denysenko, Konrad Hillebrand, Karin Naumann, Nadja Rensberg, Walter Stinner

Datum der Veröffentlichung:

19. Dezember 2014

Anfahrt

... mit dem Zug:

Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle „Bautzner Straße“; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca. 100 m links.

... mit dem Auto:

Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach bft-Tankstelle links einfahren (siehe „... mit dem Zug“).

... mit der Straßenbahn

Linie 3/3E Richtung Taucha/Sommerfeld bis zur Haltestelle „Bautzner Straße“ (siehe „... mit dem Zug“).

Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG

**Mattes Scheftelowitz, Daniela Thrän, Christiane Hennig,
Alexander Krautz, Volker Lenz, Jan Liebetrau,
Jaqueline Daniel-Gromke, Velina Denysenko, Konrad Hillebrand,
Karin Naumann, Nadja Rensberg, Walter Stinner**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Scharnhorststr. 34-37 10115 Berlin
Ansprechpartner:	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Torgauer Straße 116 04347 Leipzig Tel.: +49 (0)341 2434-112 Fax: +49 (0)341 2434-133 E-Mail: info@dbfz.de Internet: www.dbfz.de
	M.Sc. Mattes Scheftelowitz Tel.: +49 (0)341 2434-592 E-Mail: mattes.scheftelowitz@dbfz.de
	M.Sc. Christiane Hennig Tel.: +49 (0)341 2434-535 E-Mail: christiane.hennig@dbfz.de
In Kooperation mit:	Prof. Dr.-Ing Daniela Thraen Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ E-Mail: daniela.thraen@dbfz.de E-Mail: daniela.thraen@ufz.de
	
Erstelldatum:	19.12.2014
Projektnummer DBFZ:	3310025
Projektnummer Auftraggeber oder Zuwendungsgeber:	03MAP250
Gesamtseitenzahl + Anlagen	53

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	VI
1 Zusammenfassung.....	1
2 Einleitung.....	3
3 Entwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.....	6
3.1 EEG 2000	6
3.2 EEG 2004	6
3.3 EEG 2009	7
3.4 EEG 2012	8
3.5 EEG 2014	10
4 Betreiberbefragungen	12
4.1 Biogas	13
4.2 Biomethan.....	16
4.3 Feste Biomasse	18
4.4 Flüssige Biomasse	22
5 Auswirkungen des EEG-2014	25
5.1 Ungenutzte Potenziale	25
5.2 Technologieentwicklung	25
5.3 Hemmnisse der Weiterentwicklung des Anlagenbestandes	26
5.4 Biomethan.....	27
5.5 Ausblick	27
Abbildungsverzeichnis	29
Tabellenverzeichnis.....	30
Literatur- und Referenzverzeichnis	31
A 1 Handlungsempfehlungen	33
A 1.1 Regelungsbedarf für Bestandsanlagen im EEG-2004, EEG-2009, EEG-2012	33
A 1.1.1 Anlagen- und Inbetriebnahmebegriff.....	33
A 1.1.2 Landschaftspflegebonus (Landschaftspflegemais).....	36
A 1.2 Einschätzung Vergütungsregelungen des EEG-2012	36
A 1.2.1 Vergütungsstruktur	36
A 1.2.2 Regelungsbedarf zur Wärmenutzung für Bestandsanlagen	36
A 1.2.3 Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen	37
A 1.3 Einschätzung der Vergütungsregelung für das EEG-2014, Weiterentwicklung	38
A 1.3.1 § 45 Bioabfallanlagen.....	38
A 1.3.2 Degression Vergütung Güllekleinanlagen	38
A 1.3.3 Bilanzielle Aufteilung von Biomethan.....	39
A 1.3.4 Technische Vorgaben nach § 9.....	39
A 1.3.5 Technische Spezifikationen nach § 6, EEG-2012 – 150-Tage-Regelung.....	39
A 1.3.6 Verpflichtende Direktvermarktung im EEG-2014	42

A 1.3.7	Förderung von Systemdienstleitungen	43
A 1.3.8	Einspeisemanagement	43
A 1.4	Regelungsbedarf außerhalb des EEG	44
A 1.4.1	Abfallrechtliche Regelungen zur Vergärung von Bioabfällen.....	44
A 1.4.2	Anreize zur Güllennutzung	44
A 1.4.3	Nachhaltigkeitsanforderungen an die Rohstoffe.....	45
A 1.4.4	Regelungen zur regionalen Steuerung des Flächenbedarfs für Biogasanlagen.....	45
A 1.4.5	DüngemittelV - Düngemittelverordnung.....	45
A 1.4.6	StörfallV - Störfallverordnung	46
A 1.4.7	AwsV – Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen.....	46
A 1.4.8	Ausblick: Kapazitätselemente für die Bioenergiebereitstellung	46

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
%	Prozent
§	Paragraph
°C	Grad Celsius
a	Jahr
Abs.	Absatz
BauGB	Baugesetzbuch
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BiomasseV	Biomasseverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
ct	Euro-Cent
d	Tag
d.h.	das heißt
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DüV	Düngemittelverordnung
durchschnittl.	durchschnittlich
DV	Direktvermarktung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz

Abkürzung	Erklärung
elek.	elektrisch
ESK	Einsatzstoffvergütungsklasse
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
ggf.	gegebenenfalls
h	Stunde
HKW	Heizkraftwerk
inst.	installiert
kg	Kilogramm
KUP	Kurzumtriebsplantage
kW	Kilowatt
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde
kWh _{el}	Kilowattstunde elektrisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Landschaftspflege
m ³ _{i.N.}	Kubikmeter im Normzustand bei 0 °C und 1 013,25 mbar
max.	maximal
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MW _{el}	Megawatt elektrisch
N	Stickstoff
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
ORC	Organic-Rankine-Cycle
sog.	so genannt
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TS	Trockensubstanz

TWh	Terrawattstunde
TWh _{HS}	Terrawattstunde Heizwert
u.a.	unter anderem
u. ä.	und ähnliches
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
z.B.	zum Beispiel
z.T.	zum Teil

1 Zusammenfassung

Der vorliegende Report setzt sich zusammen aus den Zwischenberichten des Projektes „Wissenschaftliche Vorbereitung und Begleitung der EEG-Monitoringberichte und des EEG-Erfahrungsberichts für die Stromerzeugung aus Biomasse“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014b, 2014a) sowie aus dem Hintergrundpapier „Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014“ in der Version vom 31.03.2014 (THRÄN u. a., 2014).

Bioenergie trug in den letzten Jahren bereits einen beachtlichen Teil zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2013 ca. 25,3 % (BMW, 2014). Davon betrug der Anteil der Bioenergie, die im Rahmen des EEG vergütet wurde, 24,08 %. Bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch hatte Bioenergie im Jahr 2013 einen Anteil von 6,09 %. Damit liegt Strom aus Biomasse an zweiter Stelle der Erneuerbaren Energien hinter Windenergie-an-Land. Neben Strom wurden in den Bioenergieanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung auch ca. 17,5 TWh Wärme bereitgestellt.

Die gegenwärtig installierten ca. 9.500 Bioenergieanlagen weisen eine enorme Spannweite bei der Anlagengröße auf. Die kleinsten Anlagen haben eine Anlagengröße von 3 kW_{el} und die größten, durch das EEG geförderten, eine Anlagengröße von 20 MW_{el}. Bioenergieanlagen stellen dezentral Strom und Wärme bereit. Die Akteursvielfalt der Bioenergiebranche ist durch die Bandbreite der verschiedenen Anlagenkonzepte sehr groß.

Da Bioenergie speicherbar und wetterunabhängig ist, kann sie flexibel bereitgestellt werden. Damit können „Stromlücken“ der fluktuierenden Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Für eine flexible Bereitstellung von Strom haben sich mittlerweile über 2.500 Biogasanlagen bei der Bundesnetzagentur angemeldet (Stand 12/2014).

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat damit seit seiner Verabschiedung im Jahre 2000 wesentlich die Stromerzeugung aus Biomasse gefördert. Über die Jahre wurden mit der EEG Novelle 2004 sowie der EEG Neufassung 2009 ein zunehmender Differenzierungs- sowie Detailierungsgrad hinsichtlich der Förderung (Grund- bzw. Bonusvergütung) der Einsatzstoffe bzw. technischer Verfahren zur Stromerzeugung bewirkt. Mit der EEG-Novelle 2012 wurde die Vergütungsstruktur dann vereinfacht und die maximale Vergütung gesenkt. Zentrale Vergütungselemente waren eine technologieunabhängige Grundvergütung und eine zusätzliche Einsatzstoffvergütung für ausgewählte Substrate / Brennstoffe mit höheren Bereitstellungskosten. Mit dem EEG-2012 wurden gezielt Instrumente geschaffen, die eine kostengünstige systemorientierte Stromeinspeisung von Biogasanlagen forcieren. Zur Begrenzung der Kosten der EEG-Umlage wurde das EEG Anfang 2014 erneut novelliert und trat in der neuen Fassung am 01.08.2014 in Kraft. Im Zuge der Novellierung wurde die Vergütungsstruktur erneut verschlankt und – entgegen der Handlungsempfehlungen im Zuge der Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG erheblich abgesenkt¹. Die gesonderte Vergütung von

¹ Scheftelowitz, Thrän u.a. 2014: die Handlungsempfehlungen sind im Anhang dieses Berichtes dargestellt.

Biomasse sowie der Gasaufbereitungsbonus entfallen ersatzlos. Für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen sind weiterhin eigene Vergütungskategorien vorgesehen. Die Flexibilitätsprämie, die mit dem EEG-2012 eingeführt wurde, wird im EEG-2014 für Neuanlagen nicht fortgeführt. Stattdessen haben Biogasanlagen Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag bei gleichzeitiger impliziter Verpflichtung zur doppelten Leistungsüberbauung.

Unter den Vergütungsvoraussetzungen des EEG-2014 kann nur noch ein sehr geringer weiterer Ausbau von Bioenergieanlagen erwartet werden. Der durch das EEG-2014 vorgegebene jährliche Ausbaukorridor von 100 MW_{el} installierter Leistung schöpft das aktuell bestehende nachhaltige Biomassepotenzial nicht aus. Aufgrund der geringen Vergütung ist allerdings eher unwahrscheinlich, dass der Ausbaukorridor überhaupt erreicht wird. Der internationale Markt erhält vor dem Hintergrund des künftig geringeren Ausbaus der Bioenergie in Deutschland eine höhere Bedeutung. Hier zeichnen sich insbesondere im Biogasbereich Zuwachserwartungen ab. Gleichwohl ist ein weiterer Rückgang des Anlagenzubaus in Deutschland als existenziell für die Branche zu bewerten.

Der bisherige Ausbau erfolgte seit dem Jahr 2000 stetig und wurde bereits mit dem novellierten EEG-2012 verlangsamt. Ende 2014 waren ca. 5.800 MW_{el} Leistung installiert (inkl. Anlagenerweiterungen). Zusätzlich werden 124 MW elektrische Leistung von nicht originären EEG-Anlagen vergütet. Der Zubau an Neuanlagen ist deutlich rückläufig. Im Festbrennstoffsektor konzentrierte sich der mengenmäßige Anlagenzubau seit der EEG-Novellierung 2012 auf Holzvergaseranlagen im kleineren Leistungsbereich, während bedeutende Anteile des Leistungszuwachses weiterhin von wenigen Einzelanlagen im hohen Leistungsbereich getragen wurden. Die Strombereitstellung erfolgte in 2013 zu rund 72 % aus gasförmigen Bioenergieträgern (Biogas und Biomethan), rund 27 % aus Festbrennstoffen (Verbrennung und Vergasung) und rund 1 % aus flüssigen Bioenergieträgern.

In Biogasanlagen werden, bezogen auf die Masse, 53,3 % nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Die restlichen 46,7 % setzen sich aus landwirtschaftlichen Reststoffen wie Gülle und Mist und biogenen Abfällen zusammen. Der Rohstoffmix, der von Biogasaufbereitungsanlagen eingesetzt wird, weist mit 77,7 % einen höheren Anteil an nachwachsenden Rohstoffen auf. In diesen Anlagen ist der Anteil an den landwirtschaftlichen Reststoffen, Gülle und Mist, deutlich geringer. Gleichzeitig ist der Anteil sonstiger biogener Reststoffe aus industriellen Abfällen höher. In Anlagen, die Holz zur Strombereitstellung verwenden, wird vor allem Altholz und Waldrestholz eingesetzt. Altholz wird vor allem in älteren und größeren Anlagen eingesetzt. In Holzvergaseranlagen, die im kleineren Leistungsbereich zu finden sind, werden vor allem Waldresthölzer eingesetzt. In Pflanzenöl-BHKW wird überwiegend Palmöl und zu geringen Anteilen Rapsöl eingesetzt. Für Pflanzenöle, die im Rahmen des EEG energetisch genutzt werden, ist eine Nachhaltigkeitszertifizierung verpflichtend. Seit Inkrafttreten des EEG-2012 sind Neuanlagen, die Pflanzenöl einsetzen, nicht mehr förderfähig.

Anlagen, die ab 2012 neu in Betrieb gingen, erhielten eine Vergütung von durchschnittlich 20,4 ct/kWh_{el} im Biogasbereich und 14,5 ct/kWh_{el} im Festbrennstoffbereich. Für Festbrennstoffe lagen die „Neuvergütungen“ damit ca. 3 ct/kWh_{el} unter den durchschnittlichen Vergütungen von Anlagen, die vor 2011 in Betrieb gegangen sind. Im Biogasbereich entspricht dies einer Reduktion von 1 ct/kWh_{el} für Anlagen bis 150 kW_{el} sowie einer Reduktion von 2 ct/kWh_{el} für Anlagen von 500 kW_{el} – 5 MW_{el}. Für Neuanlagen im Rahmen des EEG-2014 liegt die maximale Vergütungshöhe bei 14,66 ct/kWh, mit Ausnahme von Gülleklein- und Bioabfallvergärungsanlagen.

Hinweise auf die Wirtschaftlichkeit liefert der Vergleich der Stromgestehungskosten mit der erzielbaren Vergütung. Das DBFZ hat dazu exemplarische Modellfälle untersucht. Die weitere Reduktion der Vergütung durch das EEG-2014 wirkt sich bei allen betrachteten Modellfällen stark auf die ökonomische Darstellbarkeit von neuen Projekten aus. Für die untersuchten Biogas- und Biomethananlagen sowie für ausgewählte Festbrennstoffanlagen liegen die Kosten im Bereich von 0,5 - 1,0 ct/kWh_{el} über der Vergütung des EEG-2012 und bis zu 7 ct/kWh_{el} über der Vergütung des EEG-2014; sie können somit nur in Ausnahmefällen unter sehr günstigen Randbedingungen aussichtsreiche Geschäftsmodelle liefern. Die geforderte Flexibilität von Biogasanlagen bietet derzeit keine Erlösvorteile. Die Kosten für die Flexibilisierung des Anlagenbetriebes können derzeit noch nicht durch die Erlöse aus Systemdienstleistungen gedeckt werden und liegen für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen höher als für Neuanlagen.

2 Einleitung

Die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sieht verbindliche nationale Ausbauziele bis zum Jahr 2020 für regenerative Energien für die jeweiligen Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) vor. Zur Zielerreichung liegt das Entscheidungsrecht bisher bei den Mitgliedsstaaten, die sich innerhalb der Europäischen Union für verschiedene Förderinstrumente entschieden haben, um die Anforderungen zu erfüllen. In Deutschland werden zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Einspeisetarife bzw. -prämien verwendet, die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt sind. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist seit 2000 in Kraft. Das Ziel des EEG ist die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % (§1 Abs.1 Satz 1 EEG 2014). Dabei sollen bis 2025 40-45 % bzw. bis 2035 55-60 % erreicht werden (§1 Abs.2 Satz 2 EEG 2014). Der Geltungsbereich des EEG hinsichtlich der für eine EEG-Vergütung zulässigen Einsatzstoffe und technischen Verfahren ist in der Biomasseverordnung (BiomasseV) geregelt, welche am 21. Juni 2001 verabschiedet wurde. Darüber hinaus beinhaltet die BiomasseV die einzuhaltenden Umweltauflagen.

Mit der Novellierung des EEG 2004 und der Neufassung von 2009 konnte der Anteil regenerativer Energien am Stromverbrauch signifikant gesteigert werden und lag Ende 2011 bei etwa 20 % (AGEE-Stat, 2012). Dabei konnte die Biomasse² einen Anteil von 28,9 % am Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien leisten. Die Novellierung des EEG 2012 führte zu wesentlichen Änderungen im Rahmen der Förderung von Biomasse zur Stromerzeugung. Einerseits wurde die Höhe der Gesamtvergütung gesenkt sowie die Vergütungsstruktur vereinfacht, um den jährlichen Zubau an Stromerzeugung aus Biomasse zu beschränken. Andererseits wurden mit der eingeführten Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen erste Instrumente geschaffen, die eine kostengünstige systemorientierte Stromeinspeisung von Biogasanlagen forcieren. Zur Begrenzung der Kosten der EEG-Umlage wurde das EEG erneut novelliert und trat in einer neuen Fassung am 01.08.2014 in Kraft. Die Vergütungsstruktur wurde erneut verschlankt und die Vergütungshöhe erheblich abgesenkt. Für den jährlichen Neubau von Bioenergieanlagen zur Stromproduktion wird nun

² Feste und flüssige Biomasse, Biogas, biogener Anteil des Abfalls

ein sog. Ausbaupfad angesetzt, der den Ausbau auf 100 MW/a installierte elektrische Leistung (brutto) begrenzen soll.

Die Einstufung des Ausbaupfades beruht auf der Leitstudie 2011 (Nitsch u. a., 2012), die für das Jahr 2020 von einem Anteil von 49,6 TWh Biomassestrom am Anteil der Erneuerbaren Energien ausgeht. 2012 wurden ca. 34,31 TWh durch die Verstromung von Biomasse in EEG Anlagen bereitgestellt. Weitere 9,35 TWh wurden durch Nutzung von Biomasse außerhalb des EEG bereitgestellt. Davon entfielen 6,75 TWh auf Deponie- und Klärgas sowie auf die Mitverbrennung biogener Abfälle (AGEEstat, 2013). Der durch das EEG-2014 vorgegebene Ausbaukorridor schöpft allerdings das nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial nicht aus. Mit Blick auf die in Deutschland noch verfügbaren Potenziale an Reststoffen, Abfällen und Ackerflächen für den Energiepflanzenanbau kann für die Mittelfristperspektive bis 2025 ein jährlicher Zubau von 200 MW Bemessungsleistung für die Verstromung von Biomasse realisiert werden.

Der angesetzte jährliche Ausbaupfad für Bioenergie von 100 MW installierte elektrische Anlagenleistung entspricht aufgrund der Verpflichtung für Neuanlagen im Biogasbereich zur doppelten Überbauung einer Bemessungsleistung von max. 50 MW_{el}/a. Unterstellt man die Verteilung des prognostizierten Ausbaus bei Fortführung des EEG-2012 mit $\frac{2}{3}$ des Zubaus bei Biogas und Biomethan und $\frac{1}{3}$ für biogene Festbrennstoffe (Scheftelowitz u. a., 2014a), liegt der maximal jährlich erreichbare Ausbau im EEG-2014 bei 60 MW_{el} Bemessungsleistung.

Damit liegt der zukünftige maximale Ausbaupfad deutlich unter dem bereits reduzierten Ausbau in den Jahren 2012 und 2013 und weit unter dem möglichen Ausbau, der bei Erschließung der nachhaltigen Biomassepotenziale erreichbar wäre.

Für den Technologieerhalt und die notwendigen Technologiefortentwicklungen (u.a. mit Blick auf die Anforderungen zur Umgestaltung des Energiesystems) sollte ein weiterer - jedoch moderater - Anlagenzubau gewährleistet werden.

In Abbildung 2-1 sind mögliche Ausbaupfade für die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Biomasse dargestellt. Unter Nutzung der nachhaltigen Potenziale könnten weiterhin je Jahr ca. 200 MW_{el} Bemessungsleistung neu gebaut werden. Inklusiv der Leistungserhöhung der Bestandsanlagen zur Flexibilisierung würde die installierte Leistung im Jahr 2023 ca. 8.800 MW_{el} betragen. Anschließend geht durch das Ende der 20-jährigen Förderdauer des EEG mehr Leistung vom Netz als zugebaut wird. In den anderen Szenarien, denen die Prognose mit den Rahmenbedingungen des EEG-2014 zugrunde liegt, wird der Höchststand mit ca. 7.400 MW_{el} bereits im Jahr 2021 erreicht. Für diese Szenarien 1 und 2 wurde ein weiterer jährlicher Neubau von 30 MW_{el} angenommen. Außerdem wurde unterstellt, dass die vom Gesetzgeber beschränkten Erweiterungen für Altanlagen um 1.350 MW_{el} zwischen 2014 und 2017 gleichverteilt ausgeschöpft werden. Die Abnahme der installierten Leistung erfolgt in den Szenarien 1 bis 4 entsprechend des geringeren Zubaus deutlich schneller. Unter den Rahmenbedingungen des EEG-2014 ist eine Entwicklung der installierten Leistung zwischen dem Szenario 1 und 2 zu erwarten.

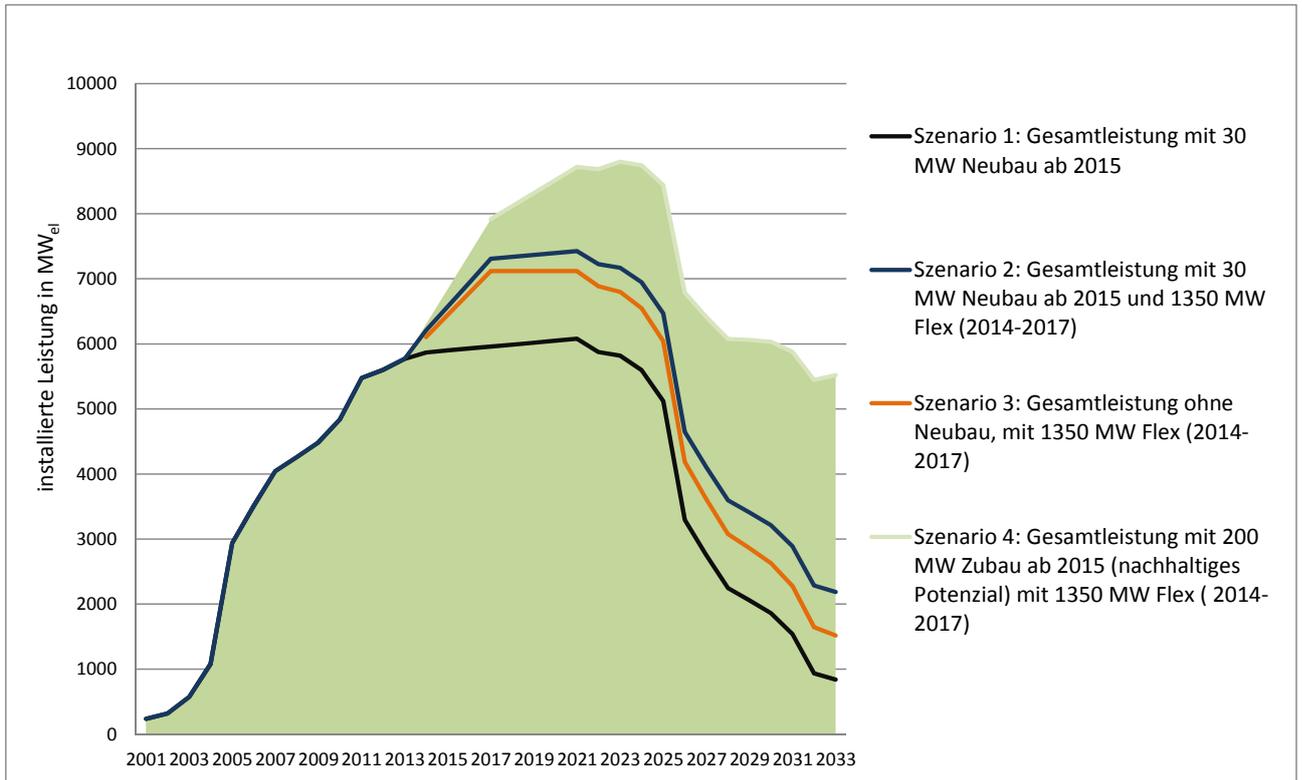


Abbildung 2-1 Entwicklung der installierten Leistung in möglichen Entwicklungspfaden für Bioenergie

3 Entwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Bezogen auf die Förderung von Biomasse wird im Folgenden ein Überblick zur Historie des Erneuerbare-Energien-Gesetzes seit der Verabschiedung im Jahre 2000 gegeben. Über die Jahre werden ein zunehmender Differenzierungs- sowie Detailierungsgrad hinsichtlich der Förderung (Grund- bzw. Bonusvergütung) der Einsatzstoffe bzw. technischer Verfahren zur Stromerzeugung deutlich. Diese Entwicklung basiert einerseits auf neuen Erkenntnissen zu Substraten als auch Technologien und andererseits auf Anpassungen von unerwünschten Marktentwicklungen aufgrund der Subventionierung. Im Übergang vom EEG 2009 zu EEG 2012 gab es mit der Einführung der Markt-, Management- und Flexibilitätsprämie eine erste grundlegende Änderung der Fördersystematik. Mit der Novellierung 2014 erfolgte neben dem graduellen Übergang von Einspeisetarifen zu Einspeiseprämien eine Verankerung eines Wechsels des förderpolitischen Instruments zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Bis 2017 soll das System der Einspeisetarife (marktpreisbasiert) durch Ausschreibungsverfahren (mengenbasiert) ersetzt werden. Außerdem ist erstmals mit dem EEG-2014 auch eine Vergütung von importiertem Strom aus Erneuerbaren Energien möglich.

3.1 EEG 2000

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in seiner Fassung von 2000 trat am 1. April 2000 in Kraft. Hier wurde im Wesentlichen die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse auf Basis der installierten Anlagenleistung definiert. Die Einteilung der Vergütungsstruktur erfolgte in drei Größenklassen. Alle nach der BiomasseV als Biomasse definierten Einsatzstoffe erhielten eine einheitliche Vergütung. Der explizite Einsatz bestimmter Stoffe oder die Nutzung bestimmter Technologien zur Stromerzeugung wurden nicht gesondert gefördert und somit vergütet. Die Degressionsrate für die Grundvergütung betrug jährlich 1 %. (vgl. Tabelle 3-1)

Tabelle 3-1 EEG-Vergütungssätze 2000 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)“, 2000)¹

Anlagenleistung	2000	2001	2002	2003
[kW _{el}]	[ct/kW _{h_{el}}]			
≤ 500	10,2	10,2	10,1	10,0
≤ 5.000	9,2	9,2	9,1	9,0
≤ 20.000	8,7	8,7	8,6	8,5

¹ Vereinfachte Darstellung. Die detaillierten Angaben finden Sie im Gesetzestext.

3.2 EEG 2004

Mit dem novellierten EEG-2004 wurden die Größenklassen erweitert sowie eine differenzierte Vergütung für bestimmte Einsatzstoffe und technische Verfahren in Form von Bonusvergütungen eingeführt. Zusätzlich konnten Anlagenbetreiber nun eine Vergütung für den Einsatz Nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) für die Erzeugung von Strom in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowie für die Nutzung von als innovativ eingestuften Verfahren im KWK-Betrieb erhalten. Damit sollte eine effizientere Nutzung der Ressourcen angereizt und die gleichzeitig erzeugte Wärme genutzt werden.

Im Rahmen der Grundvergütung wurde eine Differenzierung für die Nutzung von Altholz der Kategorien A III und A IV eingeführt. Der anzusetzende Wert wurde auf 3,9 ct/kWh über alle Größenklassen herabgesetzt. Die Degressionsrate für die Grundvergütung betrug 1,5 % (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2 EEG-Vergütungssätze 2004 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)“, 2004)¹

Anlagen- leistung	Grundvergütung		Bonusvergütung			
			NawaRo (naturbelassene Biomasse)	KWK	KWK + innovative Technologien	
	Altholz AIII + IV		Holz			
[kW _{el}]	[ct/kWh _{el}]					
≤ 150	11,5	3,9	6,0	6,0	2,0	2,0
≤ 500	9,9	3,9	6,0	6,0	2,0	2,0
≤ 5.000	8,9	3,9	4,0	2,5	2,0	2,0
≤ 20.000	8,4	3,9	-	-	2,0	-

¹ Vereinfachte Darstellung. Die detaillierten Angaben finden Sie im Gesetzestext.

3.3 EEG 2009

Im Rahmen des EEG 2009 wurden insbesondere effiziente Technologien (z. B. KWK-Anlagen, Biogaseinspeisung) sowie die Nutzung nachwachsender Rohstoffe, wie z. B. der Einsatz von Gülle in dezentralen Biogaskleinanlagen, gefördert. Das Fördersystem wurde dabei starken Änderungen unterzogen, wodurch das EEG in vorliegender Form einer Neufassung entsprach. Ein neuer Schwerpunkt der Förderung lag auf der Stromerzeugung auf Basis der bio-chemischen Konversion. Im Vergleich zum EEG 2004 verschob sich damit der Fokus im Anlagenzubau von der Verbrennung holzartiger Biomassen (Altholz) auf die Vergärung von Biomasse. Die Vergütung bestand aus einer Grundvergütung und unterschiedlichen Boni bzw. einer Vergütungserhöhung, die zusätzlich gewährt werden können (vgl. Tabelle 3-3). Die Vergütungserhöhung zur Emissionsminderung wurde bis zur Leistungsgrenze von 500 kW_{el} eingeführt. Diese ist anwendbar für Anlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen und nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind, wenn die Formaldehydgrenzwerte der TA-Luft vom 24. Juli 2002 eingehalten werden (DBFZ GMBH, 2011). Damit sollte ein finanzieller Ausgleich für die Mehrkosten im Rahmen der Emissionsminderung gegeben werden.

Die Struktur der Bonusvergütung wurde umfangreicher und differenzierter insbesondere hinsichtlich des Substrateinsatzes im Vergleich zum vorangegangenen EEG 2004 gestaltet. So wurde im Rahmen der bio-chemischen Konversion neben einem Güllebonus, der für Kleinanlagen bis einschließlich 500 kW gewährt wurde, ein Landschaftspflegebonus zur Förderung des überwiegenden Einsatzes von Landschaftspflegematerial eingeführt. Ebenso wurde der Einsatz von Holz aus Kurzumtriebsplantagen und der Landschaftspflege in Festbrennstoffanlagen mit einem Bonus gefördert. Für den Einsatz von flüssiger Biomasse wurde ein NawaRo-Bonus nur bis zu einer Leistungsgrenze von 150 kW_{el} gewährt. Die verschiedenen Boni waren addierbar.

Neben der Grundvergütung unterlagen nun auch die Boni einer Degression. Seit dem 1. Januar 2010 sank die Höhe der Vergütungssätze für neu in Betrieb genommene Biomasse-Anlagen um jährlich 1 %. Die sich daraus ergebenden Vergütungen und Boni gelten für die gesamte Vergütungsdauer.

Mit dem EEG-2009 wurden durch entsprechende Übergangsbestimmungen auch die Vergütungen von Bestandsanlagen zum Teil angepasst. So wurde beispielsweise der Bonus für Nachwachsende Rohstoffe auch für Bestandsbiogasanlagen von 6 ct/kWh auf 7 ct/kWh angehoben.

Tabelle 3-3 EEG-Vergütungssätze 2009 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)“, 2009)¹

Anlagenleistung	Grundvergütung Inbetriebnahmejahr: 2009	Bonusvergütung											Vergütungserhöhung für Emissionsminderung Biogas
		KWK		innovative Technologien				NawaRo					
		Inbetriebnahme ab 2009		Inbetriebnahme vor 2009		Biogas-aufbereitung		thermo-chemische Konversion		bio-chemische Konversion			
		bis 350 Nm ³ /h	bis 700 Nm ³ /h	Holz	Holz aus KUP + LP	Pflanzenöl	Basis	Landschaftspflegematerial	Gülle (≥30%)		Kleinanlagen	Biomethan	
[kW _{el}]	[ct/kWh _{el}]												
≤ 150	11,67	3,0	3,0	2,0	2,0	1,0	6,0	6,0	7,0	2,0	4,0	0,0	1,0
≤ 500	9,18	3,0	3,0	2,0	2,0	1,0	6,0	-	7,0	2,0	1,0	0,0	1,0
≤ 5.000	8,25	3,0	2,0	2,0	2,0	1,0	2,5	4,0	-	4,0	-	-	-
≥ 20.000	7,79	3,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

¹ Vereinfachte Darstellung. Die detaillierten Angaben finden Sie im Gesetzestext.

3.4 EEG 2012

Mit der EEG-Novelle 2012 wurde die Vergütungsstruktur im Vergleich zur Fassung von 2009 vereinfacht und die maximale Gesamtvergütung gesenkt. Zentrale Vergütungselemente waren eine technologieunabhängige Grundvergütung und eine zusätzliche Einsatzstoffvergütung für ausgewählte Substrate / Brennstoffe (Tabelle 3-4). Dabei handelte es sich um Einsatzstoffe, deren Nutzung aus ökologischer Sicht angeraten ist, die aber trotz nennenswerter Potenziale aufgrund überdurchschnittlicher Bereitstellungskosten noch wenig erschlossen waren. Eine Neuerung war die Einführung eigener Vergütungskategorien für Güllekleinanlagen (max. 75 kW inst. Leistung) und Bioabfallvergärungsanlagen. Für Anlagen zur Verstromung von Biomethan wurde eine eigene Vergütungskategorie eingeführt. Ein Vergütungsanspruch für die Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern und Altholz war nicht mehr vorgesehen. Darüber hinaus bezog man sich zur

Ermittlung der Vergütungshöhe (Grundvergütung) nicht mehr auf die bisherige Definition der Anlagenleistung (Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr abgenommenen Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres, § 18 Abs.2, EEG 2009) sondern auf die Bemessungsleistung (Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres, § 3 Abs.2a, EEG 2012) der Anlage. Die einsatzstoffbezogene Vergütungsberechnung erfolgte nach den energetischen Anteilen der Substrate an der produzierten Strommenge.

Bisherige Boni wurden im EEG 2012 in Mindestanforderungen überführt. Der KWK-Bonus wurde mit 2 ct/kWh in die Grundvergütung integriert und durch eine Mindestwärmeverpflichtung ersetzt. Neuanlagen mussten seit 2012 automatisch eine Mindestwärmenutzung von 25 % im Inbetriebnahmejahr und 60 % in den Folgejahren nachweisen. Bei Anlagen mit mindestens 60 % Gülle oder bei der Nutzung der Marktprämie ist die KWK-Verpflichtung nicht zwingend anzuwenden. Für die Gasaufbereitung gab es wie im EEG 2009 einen Gaseinspeisebonus. Die Degression der Grundvergütung sowie der zusätzlichen Vergütungskategorien für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen betrug 2 % pro Jahr. Die Vergütung der Einsatzstoffe unterlag keiner Degression.

Die Einsatzstoffe sind nach ökologischer Vorteilhaftigkeit in die Einsatzstoffvergütungskategorie (ESK) 0, I und II eingeteilt. Für die Substratzusammensetzung gilt für alle Anlagen im EEG 2012 der Maisdeckel, d.h. es dürfen nicht mehr als 60 % Mais (massebezogen) eingesetzt werden. Außerdem wurde das Ausschließlichkeitsprinzip aufgehoben. Bis auf flüssige Biomasse (pflanzliche Öle) dürfen alle Biomassen, die in der Biomasseverordnung aufgeführt sind, zusammen genutzt werden, soweit alle anderen gesetzlichen Vorgaben für die Nutzung erfüllt sind, wie beispielsweise Hygienisierungsverpflichtungen.

Als Anreiz einer strommarktorientierten Betriebsweise wurde das System der Direktvermarktung in den Gesetzestext integriert. Die neu eingeführten Instrumente der Markt- und Flexibilitätsprämie sollten die bedarfsgerechte Stromproduktion bei Biogasanlagen anreizen.

Tabelle 3-4 EEG-Vergütungssätze 2012 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG).“, 2012)¹

Festbrennstoff- und Biogasanlagen (ohne Bioabfall)					Gülle- klein- anlagen	Bioabfall- vergärungs- anlagen
Bemessungsleistung	Grundvergütung	Einsatzstoffvergütungs- klasse I	Einsatzstoffvergütungs- klasse II	Biogasaufbereitung		
[kW _{el}]	[ct/kWh _{el}]					
≤ 75	14,3	6,0	8,0		25,0	16,0
≤ 150				≤ 700 Nm ³ /h: 3,0		
≤ 500	12,3			≤ 1.000 Nm ³ /h: 2,0		
≤ 750	11,0	5,0 / 2,5 ²	8,0 / 6,0	≤ 1.400 Nm ³ /h: 1,0		14,0
≤ 5.000	11,0	4,0 / 2,5 ²				
≤ 20.000	6,0					

¹ Vereinfachte Darstellung. Die detaillierten Angaben finden Sie im Gesetzestext.
² Für Waldrestholz und Rinde

3.5 EEG 2014

Eine weitere Steigerung der Effizienz der Stromerzeugung aus Biomasse sowie eine verstärkte Erschließung der Reststoffe konnte mit der Anpassung der Vergütungsstruktur im EEG 2012 erreicht werden. Zur Begrenzung der Kosten der EEG-Umlage wurde das EEG erneut novelliert und trat in einer neuen Fassung am 01.08.2014 in Kraft. Im Zuge der Novellierung wurde als Neuerung ein sog. Ausbaupfad (§3 EEG 2014) angesetzt, der den jährlichen Neubau von Bioenergieanlagen zur Stromproduktion auf 100 MW installierte elektrische Leistung (brutto) begrenzen soll. Bei Überschreiten dieses Wertes wird anhand einer Erhöhung des Degressionsrates die Förderung für Strom aus Biomasse abgesenkt. Die Vergütungsstruktur wurde erneut verschlankt und die Vergütungshöhe erheblich abgesenkt. Darüber hinaus besteht im Gesetzestext erstmalig sowohl ein Geltungsbereich für Neu- als auch Bestandsanlagen.

Regelungen für Neuanlagen

Die Vergütungshöhe für Neuanlagen wurde gegenüber dem EEG 2012 stark reduziert. Die Vergütung von Biomasse über die Einsatzstoffvergütungsklassen wurde komplett gestrichen. Neuanlagen erhalten nunmehr eine technologieunabhängige Grundvergütung (siehe Tabelle 3-5). Eine höhere Grundvergütung je Bemessungsleistung erhalten Anlagen, die mindestens 90 Masseprozent Bioabfall je Kalenderjahr einsetzen. Hier beträgt der Vergütungsanspruch 15,26 ct/kWh bei einer installierten Leistung bis einschließlich 500 kW, darüber bis 20 MW installierter Leistung beträgt der Vergütungssatz 13,38 ct/kWh. Anlagen, die mindestens 80 Masseprozent Gülle je Kalenderjahr einsetzen und eine maximale installierte Leistung von 75 kW besitzen, haben einen Vergütungsanspruch von 23,73 ct/kWh (Tabelle 3-5).

Biogasanlagen erhalten die Vergütung nur noch für eine Bemessungsleistung, die der Hälfte der installierten Leistung entspricht. Die darüber hinaus produzierte Strommenge wird nur noch mit dem Monatsmarktwert vergütet, sofern sich die Anlage nicht in der Direktvermarktung (DV) befindet. Innerhalb der Direktvermarktung besteht kein Anspruch auf diese Vergütung.

Zusätzlich zur Grundvergütung erhalten neuerrichtete Biogasanlagen einen jährlichen Flexibilitätszuschlag von 40 EUR/kW installierter elektrischer Leistung.

Ab 2016 unterliegt die Grundvergütung einer nun quartalsweisen Degression von 0,5 %. Bei Überschreitung des Ausbaupfades wird die Degression auf 1,27 % pro Quartal erhöht.

Eine weitere Änderung ist der Übergang von einer bisher optionalen Direktvermarktung zu einer verpflichtenden Direktvermarktung. Zum 01.08.2014 wird für Bioenergieanlagen die verpflichtende Direktvermarktung stufenweise, in Abhängigkeit von der installierten Leistung, eingeführt. Eine Direktvermarktung nach EEG ist nur noch mit Hilfe der Marktprämie möglich, das Grünstromprivileg entfällt. Zur Inanspruchnahme der Marktprämie müssen die Anlagen fernsteuerbar sein.

Auswirkungen auf Bestandsanlagen

Die beiden wesentlichen Neuerungen für Bestandsanlagen sind im Folgenden aufgeführt. Bestandsanlagen, die einen Vergütungsanspruch nach dem EEG 2000, 2004, 2009 oder 2012 besitzen, werden bei der möglichen Ausweitung ihrer Stromproduktion begrenzt. Jede Kilowattstunde Strom, die die Höchstbemessungsleistung der Anlage überschreitet, wird nur noch mit dem Monatsmarktwert vergütet. Die Höchstbemessungsgrenze bestimmt sich entweder nach der höchsten durchschnittlichen Jahresleistung, die seit Inbetriebnahme bis zum 1. Januar 2014 erzielt worden ist, oder nach 95 % der installierten Leistung der Anlage. Der jeweils höhere Wert ist anzusetzen. Zur Bestimmung der Höchstbemessungsleistung ist das Inbetriebnahmejahr der Anlage entscheidend.

Altanlagen können weiterhin die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Allerdings gilt dieser Anspruch nur für die ersten 1 350 MW zusätzlich installierter elektrischer Leistung bei einem aggregierten Zubau des Anlagenparks. Referenz für diesen "Leistungsdeckel" bildet die installierte Leistung des Anlagenparks zum 31.07.2014.

Tabelle 3-5 EEG-Vergütungssätze 2014 (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014)¹

Bemessungsleistung	Vergütung
[kW _{el}]	[ct/kWh _{el}]
≤ 150	13,66
≤ 500	11,78
≤ 5 000	10,55
≤ 20 000	5,85
≤ 500 (Bioabfallanlage)	15,26
≤ 20 000 (Bioabfallanlage)	13,38
≤ 75 (Güllekleinanlage)*	23,73
*installierte Leistung	
¹ Vereinfachte Darstellung. Die detaillierten Angaben finden Sie im Gesetzestext.	

Nachfolgend sind die durchschnittlichen Anfangsvergütungen für Biogasanlagen nach EEG-2009 und EEG-2012 und EEG-2014 grafisch dargestellt. Bis zu einer Größenklasse von 150 kW_{el} betrug die Durchschnittsvergütung im EEG-2009 ca. 24,2 ct/kWh mit entsprechender Absenkung bei steigender Anlagengröße. Demgegenüber verringerte sich mit der Novelle 2012 der durchschnittliche Vergütungssatz. Für Biogasanlagen belief sich die Durchschnittsvergütung im EEG-2012 auf ca. 18,45 ct/kWh, was einer Kostenreduktion von ca. 2 ct/kWh gegenüber Altanlagen nach EEG-2004 oder 2009 entspricht. Mit der Vergütung des EEG-2014 wird die Vergütungshöhe erneut auf ca. 14,6 ct/kWh (inklusive Flexibilitätszuschlag) für die Leistungsklasse bis 150 kW Bemessungsleistung abgesenkt bei entsprechender Verringerung mit Zunahme der installierten Leistung. Für Holzheizkraftwerke und Biomassevergaser liegt die Vergütung für die Leistungsklasse bis 150 kW Bemessungsleistung bei 13,6 ct/kWh, da diese Anlagen keinen Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag haben.

4 Betreiberbefragungen

Der Bestand an EEG-Bioenergieanlagen in Deutschland umfasste Ende 2013 ca. 9.500 Anlagen. Die installierte Gesamtleistung belief sich auf 5.419 MW_{el}. Zusätzlich wurden 124 MW elektrische Leistung von nicht originären EEG-Anlagen vergütet. Der Zubau an Neuanlagen war deutlich rückläufig gegenüber den vorangegangenen Jahren und umfasste im Biogas/Biomethanbereich 2013 ca. 200 Anlagen. Zusätzlich wurden Biogas-Altanlagen erweitert. Im Festbrennstoffsektor konzentriert sich der mengenmäßige Anlagenzubau seit der EEG-Novellierung 2012 auf Holzvergaseranlagen im kleineren Leistungsbereich, während bedeutende Anteile des Leistungszuwachses weiterhin von wenigen Einzelanlagen im hohen Leistungsbereich getragen wurden. So konnten im Jahr 2013 etwa 110 und in 2013 ca. 131 Festbrennstoffanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von etwa 31 MW_{el} neu in Betrieb genommen werden. Die Strombereitstellung erfolgte in 2013 zu rund 72 % aus gasförmigen Bioenergieträgern (Biogas und Biomethan), rund 27 % aus Festbrennstoffen (Verbrennung und Vergasung) und rund 1 % aus flüssigen Bioenergieträgern.

4.1 Biogas

Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 wurde der Biogasanlagenbestand in Deutschland kontinuierlich ausgebaut. Insbesondere mit der Novellierung des EEG im Jahr 2004 und der Neufassung im Jahr 2009 hat der Ausbau des Biogasanlagenbestandes deutliche Impulse erfahren. Mit Inkrafttreten der Novellierung zum 01.01.2012 wurde der Anlagenneubau und Leistungszubau im Vergleich zu den Vorjahren deutlich gebremst. Während bereits im Jahr 2012 der Anlagenzubau deutlich verringert wurde, konnte auch für 2013 ein weiter reduzierter Anlagenzubau festgestellt werden. Überwiegend erfolgten Erweiterungen bestehender Anlagen. Der Zubau inklusive Anlagenerweiterung im Jahr 2013 umfasste insgesamt rund 200 Anlagen und rund 200 MW_{el}.

Ende 2013 waren in Deutschland – nach Ergebnissen der Befragung auf Länderebene und Schätzungen des DBFZ – etwa 7 700 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von ca. 3 400 MW_{el} in Betrieb³. In Abbildung 4-1 ist die Entwicklung des Biogasanlagenbestandes unter Berücksichtigung der Anlagenverteilung nach Leistungsgrößen dargestellt. Die Darstellung der Leistungsgrößenverteilung basiert dabei auf den Rückmeldungen der Befragung auf Länderebene.

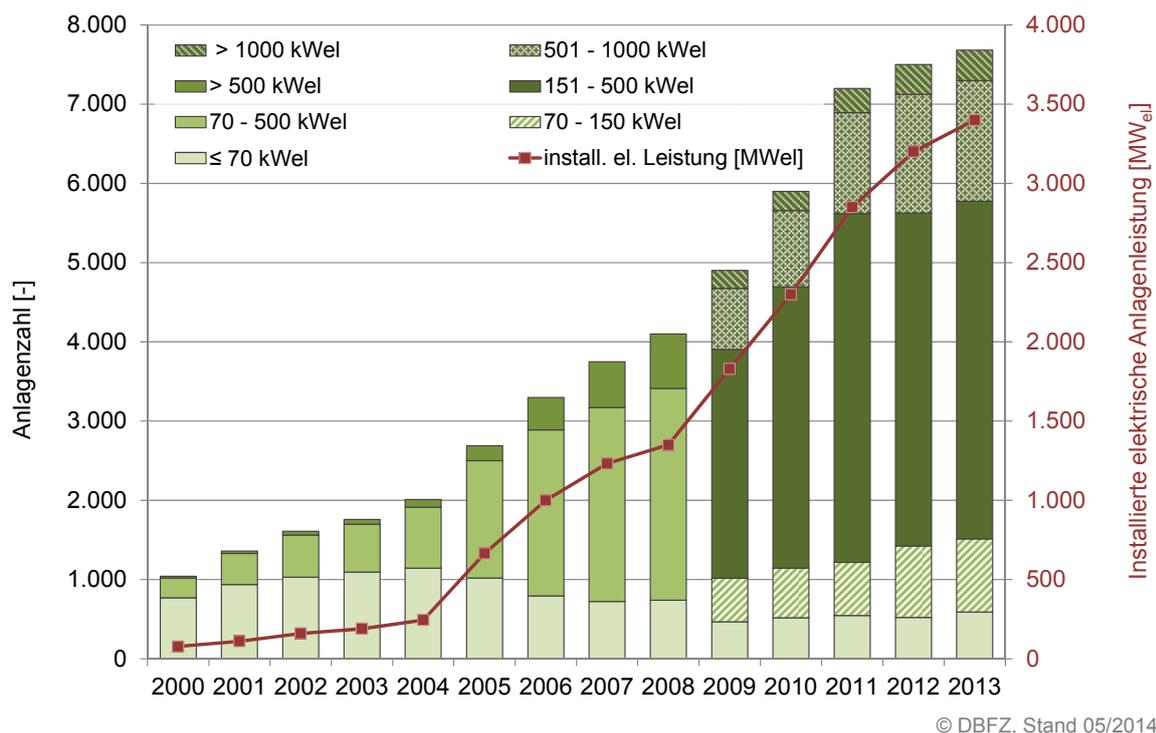


Abbildung 4-1 Biogasanlagenentwicklung in Deutschland 2000 - 2013 (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und gesamte installierte elektrische Anlagenleistung), ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Stand Mai 2014

³ Die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) weist für Biogas eine installierte Leistung von 3 750 MW_{el} zum Stichtag 31.12.2013 aus (AGEE-STAT, 2013). Die Abweichung begründet sich größtenteils mit der installierten Leistung von Biomethan-BHKW, die in den Zahlen der AGEE-Stat enthalten sind. In diesem Kapitel werden hingegen nur die Vor-Ort-Verstromungsanlagen behandelt.

In den Bundesländern Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg werden nach wie vor insgesamt mehr als die Hälfte des gesamten Biogasanlagenbestandes in Deutschland betrieben. Die Befragung auf Bundeslandebene ergab, dass eine erhebliche Anzahl an Anlagenerweiterungen z.B. durch Repowering und Satelliten-BHKW erfolgte. Darüber hinaus wird angenommen, dass zunehmend Biomethan-BHKW in Betrieb genommen bzw. alte Erdgas-BHKW für den Biomethanbetrieb umgerüstet wurden (Fiddecke 2013).

Nach Einschätzungen von Umweltgutachtern und Anlagenherstellern sowie Auswertung der BNetzA-Daten, gingen bis Ende 2013 ca 180 Kleinst-Biogasanlagen auf Güllebasis in Betrieb. Die höchste Nachfrage wurde im Bundesland Bayern verzeichnet. Die einfache Genehmigungspraxis und die Bereitschaft der Betreiber, eine höhere Eigenbeteiligung aufzubringen, verstärken die Entwicklung.

In Tabelle 4-1 ist die Verteilung der Ende 2013 in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) – differenziert nach Anlagenanzahl und installierter elektrischer Anlagenleistung – auf Ebene der Bundesländer dargestellt. Sofern bekannt, wird die Anlagenzahl nach Betriebsstätte und Satelliten-BHKW differenziert. Die Daten beruhen – analog zu den Datenerhebungen der Vorjahre – auf Veröffentlichungen und Mitteilungen der Landwirtschafts- und Umweltministerien, Landwirtschaftskammern bzw. Landesanstalten für Landwirtschaft sowie Biogasberatern.

Zu berücksichtigen ist, dass die Erfassung, Genauigkeit und Aktualität der Daten zwischen den einzelnen Bundesländern variieren. Generell kann für alle Bundesländer (mit Ausnahme Saarland und Stadtstaaten) angenommen werden, dass die dargestellte Anlagenzahl und installierte Anlagenleistung als Mindestwert zu verstehen ist, da oftmals keine vollständige Erhebung und Erfassung des Anlagenbestandes auf Bundeslandebene erfolgt. Von den Länderinstitutionen werden vordergründig landwirtschaftliche Biogasanlagen erfasst, womit in den jeweiligen Bundesländern oftmals nicht der vollständige Anlagenbestand abgebildet werden kann. Vor dem Hintergrund, dass zum einen für 2013 von zwei Bundesländern (Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg) noch keine aktuellen Anlagendaten vorlagen und die Datenerhebung in Schleswig-Holstein zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses noch nicht abgeschlossen war und zum anderen der erfasste Anlagenbestand in den jeweiligen Bundesländern oft nicht die vollständige Datenbasis umfasst, wird insgesamt von einem Biogasanlagenbestand von rund 7 700 Anlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von rund 3 400 MW_{el} zum Stand 31.12.2013 ausgegangen. Branchenakteure wie der Fachverband Biogas e.V. gehen von vergleichbaren Branchenzahlen zur Biogasentwicklung aus (Fachverband Biogas e.V., 2013, 2014).

Tabelle 4-1 Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) in Deutschland, differenziert nach Anlagenzahl, installierter elektrischer Anlagenleistung und mittlerer Anlagenleistung zum Stand 31.12.2013 (DBFZ-Befragung der Länderinstitution 2014) (BERG, 2014; DAHLHOFF, 2014; DBFZ gGmbH, 2014; FIDDECKE, 2013a; VON FRANCKEN-WELZ, 2014; LFL, 2014; LÜHRS, 2014; PLAGEMANN, 2014; REINHOLD, 2014; SACCÀ, 2014; VIBE, 2014; ZSCHOCHÉ, 2014)

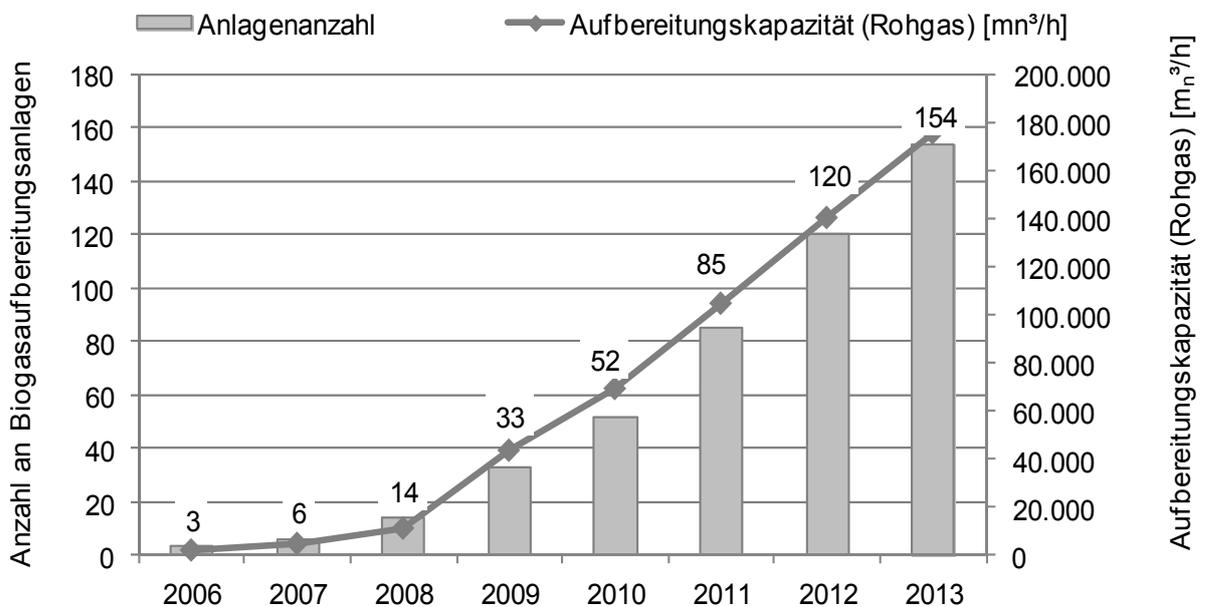
Bundesland	Anzahl Biogasanlagen in Betrieb ¹	(Anzahl Satelliten-BHKW)	Summe inst. elek. Anlagenleistung [MW _{el}]	mittlere inst. elek. Anlagenleistung [kW _{el}]
Baden-Württemberg	858		295,8	345
Bayern	2 312		732,0	314
Berlin	0		0,0	-
Brandenburg ^{2,3}	335	(36)	182,0	543
Bremen	0		0,0	-
Hamburg	1		1,0	1 020
Hessen ⁴	187		63,4	339
Mecklenburg-Vorpommern ^{2,5}	247		170,0	688
Niedersachsen ⁶	1 500		800,0	533
Nordrhein-Westfalen ⁶	597		263,0	441
Rheinland-Pfalz	142		58,4	411
Saarland	13		4,3	333
Sachsen	220		92,2	419
Sachsen-Anhalt ⁷	296		174,2	588
Schleswig-Holstein ⁶	570	(141)	304,9	429
Thüringen	247	(30)	113,8	461
Gesamt	7 477	(207)	3 254,9	424

1 Anlagenzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen bezogen auf die Betriebsstätte (Standort); Satelliten-BHKW enthalten, sofern diese nicht gesondert ausgewiesen oder erfasst werden
 2 Datenstand 12/2012, keine verfügbare Daten für 2013
 3 Anlagen <70kW_{el} nicht berücksichtigt
 4 Schätzung aufgrund der geförderten Anlagen und geschätzter Inbetriebnahme für 2013 (2 Anlagen, etwa 300kW), aufsummiert zum Datenstand 2012
 5 inst. elek. Leistung auf Basis der Rohgasmengen geschätzt (mit Änderung 4. BImSchV Erfassung Rohgasmengen)
 6 Schätzung, Datenerhebung zu Redaktionsschluss nicht abgeschlossen
 7 Anlagen in Betrieb und Bau

Die hohe durchschnittliche elektrische Anlagenleistung in Hamburg resultiert aus der dort installierten Bioabfallvergärungsanlage mit einer Leistung von 1 MW_{el}. In Bremen sind – mit Ausnahme von Kläranlagen mit Gasnutzung – keine Biogasanlagen in Betrieb. In Berlin wurde Mitte 2013 eine Biogasanlage mit Aufbereitung zu Biomethan in Betrieb genommen.

4.2 Biomethan

Nach Rückmeldung der Anlagenhersteller waren bis zum 31.12.2012 120 Anlagen und bis zum 31.12.2013 154 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas in Betrieb (FRAUNHOFER IWES, DBFZ, FRAUNHOFER UMSICHT, 2013). Die 154 Aufbereitungsanlagen haben eine Gesamtaufbereitungskapazität von 175 770 m³_{i.N. Rohgas} (FRAUNHOFER IWES, 2014). Dies entspricht einer Nenn-Aufbereitungskapazität von 8,9 TWh_{HS}. Der Zeitverlauf des Zubaus ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Die Gesamteinspeisekapazität der Ende 2012 in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen (bei Nennlast) betrug rund 7,1 TWh_{HS}. Nach Angaben der Bundesnetzagentur wurde die reale Gaseinspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz für 2012 mit 413 Mio. m³ _{i.N. Biomethan} (4,5 TWh_{HS}) beziffert (BNETZA, 2013a). Im Vergleich zur prognostizierten Einspeisemenge des DBFZ/IWES für 2012 mit 4,7 TWh_{HS} ergab sich demnach eine Abweichung von etwa 5 %. Unsicherheiten bestehen darin, wie das zu Biomethan aufbereitete und ins Erdgasnetz eingespeiste Biogas genutzt wird. Auswertungen belegen, dass ein Großteil der gehandelten Biomethanmengen in KWK-Anwendungen genutzt wird (Betreiberbefragung, FRAUNHOFER IWES, DBFZ, FRAUNHOFER UMSICHT 2013, BNETZA, 2013a). Aufgrund der Absatzprobleme für Biomethan geben die größeren Gasversorger an, wesentliche Mengen an Biomethan zu speichern. Inwiefern die gespeicherten Mengen letztlich auch in KWK-Anwendungen zum Einsatz kommen, ist nicht bekannt.



Fraunhofer IWES, Stand 04 / 2014

Abbildung 4-2

Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität (Rohgas) von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 2006 - 2013 (kumuliert) (FRAUNHOFER IWES, 2014)

Substrateinsatz in Biogas- und Biomethananlagen

Ausgehend von den Rückmeldungen der Anlagenbetreiber ist in der nachfolgenden Abbildung 4-3 der massebezogene Substrateinsatz in Biomethan- und Biogasanlagen dargestellt. Die prozentualen Angaben basieren dabei auf den im Laufe der Befragung erhobenen Mengen (Frischmasse) der eingesetzten Substrate. Im Unterschied zu Biogasanlagen entfallen mehr als 70 % des Substratinputs in Biomethananlagen auf Nachwachsende Rohstoffe. Somit ist der NawaRo-Anteil in Biomethananlagen um 30 % höher als in den Biogasanlagen. Gleichzeitig wird in Biomethananlagen – im Vergleich zu Biogasanlagen – mit rund 10 % deutlich weniger Gülle eingesetzt. Der Anteil von Bioabfällen (8,4 %) sowie industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffen (3,2 %) ist in Biomethananlagen höher.

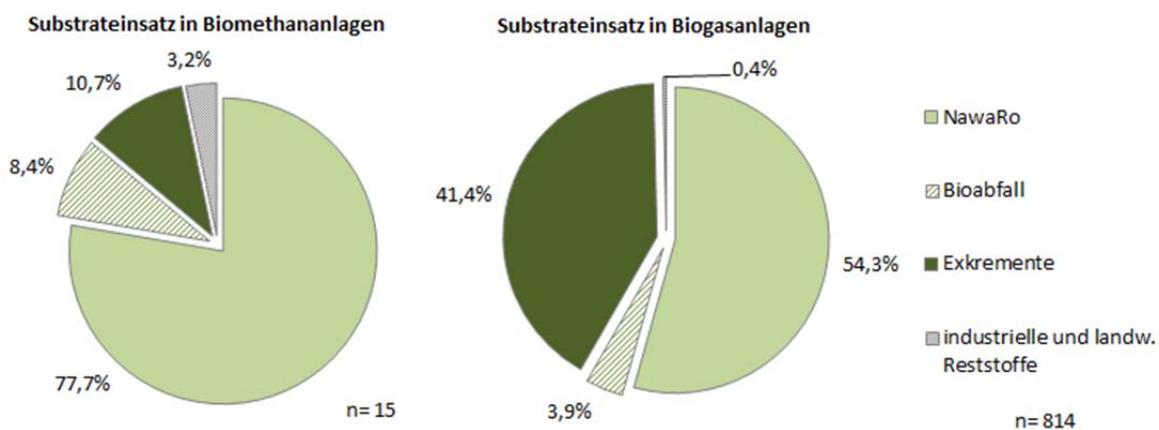


Abbildung 4-3 Massebezogener Substrateinsatz in Biomethan- und Biogasanlagen in 2012, (DBFZ gGMBH, 2013)

Werden Nachwachsende Rohstoffe detailliert betrachtet (vgl. Abbildung 4-4), so zeigt sich, dass die Maissilage den Einsatz von NawaRo sowohl in Biogas- als auch in Biomethananlagen dominiert. Im Vergleich zu Biogasanlagen wird in Biomethananlagen mit 81 % mehr Mais zur Biogaserzeugung eingesetzt.

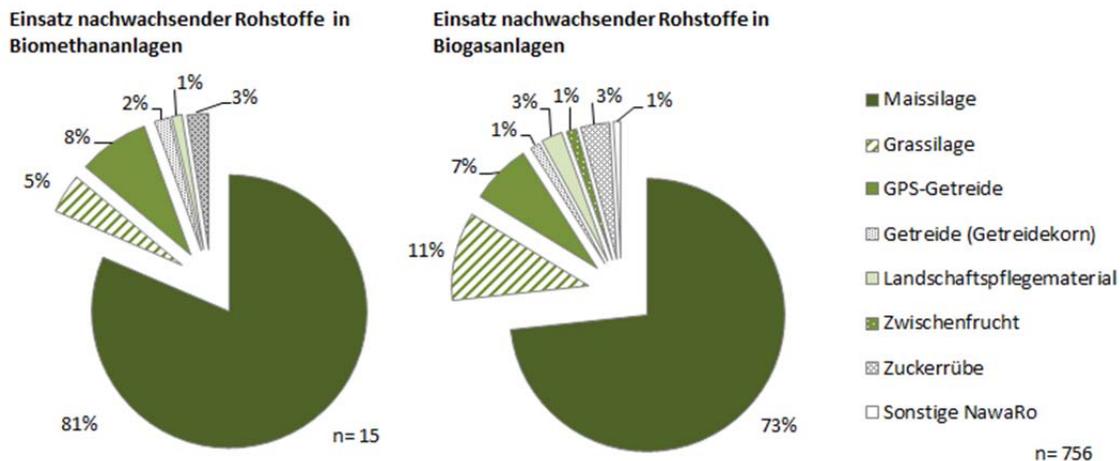


Abbildung 4-4 Massebezogener Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biomethan- und Biogasanlagen in 2012, (DBFZ gGmbH, 2013)

4.3 Feste Biomasse

Der Anlagenbestand bis 2013 aller in Betrieb befindlichen und für eine Vergütung nach EEG in Frage kommenden Biomasse(heiz)kraftwerke ist in Abbildung 4-5 dargestellt. Darin nicht enthalten sind Biomassemitverbrennungsanlagen, die Biomasse nur ergänzend neben weiteren Brennstoffen einsetzen. Außerdem nicht enthalten sind Kleinst-KWK-Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 kW_{el} sowie die nicht nach EEG vergüteten Leistungsanteile der Papier- und Zellstoffindustrie.

Nach derzeitigem Kenntnisstand waren Ende 2013 ca. 640 Biomasse(heiz)kraftwerke einschließlich thermo-chemischer Holzvergaser mit einer elektrischen Leistung von rund 1 537 MW_{el} in Betrieb. Damit hat sich seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 die Zahl der Biomasseheizkraftwerke mehr als verzehnfacht und die installierte elektrische Leistung verachtacht.

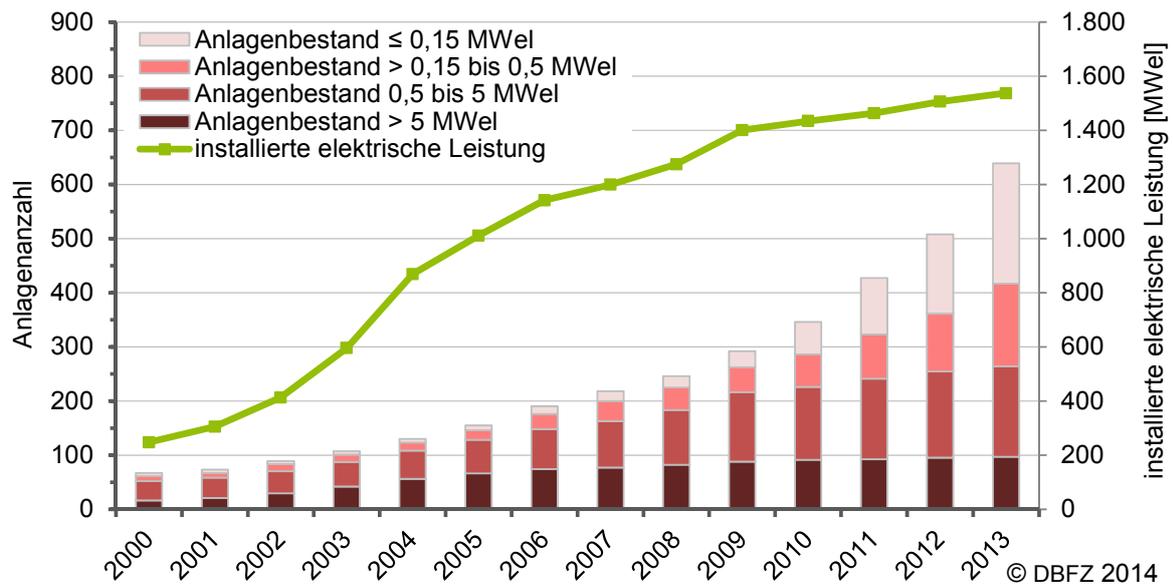


Abbildung 4-5

Anlagenanzahl und installierte elektrische Bruttoleistung der in Betrieb befindlichen und *prognostizierten EEG-fähigen Biomasse-HKW (DBFZ, Stand Mai 2014 – ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{el}, Kraftwerke mit Biomasse-Mitverbrennung und den nicht nach EEG vergüteten Anteil der Papier- und Zellstoffindustrie; Angaben basierend auf der Biomasse-HKW-Datenbank des DBFZ sowie Annahmen bzgl. des Zubaus an Holzvergaseranlagen)

Während in den ersten Jahren nach Einführung des EEG ein erheblicher Zuwachs der installierten Leistung verzeichnet wurde, nimmt diese Tendenz in den letzten Jahren deutlich ab. Dagegen kann eine besondere Dynamik beim Zubau von Anlagen, insbesondere im kleinen Leistungssegment (< 1 MW_{el}), beobachtet werden. Die Anzahl kleiner Anlagen stieg vor allem in den Jahren 2011 bis 2013 merklich an. Dieser Trend wird vor allem durch die Technologieentwicklung der thermo-chemischen Holzvergasung getragen. So wurden 2013 etwa 126 Holzvergasungsanlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von knapp 13 MW_{el} zugebaut. Darin enthalten ist eine Anlage im Leistungsbereich von 2 MW_{el}.

Bei den Anlagen im höheren Leistungssegment (> 0,5 MW_{el}) wurden zwischen den Jahren 2005 und 2012 jährlich zwischen ca. zehn und 25 Anlagen zugebaut. Gegenüber den Zubauraten der vergangenen Jahre ist 2013 ein Rückgang des Zubaus zu verzeichnen. So wurden nach derzeitigem Stand des Wissens im Jahr 2013 nur fünf Anlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von ca. 18 MW_{el} neu in Betrieb genommen.

Die regionale Verteilung des Anlagenbestandes erfolgt anhand der Biomasse-HKW-Datenbank des DBFZ. Dabei gilt es zu beachten, dass aufgrund der geringen Anlagengröße und des dynamischen Wachstums des Marktes der Holzvergaser im Zeitraum 2011 bis 2013 noch keine vollständige Erfassung des Anlagenbestandes in der Datenbank möglich war. So sind dem DBFZ derzeit zu rund 30 % der zum Ende des Jahres 2013 als in Betrieb befindlich angenommenen Holzvergaseranlagen (bezogen auf die Anlagenanzahl) bzw. zu rund 70 % der zu Ende 2013 angenommenen installierten elektrischen Holzvergaserleistung die Standorte bekannt. Da die Schätzungen des Zubaus an Holzvergaseranlagen nicht vollständig den einzelnen Bundesländern zugeteilt werden können, sind diese in den Einzelwerten der Tabelle 4-2 nicht enthalten, sondern werden am Ende der Tabelle für den

Gesamtbestand angegeben. Bei Biomasse-HKW im höheren Leistungsbereich >200 kW_{el} ist von einer hohen Erfassungsquote auszugehen.

Tabelle 4-2 Verteilung der in Betrieb befindlichen Biomasse-HKW und Holzvergaseranlagen in Deutschland, differenziert nach Anlagenanzahl, installierter elektrischer Anlagenleistung und mittlerer Anlagenleistung zum Ende des Jahres 2013 (auf Basis der Biomasse-HKW-Datenbank sowie Schätzungen des Bestands an Holzvergaseranlagen auf Basis der Befragung der Holzvergaserhersteller 2013 und 2014 für den Anlagenbestand)

Bundesland	Anlagenanzahl Biomasse-HKW in Betrieb	Summe inst. elek. Anlagenleistung [MW _{el}]	mittlere inst. elek. Anlagenleistung [MW _{el}]
Baden-Württemberg	56	178	3,2
Bayern	136	248	1,8
Berlin	1	20	20,0
Brandenburg	25	178	7,1
Hamburg	2	22	10,9
Hessen	24	86	3,6
Mecklenburg-Vorpommern	11	50	4,5
Niedersachsen	21	141	6,7
Nordrhein-Westfalen	44	217	4,9
Rheinland-Pfalz	19	105	5,5
Saarland	5	7	1,4
Sachsen	23	95	4,1
Sachsen-Anhalt	14	81	5,8
Schleswig-Holstein	7	12	1,7
Thüringen	16	84	5,2
Summe ¹	404	1 524	3,8
Gesamtbestand ²	640	1 537	2,4

¹ Biomasse-HKW-Bestand zum Ende des Jahres 2013 *exkl.* Annahmen des Zubaus an Holzvergaseranlagen (Stand 05.2014)

² Biomasse-HKW-Bestand zum Ende des Jahres 2013 *inkl.* Annahmen des Zubaus an Holzvergaseranlagen (Stand 05.2014)

In den Bundesländern Bayern, Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Baden-Württemberg und Niedersachsen werden jeweils rund zehn oder mehr Prozent der insgesamt in Deutschland installierten

elektrischen Biomasse-HKW-Leistung betrieben. Zusammen ist in diesen fünf Bundesländern gut 60 % der gesamten Leistung installiert. Bezogen auf die Anlagenanzahl sind insbesondere die Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg zu nennen, wo rund 34 bzw. 14 % aller deutschen Biomasse-HKW zu finden sind. Dies ist auf die hohe Anzahl der Anlagen im geringeren Leistungsbereich (z.B. mit Holzvergasungstechnologie) im süddeutschen Raum zurückzuführen. Dies spiegelt sich auch in der relativ geringen installierten mittleren elektrischen Leistung in Bayern wider. Das Bundesland mit der zweithöchsten installierten mittleren elektrischen Leistung nach Bayern ist Nordrhein-Westfalen, wo vermehrt Anlagen im Leistungsbereich > 1 MW_{el} zu finden sind.

In den fünf oben genannten Bundesländern sind (bezogen auf die Anlagenanzahl) rund 70 % der Biomasse-HKW in Deutschland installiert. Die relativ hohen mittleren elektrischen Leistungen in den Bundesländern Berlin und Hamburg sind auf dort betriebene Anlagen im gehobenen Leistungsbereich mit Anschluss an städtische Fernwärmenetze zurückzuführen. Die im Vergleich überdurchschnittlich hohe installierte, mittlere elektrische Leistung in Brandenburg ist auf sieben Biomasse-HKW mit einer elektrischen Leistung zwischen 10 und 20 MW_{el} zurückzuführen.

Brennstoffeinsatz

In der Befragung 2014 mit Bezug auf das Betriebsjahr 2013 wurde ein Brennstoffeinsatz von rund 2,23 Mio. t_{atro} erfasst. In Abbildung 4-6 werden die Haupt- und Nebenbrennstoffe je Anlage zusammengefasst und anhand der am häufigsten in Biomasse-HKW und Holzvergaseranlagen eingesetzten Brennstoffe gegliedert dargestellt.

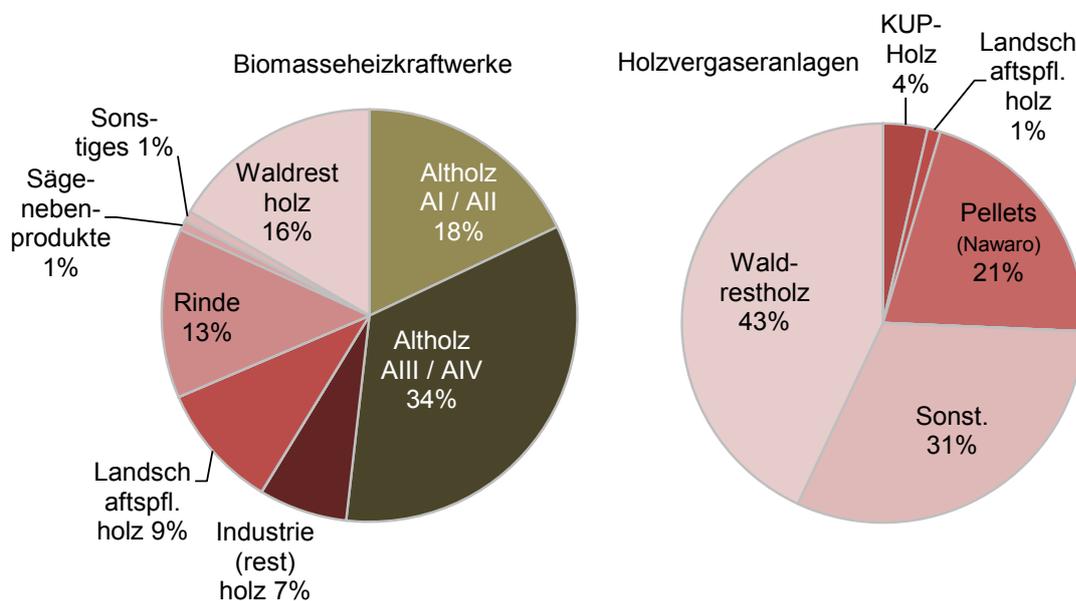


Abbildung 4-6 Brennstoffeinsatz in Biomasse-HKW (links) und Holzvergaseranlagen (rechts); Daten beziehen sich auf das Betriebsjahr 2013 (laut DBFZ-Betreiberbefragung 2014)

Laut den Befragungsergebnissen 2014 wird in **Biomasse-HKW** (n=64) häufig Altholz (> 50 % des erfassten Brennstoffeinsatzes) eingesetzt. Altholz wird vor allem in Biomasse-HKW im hohen Leistungsbereich (bis 20 MW_{el}) eingesetzt, die hauptsächlich bis zum Jahr 2006 zugebaut wurden. In den Folgejahren erfolgte aufgrund der reduzierten Vergütung für mit Altholzbetriebene Kraftwerke (bzw.

ab 2012 kein Vergütungsanspruch mehr) kaum noch ein Anlagenzubau in dieser Größenordnung. Im Jahr 2013 wurde noch eine Anlage im höheren Leistungsbereich (10 MW_{el}), die Altholz als Brennstoff einsetzt, in Betrieb genommen.

4.4 Flüssige Biomasse

Auf Pflanzenöl-BHKW, die nach dem 31.12.2011 in Betrieb gegangen sind, findet die seit dem 01.01.2012 geltende Fassung des EEG Anwendung. Demnach wird **Strom aus neuen Pflanzenöl-BHKW nicht mehr im Rahmen des EEG vergütet**. Ein Zubau erfolgt seitdem in äußerst geringem Maße und ausschließlich im Rahmen von Inselanwendungen mit Naturschutzanspruch. Dies sind beispielsweise alpine Hütten, die aufgrund ihrer Lage eine eigene Stromversorgung benötigen und im Falle eines angrenzenden Naturschutzgebietes einen nicht umweltschädlichen Brennstoff einsetzen müssen.

Der Anlagenbestand der mit Pflanzenöl als Brennstoff in Betrieb gegangenen BHKW, ist in Abbildung 4-7 nach Status und installierter elektrischer Leistungsklasse von 2006 bis 2014 zusammenfassend dargestellt. Die Entwicklung des Gesamtbestandes wurde für die Jahre ab 2007 gegenüber der vorangegangenen Veröffentlichungen korrigiert. Auf Basis des Anlagenregisters der BLE ist der Zubau von Neuanlagen von 2007 bis März 2011 einbezogen worden und der Bestand zum 31.12.2007 entsprechend nach unten korrigiert worden. Insgesamt wurden bis 2011 zwischen 2 300 und 2 400 BHKW mit Pflanzenöl in Betrieb genommen, was einer installierten elektrischen Leistung von etwa 470 MW entsprach. Seit 2007 finden ein tendenziell stark abnehmender Ausbau des Anlagenbestandes, sich stärker auswirkende Stilllegungen von Anlagen sowie ein gedrosselter Anlagenbetrieb (weniger Volllaststunden pro Jahr) parallel statt.

Für 2013 wird aufgrund der relativ niedrigen Pflanzenölpreise von einer Wiederinbetriebnahme von einzelnen zuvor stillgelegten Anlagen ausgegangen. Die mutmaßliche Verteilung der in Betrieb befindlichen sowie der stillgelegten bzw. auf einen alternativen Brennstoff umgestellten Anlagen ist Abbildung 4-7 zu entnehmen. 2013 waren etwas mehr als 1 000 Anlagen mit 180 MW installierter elektrischer Leistung mit Pflanzenöl in Betrieb.

Gegenwärtig sind für den Einsatz von (flüssiger) Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie die Energiestatistik für 2011 verfügbar. Zudem weist das Register der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) eine Anlagenzahl von insgesamt 2 259 BHKW aus, von denen 1 012 im Jahr 2012 in Betrieb waren. Um eine Vergütung nach dem EEG zu erhalten, müssen die Nachhaltigkeitsnachweise für Biobrennstoffe in Form von Ölen, Biodiesel und Laugen von den Anlagenbetreibern an den jeweiligen Netzbetreiber weitergegeben werden. Zudem setzen die Anlagenbetreiber die BLE über die Anträge auf Vergütung in Kenntnis (BLE, 2013).

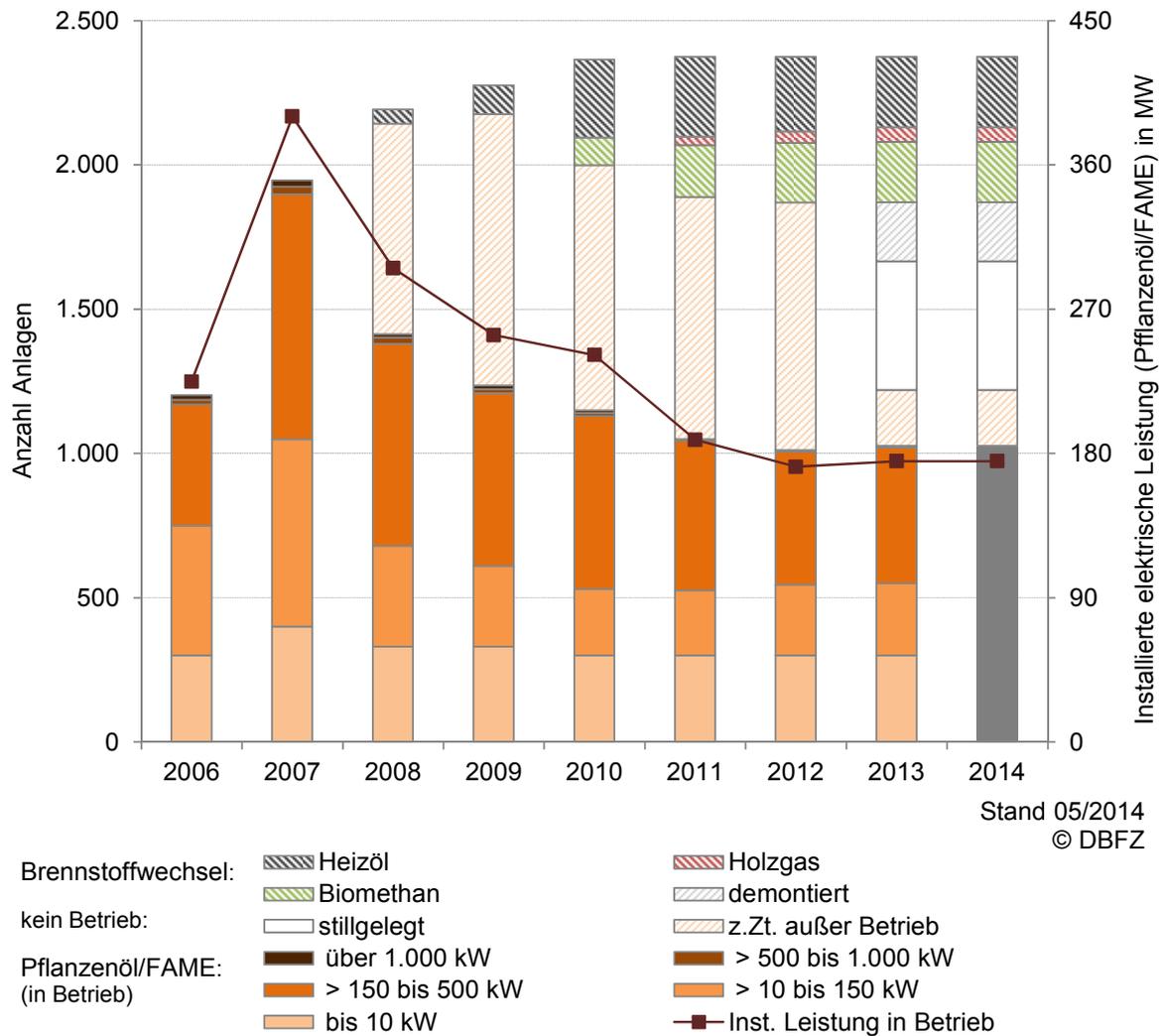
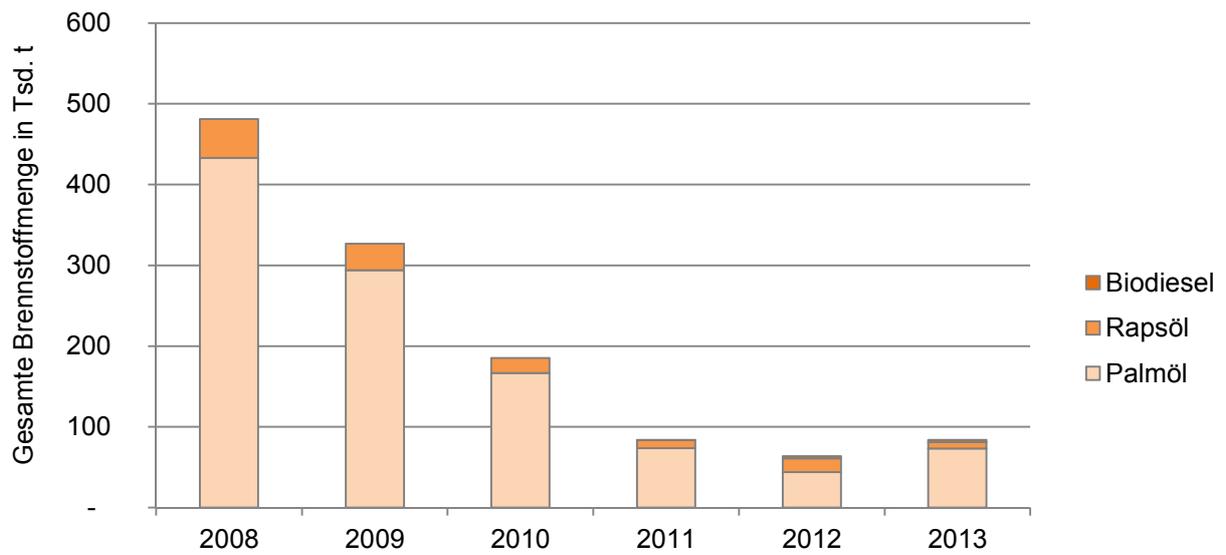


Abbildung 4-7 Entwicklung Anlagenbestand Pflanzenöl BHKW 2006 bis 2014 nach Größenklasse und Anlagenstatus sowie in Betrieb befindlicher installierter elektrischer Leistung insgesamt

Für 2012 wurden bei der BLE für 2,57 PJ reine Pflanzenöle Nachhaltigkeitszertifikate gemeldet, welche sich in etwa zu 2,25 PJ für die stationäre Anwendung (in BHKW) sowie zu 0,32 PJ für die mobile Anwendung (Pflanzenölkraftstoff) aufteilen (BLE, 2013). Die in 2013 in BHKW eingesetzte Pflanzenölmenge liegt mit 3,2 PJ (entspricht 86 Tsd. t) etwa auf dem Niveau von 2011. Der in (BLE, 2013) aufgeführte Anteil von Biodiesel zur Stromerzeugung wird im Wesentlichen bei der Stützfeuerung von Biogas BHKW eingesetzt (vergleiche Abbildung 4-8).



Brennstoffanteile: 2008-2010 sowie 2013 Annahme auf Basis Befragung DBFZ: 10% Rapsöl, 90% Palmöl;
 2011 und 2012 Daten auf Basis Evaluationsberichte der BLE

Abbildung 4-8

Entwicklung des Brennstoffverbrauchs insgesamt in BHKW mit biogenen Flüssigbrennstoffen in Deutschland (DBFZ gGmbH, 2013)

5 Auswirkungen des EEG-2014

Die nachfolgend beschriebenen Auswirkungen erschienen im Hintergrundpapier „Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014“ (THRÄN u. a., 2014).

5.1 Ungenutzte Potenziale

Basis für die energetische Nutzung von Biomasse muss das verfügbare Potenzial sein. Das gegenwärtige technische Biogaspotenzial in Deutschland beträgt ca. 357 PJ (Stand 2012). Das Potenzial setzt sich zu 69 % aus Energiepflanzen, zu 22 % aus tierischen Exkrementen (Gülle und Mist) sowie zu 3 % aus industriellen Reststoffen und zu 6 % aus kommunalen Reststoffen zusammen. Das größte noch erschließbare Potenzial liegt mit 40 PJ/a im Bereich der tierischen Exkremente. Auch im Bereich der landwirtschaftlichen Reststoffe und Nebenprodukte wie Zwischenfrüchte und Stroh bestehen noch hohe ungenutzte Potenziale.

Eine Erschließung der vorhandenen Abfall- und Reststoffpotenziale, die im Aufkommen sehr heterogen verteilt sind, kann in der Regel aus technischer Sicht bei der Biogaserzeugung und entsprechend der regional verfügbaren Potenziale nur in Co-Fermentation erfolgen. Ebenso bei tierischen Exkrementen, diese besitzen eine geringe Energiedichte, so dass sie nicht alleine ökonomisch sinnvoll vergoren oder über weite Distanzen zu zentralen Anlagen transportiert werden können.

Wenn die Erschließung dieser Reststoffe erfolgen soll, sollten die relevanten Einsatzstoffe wie Reststoffe aus der Landwirtschaft (z. B. Wirtschaftsdünger, Stroh, Rübenblatt, Zwischenfrüchte, Feldgemüsereste, Landschaftspflegematerial), für die keine zusätzlichen Anbauflächen benötigt werden, eine für die Erschließung und Bereitstellung kostendeckende Vergütung erhalten. Im EEG-2012 waren diese Stoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse II zugeordnet. Im EEG-2014 erhalten diese Reststoffe keine gesonderte Vergütung. Dies hat nicht nur zur Folge, dass diese Reststoffe nicht voll erschlossen werden, auch die Erschließung von tierischen Exkrementen wird nicht ausgereizt, da die notwendigen Co-Substrate nicht verfügbar sind.

5.2 Technologieentwicklung

Bis auf wenige Technologiebereiche, im Bereich Bioabfallvergärung und Güllekleinanlagen, wird kein weiterer Ausbau stattfinden. Damit werden nicht nur die anvisierten Biomassen im Abfall- und Reststoffsektor nicht vollständig erschlossen, sondern es wird auch die Weiterentwicklung der Technologielinien abgebrochen. Kontinuierliche Technologieentwicklung und -perspektiven sind jedoch für Effizienzverbesserungen der bestehenden Anlagen notwendig. Dann können bei gleichbleibendem Rohstoffeinsatz höhere Strom- und Wärmemengen erzeugt werden.

Die Technologie zur Biogasbereitstellung hat in den letzten Jahren eine kontinuierlich steigende Verfügbarkeit der Technologie erreicht. Dies lässt sich an hohen Betriebs- und Volllaststundenzahlen im Bestand erkennen. Diese hohe Verfügbarkeit und Verlässlichkeit ist Voraussetzung für Konzepte, die auf eine bedarfsangepasste Bereitstellung von Energie abzielen. Biogasanlagen besitzen mit kleineren Anpassungen im Betrieb grundsätzlich die Möglichkeit, bedarfsgerecht Energie zu produzieren. Stetig

steigende Zahlen im Flexibilisierungsmarkt zeigen dies. Hier ist Kontinuität in den gesetzlichen Regelungen notwendig, um die positive Entwicklung fortzuführen.

Zusätzlich befinden sich Biomassevergaseranlagen im kleinen Leistungsbereich von 30 bis 150 kW_{el} mit über 100 neu installierten Anlagen in den letzten beiden Jahren auf dem Weg zum Marktdurchbruch. Diese hocheffizienten KWK-Anlagen mit einem Netto-Gesamtanlagenwirkungsgrad größer 75 % weisen zudem aufgrund systematischer Weiterentwicklung eine jährliche Verfügbarkeit von über 8.000 Volllaststunden pro Jahr auf. Aufgrund der lokalen Einbindung in Wärmenetze ist eine nahezu vollständige Nutzung der Wärme bei gleichzeitig an der Stromnetzstabilität orientierten Stromproduktionszeiten möglich. Mittelfristig bietet sich durch die flexible und bedarfsgerechte Stromproduktion die Chance im kleinen und mittleren Leistungsbereich bestehende Heizwerke auf Biomassebasis abzulösen und einen deutlichen Mehrwert aus dem gleichen Biomasseeinsatz zu generieren. Hierzu sind jedoch geeignete politische Rahmenbedingungen erforderlich, um eine weitere Verbreitung der Anlagen zu ermöglichen und damit die positiven Effekte der Biomassevergaseranlagen auf die Systemintegration der Erneuerbaren Energien auszuschöpfen.

5.3 Hemmnisse der Weiterentwicklung des Anlagenbestandes

Durch die Absenkung der Vergütung und die Neuregelungen des EEG-2012 wurde die Erweiterung von Bestandsanlagen in vielen Fällen attraktiv. Mit der Erweiterung wurden zum Teil die erhöhten Anforderungen des EEG-2012 umgangen. Zur Beschränkung der Kosten und nachhaltigen Weiterentwicklung des Anlagenbestandes hatte das DBFZ in seinem für die Bundesregierung erstellten „wissenschaftlichen Bericht zum EEG-Erfahrungsbericht“ (Vorhaben Ila Biomasse) eine Beschränkung der Stromerzeugung von Bestandsanlagen vorgeschlagen. Die Beschränkung sollte jedoch die Möglichkeiten der Effizienzsteigerung von Bestandsanlagen beinhalten und somit zusätzlich zur Höchstbemessungsleistung einen Effizienzzuschlag in Höhe von max. 20 % der bisher höchsten Bemessungsleistung beinhalten.

Die umgesetzte Regelung im EEG-2014 mit der Begrenzung auf die bisherige Höchstbemessungsleistung, ohne Effizienzzuschlag, ist aus verschiedenen Gründen kritisch zu betrachten. Durch die absolute Begrenzung der Anlagen können auch solche Anlagen von der Regelung betroffen sein, die ohne bauliche Veränderung der Anlage eine höhere Effizienz erreichen, d.h. die bisherige Auslastung der Anlage – auch ohne höheren Substrateinsatz steigern und die Volllaststundenzahl je Jahr steigern könnten. Daher kann die Regelung als weitreichender Eingriff in den Bestandsschutz gewertet werden.

Für Anlagenbetreiber besteht in der Folge nun ein geringer Anreiz für weitere Optimierungen der Anlagen. Eine Substratreduzierung und die damit verbundenen Einsparungen auf der Ausgabenseite können zum Teil attraktiv sein. Bei einer entsprechenden Effizienzsteigerung der Gesamtanlage bedeutet dies jedoch, dass einzelne Anlagenbestandteile ineffizienter genutzt werden müssen. Die Weiterentwicklung und Effizienzsteigerungen des Anlagenbestandes, besonders in Richtung Flexibilisierung, werden mit der angestrebten Regelung beschränkt.

Weiter ist der Bezug der Höchstbemessungsleistung auf die Anlage nicht eindeutig. Beim Umbau (von Pflanzenöl-BHKW auf Biomassevergaser) oder beim (räumlichen) Versetzen einer Anlage (Satelliten-BHKW) von BHKW können sich Probleme ergeben, da Inbetriebnahme der Anlage und des Generators

nicht identisch sind. So ist offen, ob die höchste jemals erreichte Bemessungsleistung des BHKW oder der Anlage nach Umbau heranzuziehen sind.

5.4 Biomethan

Mit der Novellierung 2014 wurde der Gasaufbereitungs-Bonus für die Verstromung von Biomethan ersatzlos gestrichen. Durch die, gegenüber dem EEG-2012, deutlich niedrigeren Vergütungssätze (Streichung der Einsatzstoffvergütung, Streichung des Gasaufbereitungs-Bonus) wird für die Stromerzeugung aus Biomethan erwartet, dass der Einsatz von Biomethan in neuen KWK-Anlagen nicht mehr wirtschaftlich realisierbar ist. Damit wird eine Technologie aufgegeben, die Biogas im höchsten Maße flexibel einsetzbar macht – und das obwohl die Technologie in den letzten Jahren eine beachtliche Entwicklung gezeigt hat.

Für die Biomethan-Bestandsanlagen ist die Regelung des § 5 EEG-2014 problematisch, da sich hier die Situation etwas anders als bei Vor Ort Verstromungsanlagen darstellt. Im Falle des Austausches eines BHKW, welches Biomethan verwertet, wird auch das zugrundeliegende EEG mit getauscht. Damit führt der Austausch eines BHKW zu einer Vergütung nach EEG-2014, wodurch NawaRo-basiertes Biomethan nicht mehr kostendeckend in BHKW vermarktet werden kann.

Aufgrund fehlender Rentabilität bei neuen Biomethan-BHKW können keine neuen Standorte erschlossen werden. Durch diesen Eingriff muss in den kommenden Jahren mit rückläufigen Vermarktungsmöglichkeiten für KWK-Biomethan mit Insolvenzen von Bestands-Aufbereitungsanlagen gerechnet werden.

Mit den Neuregelungen für das EEG 2014 wird der weitere Ausbau der Bioenergie zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion in Deutschland zum Stillstand kommen.

Außerdem werden für Bestandsanlagen Fehlanreize gesetzt, die zum einen Mehrkosten für die EEG-Umlage mit geringem Mehrwert bedeuten würden. Zum anderen werden mit den Regelungen zur Begrenzung der Stromerzeugung von Bestandsanlagen Effizienzsteigerungen für die bestehenden Bioenergieanlagen verhindert sowie die Fortführung der Stromerzeugung aus Biomethan aus bereits installierten Aufbereitungskapazitäten erschwert.

5.5 Ausblick

Bioenergie ist ein wichtiger Baustein im derzeitigen und zukünftigen System der Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien. Mit der seit 2012 beginnenden Ausrichtung zur zunehmenden Flexibilisierung und bedarfsgerechten Bereitstellung kann Bioenergie zukünftig einen Teil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie ausgleichen. Durch ihre Regelbarkeit kommt der Bioenergie eine besondere Bedeutung zu, sie nimmt dadurch eine Vorreiterrolle im Energiesystem ein.

Für die Weiterentwicklung des Anlagenbestandes in Richtung Flexibilisierung und Effizienzsteigerung werden jedoch Zeit, geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen und kontinuierliche Forschungsarbeiten benötigt.

Es ist zu betonen, dass eine Begrenzung der Erzeugungsleistung ein geeignetes Steuerinstrument sein kann, wenn die Grundlage für den Anlagenneubau gegeben ist. Nach den Regelungen des EEG-2014 wird der Ausbaupfad von 100 MW/a sehr wahrscheinlich nicht erreicht, da Rest- und Abfallstoffe in diesem Umfang nicht mobilisiert werden können. Sowohl von Seiten der Rohstoffverfügbarkeit als auch unter Kostenaspekten stellt der jährliche Zubau in der Größenordnung von 100 MW/a eine moderate Größe dar – für den Technologieerhalt ist dieser Anlagenneubau unverzichtbar. Nur die Rücknahme der starken Vergütungseinschnitte in Kombination mit einem, an die künftige Rolle der Stromerzeugung aus Biomasse, angepassten Rahmen kann diesen politischen Zielbereich mit Leben füllen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Entwicklung der installierten Leistung in möglichen Entwicklungspfaden für Bioenergie.....	5
Abbildung 3-1	Biogasanlagenentwicklung in Deutschland 2000 - 2013 (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und gesamte installierte elektrische Anlagenleistung), ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Stand Mai 2014	13
Abbildung 3-2	Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität (Rohgas) von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 2006 - 2013 (kumuliert) (FRAUNHOFER IWES, 2014)	16
Abbildung 3-3	Massebezogener Substrateinsatz in Biomethan- und Biogasanlagen in 2012, (DBFZ gGMBH, 2013)	17
Abbildung 3-4	Massebezogener Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biomethan- und Biogasanlagen in 2012, (DBFZ gGMBH, 2013).....	18
Abbildung 3-8	Anlagenanzahl und installierte elektrische Bruttoleistung der in Betrieb befindlichen und *prognostizierten EEG-fähigen Biomasse-HKW (DBFZ, Stand Mai 2014 – ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW _{el} , Kraftwerke mit Biomasse-Mitverbrennung und den nicht nach EEG vergüteten Anteil der Papier- und Zellstoffindustrie; Angaben basierend auf der Biomasse-HKW-Datenbank des DBFZ sowie Annahmen bzgl. des Zubaus an Holzvergaseranlagen).....	19
Abbildung 3-9	Brennstoffeinsatz in Biomasse-HKW (links) und Holzvergaseranlagen (rechts); Daten beziehen sich auf das Betriebsjahr 2013 (laut DBFZ-Betreiberbefragung 2014)	21
Abbildung 3-10	Entwicklung Anlagenbestand Pflanzenöl BHKW 2006 bis 2014 nach Größenklasse und Anlagenstatus sowie in Betrieb befindlicher installierter elektrischer Leistung insgesamt	23
Abbildung 3-11	Entwicklung des Brennstoffverbrauchs insgesamt in BHKW mit biogenen Flüssigbrennstoffen in Deutschland (DBFZ gGMBH, 2013).....	24
Abbildung 9-1	Angepasste Flexibilitätsprämie am Beispiel einer Anlage mit 1 MW installierter Leistung und einer durchschnittlichen Vollaststundenzahl in den letzten 3 Kalenderjahren von 6 000 (Korrekturfaktor 1,46).....	38
Abbildung 9-2	VDI 3475 T4, Methanpotenzial von Gärresten bei 20 - 22 °C in Abhängigkeit von der Verweilzeit.....	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	EEG-Vergütungssätze 2000 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG).“, 2000) ¹	6
Tabelle 2-2	EEG-Vergütungssätze 2004 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG).“, 2004) ¹	7
Tabelle 2-3	EEG-Vergütungssätze 2009 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG).“, 2009) ¹	8
Tabelle 2-4	EEG-Vergütungssätze 2012 („Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG).“, 2012) ¹	10
Tabelle 2-5	EEG-Vergütungssätze 2014 (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014)) ¹	12
Tabelle 3-1	Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) in Deutschland, differenziert nach Anlagenzahl, installierter elektrischer Anlagenleistung und mittlerer Anlagenleistung zum Stand 31.12.2013 (DBFZ-Befragung der Länderinstitution 2014) (BERG, 2014; DAHLHOFF, 2014; DBFZ GGMBH, 2014; FIDDECKE, 2013a; VON FRANCKEN-WELZ, 2014; LFL, 2014; LÜHRS, 2014; PLAGEMANN, 2014; REINHOLD, 2014; SACCA, 2014; VIBE, 2014; ZSCHOCHÉ, 2014)	15
Tabelle 3-2	Verteilung der in Betrieb befindlichen Biomasse-HKW und Holzvergaseranlagen in Deutschland, differenziert nach Anlagenanzahl, installierter elektrischer Anlagenleistung und mittlerer Anlagenleistung zum Ende des Jahres 2013 (auf Basis der Biomasse-HKW-Datenbank sowie Schätzungen des Bestands an Holzvergaseranlagen auf Basis der Befragung der Holzvergaserhersteller 2013 und 2014 für den Anlagenbestand)	20

Literatur- und Referenzverzeichnis

AGEE-STAT: Erneuerbare Energien 2011, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Vorläufige Angaben. Berlin, 2012

AGEESTAT: Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung: Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik, 2013

AGEE-STAT: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2013)

BERG, ERNST: Biogas- und Biomethananlagen Baden-Württemberg 2013.

BLE: Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012, 2. Auflage, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2013)

BMW: Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2014

BNETZA: Biogas - Monitoringbericht 2013 : Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013

DAHLHOFF, ARNE: Entwicklung Biogasanlagen 2013 in NRW.

DBFZ GGBMH: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG (Endbericht). Leipzig, 2011

DBFZ GGBMH: Betreiberbefragung Bioenergieanlagen 2007-2012.

DBFZ GGBMH: Stromerzeugung aus Biomasse O3MAP250 - Zwischenbericht. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, 2014

FACHVERBAND BIOGAS E.V.: Branchenzahlen - Prognose 2013/2014 (2013)

FACHVERBAND BIOGAS E.V.: Kurzpapier. Vorschläge des Fachverbandes Biogas zur Umsetzung des Koalitionsvertrages 2013 und der Eckpunkte zur EEG-Reform (2014)

FIDDECKE, STEFFEN: Biogas 2012 - Hessen.

FIDDECKE, STEFFEN: hessenENERGIE Gesellschaft für rationelle Energienutzung mbH, Mitteilung vom 02.05.2013.

VON FRANCKEN-WELZ, HERBERT: Biogasanlagenbestand Rheinland-Pfalz 2013.

FRAUNHOFER IWES: Herstellerbefragung Biogasaufbereitungsanlagen 2012.

FRAUNHOFER IWES, DBFZ, FRAUNHOFER UMSICHT: Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring - BIOMON (unveröffentlichter Abschlussbericht). Kassel, Leipzig, Oberhausen : BMU, 2013

LFL: Biogas in Zahlen - Bayern zum 31.12.2013 (Stand 28.02.2014). München : Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), 2014

LÜHRS, THEO: Biogasanlagenbestand Niedersachsen 2013.

NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; SCHOLZ, YVONNE ; NAEGLER, TOBIAS: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“ : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012

PLAGEMANN, BIRGIT: Stand Biogasanlagen in Sachsen-Anhalt (2013) (2014)

REINHOLD, GERD: Statistik BGA Thüringen Stand 1.1.2014 (2014)

SACCÀ, NICOLA: Biogasanlagen Saarland (2014)

SCHEFTELOWITZ, MATTES ; THRÄN, DANIELA ; KRAUTZ, ALEXANDER ; DENYSENKO, VELINA ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; HILLEBRAND, KONRAD ; LENZ, VOLKER ; LIEBETRAU, JAN ; NAUMANN, KARIN ; U. A.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse : Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2014a

SCHEFTELOWITZ, M. ; DANIEL-GROMKE, J. ; DENYSENKO, V. ; HILLEBRAND, K. ; KRAUTZ, ALEXANDER ; LENZ, VOLKER ; LIEBETRAU, J. ; NAUMANN, K. ; ORTWEIN, ANDREAS ; U. A.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Stromerzeugung aus Biomasse. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2014b

THRÄN, DANIELA ; KRAUTZ, ALEXANDER ; SCHEFTELOWITZ, MATTES ; LENZ, VOLKER ; LIEBETRAU, JAN ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; ZEYMER, MARTIN ; NELLES, MICHAEL: Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014 Hintergrundpapier - überarbeitet am 31.03.2014, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (2014)

VIßE, CLAUDIA: Auswertung Biogasanlagen bis Genehmigungsdatum 31.12.2013 (2014)

ZSCHOCHÉ, EVELINE: Entwicklung Biogasanlagen in Sachsen 2013.

A 1 Handlungsempfehlungen

Die nachfolgenden Handlungsempfehlungen entstammen dem Bericht „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse“ aus dem Februar 2014 (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014a)

Das DBFZ gab mit dem Zwischenbericht zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG folgende Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des EEG. Ziel war vor allem eine Kostenstabilisierung der EEG-Vergütung, um einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage entgegenzuwirken. Dazu sollte weiterer maßvoller Zubau von Neuanlagen, wie bereits im EEG-2012, erfolgen. Zudem sollten Erweiterungen der bestehenden Anlagen begrenzt werden.

Die Handlungsempfehlungen des DBFZ zur Weiterentwicklung der Förderung von Bioenergie zur Strombereitstellung (insbesondere im Rahmen des EEG) fokussierten sich auf nachfolgende Punkte.

- Kostenstabilisierung der Vergütung aus EEG-2004 und 2009

Altanlagen, die nach dem EEG 2000, 2004 und 2009 vergütet werden genießen Bestandsschutz. Ein großer Teil des Leistungszubaus in 2012 und 2013 erfolgte durch Anlagenerweiterung von Bestandsanlagen. Die Kosten die aus Bestandsanlagen resultieren müssen für die nächsten Jahre kalkulierbar sein. Die Handlungsempfehlungen dienen der Kostenstabilisierung und Schaffung von Rechtssicherheit bei Altanlagen.

- Einschätzung der seit 2012 geltenden Vergütungsregelungen

Die mit dem EEG 2012 eingeführte neue Vergütungssystematik hat wesentliche Defizite des EEG 2009 behoben und hat sich in der Praxis bewährt. Durch die Vergütungsreduktionen wurde der Zubau wesentlich verlangsamt.

- Einschätzung der Vergütungsregelung des EEG-2014, Weiterentwicklung
- Regelungsbedarf außerhalb des EEG

Das EEG hat vorrangig die Aufgabe den Vorrang der Einspeisung der Erneuerbaren Energien sicherzustellen. Nicht alle Auswirkungen der Nutzung von Bioenergie lassen sich über das EEG steuern. Daher betreffen einige der Handlungsempfehlungen das Fach- und Genehmigungsrecht, wo der Gesetzgeber teilweise effizienter und gezielter steuern kann.

A 1.1 Regelungsbedarf für Bestandsanlagen im EEG-2004, EEG-2009, EEG-2012

A 1.1.1 Anlagen- und Inbetriebnahmebegriff

Aufgrund der vielschichtigen Probleme sollte für Bioenergie ein eigenständiger Anlagenbegriff erarbeitet werden. Auch das Urteil des BGH zugunsten des weiten Anlagenbegriffs löst nicht alle Probleme, die in der Praxis bestehen.

Grundsätzlich müssen bei einer Neuregelung des Anlagen- und Inbetriebnahmebegriffs mehrere Punkte beachtet werden.

Der Anlagenbegriff muss:

- Anlagenbetreibern Rechtssicherheit für eine Leistungserhöhung für eine bedarfsgerechte Erzeugung geben,
- einen möglichen Missbrauch von „wandernden BHKWs“ verhindern,
- Effizienzsteigerungsmöglichkeiten einräumen und
- Bestandsanlagen ohne bauliche Veränderungen neutral begegnen.

Das DBFZ hat einen Vorschlag zu einer Neuregelung erarbeitet, der diese Punkte berücksichtigt.

Anlagenbegriff

Eine Anlage soll durch ihren Standort und nicht durch den Generator bestimmt werden. Rein technisch gesehen, ist es in der Regel relativ eindeutig, was eine Anlage ist. Die derzeit bestehenden unterschiedlichen Auslegungen des Anlagenbegriffs dienen häufig dem Versuch der Optimierung der Vergütung. Der BGH hat sich in seinem Urteil zum Anlagenbegriff für die weite Auslegung des Anlagenbegriffs ausgesprochen und bezieht sich dabei darauf, dass alles, was eine technisch funktionale Einheit bildet als eine Anlage anzusehen ist. Der Generator, auf den derzeit die Anlage und die Vergütung abgestellt werden, ist jedoch nur ein Teil dieser funktionalen Einheit. Da der Generator bei Biogasanlagen bzw. im erweiterten Sinne das BHKW - an das der Generator angeschlossen ist - eine wesentlich kürzere Lebensdauer als die Anlage an sich besitzt, muss dieser während des 20jährigen Vergütungsanspruchszeitraumes mehrmals getauscht werden. Das BHKW stellt dabei im Gegensatz zu anderen Anlagenkomponenten, wie den Fermenter, eine flexible Einheit dar, die problemlos versetzt werden kann. Diese Versatzmöglichkeit führte in der Praxis zum Problem des „wandernden BHKW“. Beim wandernden BHKW werden neue Anlagenstandorte mit Alt-BHKW in Betrieb genommen, um sich den Vergütungsanspruch zur Erstinbetriebnahme des BHKWs zu sichern. Hierdurch wurden neue Anlagenstandorte, vornehmlich Satelliten-BHKW und Biomethan-BHKW mit Vergütungsanspruch nach dem EEG-2009 oder der Vorjahre in Betrieb genommen. Die neue Definition des EEG-2012 reichte leider nicht aus, um dieses Problem in Gänze zu lösen. Durch diese Auslegung ist es zum Teil schwierig den Neubau bzw. die Neuerschließung von Anlagenstandorten zu bestimmen.

Aus Sicht des DBFZ sollte daher bei einer Neuregelung des Anlagenbegriffs auf den Anlagenstandort und der damit verbundenen technisch funktionalen Einheit und nicht auf den Generator abgestellt werden. Der Vorschlag gliedert sich wie folgt.

Allgemeine Begriffsdefinition

Mit der Einführung der Regelung gilt für alle Anlagen, die im Rahmen des EEG Strom aus Biomasse einspeisen oder einspeisen werden, nicht mehr der Generator als bestimmendes Element für die Definition einer Anlage sondern der Anlagenstandort, der zur Stromerzeugung aus Biomasse dient. Zum Anlagenstandort werden unabhängig der Eigentumsverhältnisse alle technischen und funktionalen Einrichtungen hinzugezählt, die durch Leitungen, mit Ausnahme von Leitungen, die zur Einspeisung in das Erdgasnetz dienen, miteinander verbunden sind und für den Betrieb der Anlage benötigt werden. Zu den technisch und funktional notwendigen Einrichtungen zählen, am Beispiel Biogas, alle Fermenter, Siloplaten, Gärrestlager, Trafostationen, Einspeisepunkte, Betriebsgebäude und die Schaltzentrale. Nutzen BHKWs bzw. Generatoren eine gemeinsame technische oder funktionale Einrichtung oder befinden sie sich auf einem Grundstück, so sind diese als eine Anlage zusammenzufassen. Anlagenbestandteile, die ihr Gas aus einem Fermenter beziehen, welcher sich nicht in räumlicher Nähe befindet (Satelliten-BHKW), sind dem Anlagenstandort zuzurechnen und sollten als Außenstandorte bezeichnet werden.

Übergangsbestimmungen Bestandsanlagen

Bestandsanlagen, die einen rechtsgültigen Vergütungsanspruch besitzen, erhalten für diese Anlage einen EEG-Anlagenstandort zugesprochen, unabhängig davon, ob diese eine gemeinsame technische und funktionale Einrichtung nutzen. Bei Bestandsanlagen ist entsprechend der bisherigen Auslegung des BMU, welche im weiteren Sinne auch vom BGH bestätigt wurde, dem weiten Anlagenbegriff zu folgen. D.h. alle Anlagen, die ihr Biogas, welches nicht auf Erdgasqualität aufbereitet wurde, aus einem Fermenter erhalten und sich in räumlicher Nähe befinden, sind als eine Anlage zu werten. Satelliten-BHKW (Außenstandort) sind als eigenständige Anlagen zu werten und entsprechend EEG-2000 bis EEG-2009 als eigenständig zu vergüten bzw. nach EEG-2012 für die Vergütungsberechnung zusammenzufassen.

Aus dieser Regelung kann sich ergeben, dass mehrere bestehende EEG-Anlagen einem Anlagenstandort zugewiesen werden. Die Haupt- und Außenstandorte behalten ihren bisherigen Vergütungsanspruch. Die Regelung stellt somit sicher, dass kein rückwirkender Eingriff auf Bestandsanlagen erfolgt.

Die Erweiterung einer Anlage ist einem konkreten Anlagenstandort zuzuweisen. D.h. besitzen Haupt- und Außenstandort verschiedene Vergütungsansprüche, so ist die Erweiterung einer Anlage einem der Teilstandorte eindeutig zuzuordnen. Es können keine neuen Teilstandorte generiert werden.

Inbetriebnahmebegriff

Die Inbetriebnahme wird künftig durch die erstmalige Stromerzeugung aus Biomasse am Anlagenstandort, nicht durch den erstmaligen Betrieb des Generators, bestimmt. Das Inbetriebnahmedatum einer Bestandsanlage geht mit dieser Neuregelung vom Generator auf den Anlagenstandort über. Hierdurch wird der mögliche Missbrauch des wandernden BHKWs (Neuinbetriebnahme einer Anlage mit alten Vergütungssätzen) unterbunden. Für Neuanlagen gilt als Inbetriebnahmedatum die erstmalige Stromerzeugung aus Biomasse am Anlagenstandort. Jeder Anlagenstandort kann nur ein Inbetriebnahmedatum besitzen. Es sei denn, dass an einem Anlagenstandort für mehrere Anlagen (Haupt- und Außenstandort) ein rechtsgültiger

Vergütungsanspruch besteht (siehe oben). In diesem Fall bestehen weiterhin mehrere Teilanlagen an einen Anlagenstandort und der Anlagenstandort besitzt mehrere Inbetriebnahmedaten. Wird ein BHKW an einen neuen Standort versetzt, so verbleibt das Inbetriebnahmedatum am bisherigen Anlagenstandort. Am neuen Standort entsteht eine neue Anlage mit neuem Inbetriebnahmedatum. Wird der vorherige Anlagenstandort nachweislich stillgelegt, so kann die Anlage das Inbetriebnahmedatum an einen neuen Standort mitnehmen.

A 1.1.2 Landschaftspflegebonus (Landschaftspflegemais)

Die Auslegung der Clearingstelle zum Landschaftspflegebonus lässt einen Interpretationsspielraum zu. In der Folge konnte durch die Durchführung von Agrarumweltmaßnahmen, wie der Ausbringung von Gülle mit dem Schleppschlauch, dem Anlegen von Untersaaten etc., der Bonus für den auf dieser Fläche angebauten Mais geltend gemacht werden (Landschaftspflegemais). Da die durchgeführten Agrarumweltmaßnahmen bereits über die Agrarumweltprogramme vergütet werden, entstehen für den Anlagenbetreiber kaum Zusatzkosten, jedoch um 2 ct/kWh höhere Erlöse.

Durch den Verweis auf die Definition von Landschaftspflegematerial gemäß der Biomasseverordnung in der am 31.07.2014 geltenden Fassung im EEG-2014 sollte diese Auslegung künftig nicht mehr möglich sein.

A 1.2 Einschätzung Vergütungsregelungen des EEG-2012

A 1.2.1 Vergütungsstruktur

Die Vergütungssystematik hatte sich nach anfänglichen Problemen in der Praxis etabliert und bewährt. Sie gestattete die weitere Erschließung der noch verfügbaren Substrate in standortoptimierten Anlagenkonzepten, ohne den bestehenden Anlagenbestand durch Marktverwerfungen grundlegend zu beeinträchtigen. Das Ziel, die Überförderung zu beseitigen, wurde mit den Regelungen des EEG 2012 erreicht.

Flexibilitätsprämie

Zum derzeitigen Zeitpunkt befinden sich mehr als 2.500 EEG-Anlagen in der Flexibilitätsprämie (Stand 12/2014). Hierdurch werden die bisherigen Erfahrungen bestätigt, dass die Flexibilitätsprämie als Instrument eine gewisse Vorlaufzeit benötigte. Zur Reduktion von Rechtsunsicherheiten sind neben der Klärung des Anlagenbegriffs verschiedene Anpassungen notwendig. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass die Kosten zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebes derzeit nur schwer durch Effizienzgewinne und Markterlöse gedeckt werden können. Eine Flexibilisierung der Anlagen rentiert sich daher in erster Linie, wenn Ersatzinvestitionen anstehen.

A 1.2.2 Regelungsbedarf zur Wärmenutzung für Bestandsanlagen

Organic-Rankine-Cycle und Kalina-Prozess

In Anlage 2, Punkt 3 Anstrich i, des EEG 2012 werden der Organic-Rankine-Cycle und der Kalina-Prozess unter bestimmten Bedingungen als anerkannte Wärmenutzung aufgenommen. Hier gab es in

der Vergangenheit wiederholt heftige Diskussionen um die Auslegung mit zum Teil gravierenden Auswirkungen in Bezug auf die Gesamtvergütung der Stromerzeugungsanlage. Um hier für eine Klarstellung zu sorgen und gleichzeitig den Weg für hohe elektrische Gesamtnutzungsgrade offen zu halten, wird vorgeschlagen, Nachverstromungstechnologien entsprechend der weiten Auslegung des Anlagenbegriffs als einen Teil der Anlage zu sehen. Demnach werden alle an einem Standort nacheinander geschalteten Verstromungseinheiten als eine Anlage betrachtet. Als nutzbare Wärme ist die summierte Wärmeabgabe aller Komponenten abzüglich der Wärme, die zur „internen“ Nachverstromung eingesetzt wird, anzusetzen. Da die Nachverstromungstechnologie Teil der Gesamtanlage ist, ist diese von der Positivliste zu streichen. Der nachträgliche Zubau von Nachverstromungsanlagen an eine bestehende Verstromungsanlage sollte nicht als Einzelanlage gewertet werden und bedingt damit auch in Bestandsanlagen nicht die Anwendung von möglichen Technologie-Boni.

Für die Erfüllung der Wärmenutzungspflicht sollte ausschließlich der Bezug auf die aus der Gesamtanlage abgebbare Wärme relevant sein.

A 1.2.3 Flexibilitätspremie für Bestandsanlagen

Eine Lastverlagerung zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energien wird aufgrund von fehlenden Börsenpreisdifferenzen derzeit vom Markt nicht angereizt. Dieses Problem betrifft sowohl flexible fossile Kraftwerke, Speicher als auch regelbare erneuerbare Energien. Unter anderem aus diesem Grund wird die Einführung von Kapazitätsmärkten für fossile Erzeugungsanlagen gefordert.

Die Flexibilitätspremie reizte im Rahmen des EEG-2012 bereits den Kapazitätszubau von Biogasanlagen an. Die Umsetzung von Konzepten zur Inanspruchnahme der Flexibilitätspremie benötigt jedoch einige Zeit. Bei der Leistungserweiterung sind hierbei neben den Kosten für das BHKW, Kosten für die Erhöhung der Einspeiseleistung (Trafo) und ggfs. sogar Kosten und Zeit für Erschließung eines neuen Netzverknüpfungspunktes zu berücksichtigen. Bei der Erweiterung der Gasspeicherkapazitäten kann die Anlage ggfs. in die Störfallverordnung fallen oder zunächst durch genehmigungsrechtliche Auflagen eine Beschränkung besitzen. Auch die gesamttechnische Einbindung der neuen Komponenten benötigt einige Zeit, sodass die Umsetzungszeiträume nach derzeitigem Kenntnisstand bei über einem Jahr liegen. Besonders der nicht geklärte Anlagenbegriff ist ein wesentliches Hemmnis. Nach Rückmeldung von Umweltgutachtern stieg die Nachfrage nach Gutachten für die Inanspruchnahme der Flexibilitätspremie bis 31.07.2014 stark an.

Ausweitung der Flexibilisierung auf Festbrennstoffe für Bestandsanlagen

Die Ausweitung der Flexibilitätspremie des EEG-2012, bzw. der Flexibilitätspremie für Altanlagen nach § 54, EEG-2014 auf Bestands-Festbrennstoffanlagen wird als sinnvoll erachtet.

Da diese Bestandsanlagen sehr heterogene Vollaststunden besitzen, sollte für diese eine angepasste Flexibilitätspremie eingeführt werden, um mögliche Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Bei der angepassten Flexibilitätspremie sollte daher der anzusetzende Korrekturfaktor sich aus dem Durchschnittswert der Bruttostromerzeugung der letzten drei Kalenderjahre ergeben. Wie in Abbildung 5-1 aufgezeigt, ergibt sich für eine Bestandsanlage mit einer installierten Leistung von 1 MW_{el} und Inbetriebnahmedatum 2008, die in den letzten 3 Kalenderjahren mit durchschnittlich 6 000

Volllaststunden betrieben wurde, ein Korrekturfaktor von 1,46. Das bedeutet, dass die Anlage ab einem Betrieb von unter 4 800 Volllaststunden einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erhalten würde. Wird die Anlage künftig mit 4 000 Volllaststunden betrieben, so ergibt sich eine Flexibilitätsprämie in Höhe von rund 43 000 Euro/a. Durch die geringere Auslastung der Anlage steigt, entsprechend der größengestaffelten Vergütungsdegression, die Vergütung der Anlage von 16,7 ct/kWh auf 18,2 ct/kWh. Da davon auszugehen ist, dass der Betrieb eher in den Sommermonaten (April bis September) reduziert wird, wird die Einspeisung der Anlagen in Monaten mit hohen Differenzkosten für die EEG-Umlage (Basis 2013) reduziert. Wird dieser Effekt miteinbezogen, ergibt sich, trotz der Kosten für die Flexibilitätsprämie, für die flexibilisierte Beispielanlage eine Reduzierung der EEG-Differenzkosten von rund 211 000 Euro pro Jahr.

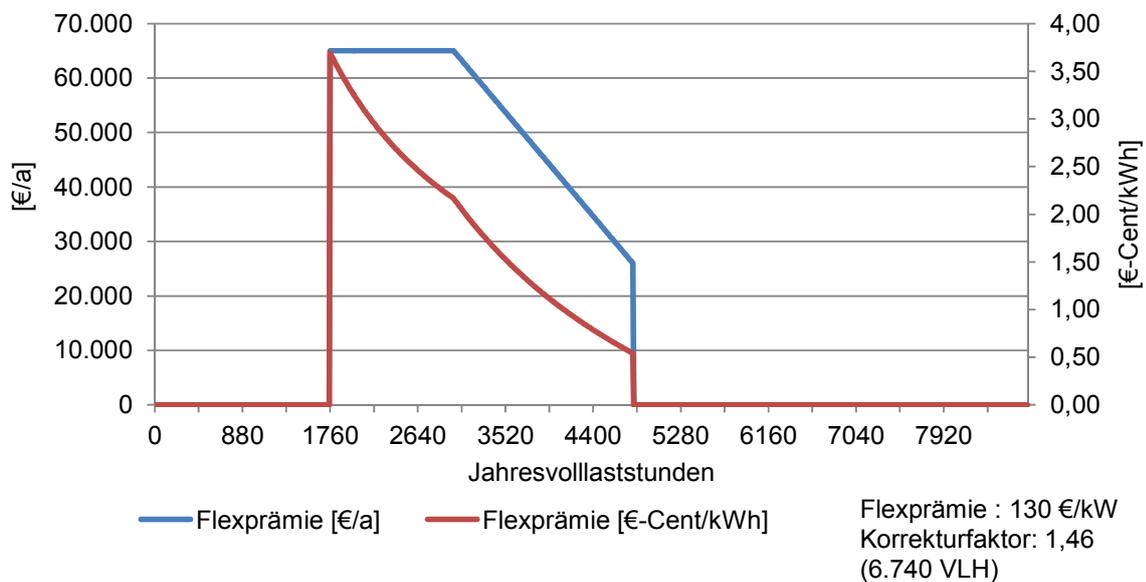


Abbildung 5-1

Angepasste Flexibilitätsprämie am Beispiel einer Anlage mit 1 MW installierter Leistung und einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl in den letzten 3 Kalenderjahren von 6 000 (Korrekturfaktor 1,46)

A 1.3 Einschätzung der Vergütungsregelung für das EEG-2014, Weiterentwicklung

A 1.3.1 § 45 Bioabfallanlagen

Die Vergütung für Abfallanlagen sollte beibehalten werden, um die im EEG angestrebte Erschließung von Abfallstoffen zu erreichen. Dies wurde mit der Novellierung 2014 entsprechend umgesetzt

A 1.3.2 Degression Vergütung Güllekleinanlagen

In der Praxis hat sich gezeigt, dass mit einer Vergütung von 25 ct/kWh (Anfangsvergütung im EEG-2012) nur an optimalen Standorten und mit hoher Eigenbeteiligung der Betreiber Anlagen zu realisieren sind. Bei weiteren Degressionen der Vergütung ist anzunehmen, dass diese Anlagenkategorie nicht mehr rentabel ist und somit nicht mehr gebaut wird. Die Vergütung sollte daher bei 23,73 ct/kWh festgesetzt werden. Geflügelmist wird derzeit nicht im Rahmen der 80 % Regelung in den Kleinanlagen

angerechnet. Es sprechen aktuell wenige Gründe dafür, das zu ändern. Begründet ist dies durch die derzeitige Verwertungspraxis. Geflügelmist wird häufig über betriebsfremde Flächen entsorgt. Der Geflügelproduzent zahlt dabei entweder Entsorgungskosten oder der Abnehmer zahlt einen der Düngewirkung entsprechenden Preis. Würde Geflügelmist eine höhere Vergütung im EEG erhalten, würde der Großteil der bisherigen Kosten für die Entsorgung durch das EEG vergütet.

A 1.3.3 Bilanzielle Aufteilung von Biomethan

Die Zulassung der bilanziellen Aufteilung von Biomethan wurde im Rahmen des EEG 2012 empfohlen, um Vereinfachungen im Biomethanhandel zu erreichen. Inwieweit die Zulassung der bilanziellen Teilbarkeit die schwierige Vermarktungssituation verbessert, kann derzeit nicht abgeschätzt werden. Aufgrund der verringerten Vergütung ist eine Neuinbetriebnahme von Biomethan-BHKW nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich. Mit der Novellierung des EEG-2014 wurde die bilanzielle Teilbarkeit für Biomethan zugelassen.

A 1.3.4 Technische Vorgaben nach § 9

Aktuelle Formulierung: „zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden“ (§6). Mit der Regelung zu einer zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtung („automatische Fackel“) sollen Methanemissionen vermieden werden, die während des Ausfalls der Hauptverbrauchseinrichtung (meist BHKW) auftreten könnten, wenn die Gasproduktion nicht schnell genug angepasst werden kann und die entstehenden Gasmengen nicht vom Gasspeicher aufgenommen werden können. Die derzeitige Formulierung ist technisch so unscharf, dass sie dieses Ziel nicht sicher bedient. Um das unkontrollierte Austreten von Biogas zu vermeiden, sind technische Lösungen notwendig, die eine umfangreichere Beschreibung (z.B. Gasdrucküberwachung, techn. Anforderungen an Fackeln, Anspringen der Fackel bei Überdrucksituationen im Gasspeicher) erfordern. Der Passus (§ 9, Absatz 4, Punkt 3) zur zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtung sollte im EEG gestrichen werden und stattdessen nach entsprechender Überarbeitung im Baugenehmigungsrecht oder der Biogasanlagenverordnung verankert werden.

A 1.3.5 Technische Spezifikationen nach § 6, EEG-2012 – 150-Tage-Regelung

Die 150-Tage-Regelung hat zum Ziel, klimawirksame Emissionen aus Gärrestlagern zu vermindern. Eine Ausnahme gilt ausschließlich für Gülle, wobei der TS Gehalt von 15 % nicht überschritten werden darf. Prinzipiell gilt beim Einsatz von Gülle oder Festmist, dass eine Vergärung die Situation per se verbessert, da diese andernfalls offen gelagert werden und damit Klimagase emittierten. Die Vergärung verringert den Anteil an abbaubaren Bestandteilen und damit das Emissionspotenzial. Wenn diese Argumentation der Grund für die Ausnahmeregelung für Gülle ist, dann sollten auch andere Ausgangsstoffe mit höheren TS-Gehalten (z.B. Festmist) berücksichtigt werden, da hier die gleichen Effekte zu verzeichnen sind.

Durch die bestehende Regelung entstehen folgende Effekte:

- Benachteiligung von Verfahren, die auf eine Verweilzeitverkürzung zur Effizienzsteigerung abzielen
- Unklarheiten bezüglich fester Gärreste sowie separierter Gärreste

- Benachteiligung von Anlagen mit hohem Gülleanteil
- Ausnahmeregelung bezieht sich ausschließlich auf Gülle bis max. 15 % TS Gehalt

Es wird daher vorgeschlagen, die Ausnahmeregelung für die 150-Tage-Regelung auf die Definition von Gülle nach § 27 b EEG-2012 (Gülle und Festmist, außer Geflügelmist) zu erweitern.

Zusammenfassend wird folgendes vorgeschlagen:

- Wenn alle Behälter (inkl. Lagerbehälter) gasdicht abgedeckt sind, sollte die 150-Tage-Regelung entfallen, da die Emissionsvermeidung in jedem Falle sichergestellt ist.
- Alternativ zur gasdichten Abdeckung kann nachgewiesen werden, dass das Restgaspotenzial im (offen) zu lagernden Gärrest einen festzulegenden Grenzwert nicht überschreitet.
- Bei bereits existierenden Gärrestlagern oder nicht am Standort zu bauenden Lagern sollten diese gasdicht abgedeckt werden oder es sollte bei der 150-Tage-Verweilzeit im gasdichten System nachgewiesen werden, dass das Restgaspotenzial im zu lagernden Gärrest eine festzulegenden Grenzwert nicht überschreitet.
- Für Anlagen mit einem Anteil von mehr als 80 % Gülle (inkl. Festmist, ohne HTK) sollte eine Verweilzeitregelung von 110 Tagen im geschlossenen System vorgesehen werden.
- Die Ausnahmeregelung für Anlagen, die nur Gülle einsetzen, sollte auf Festmist (ohne HTK) erweitert werden.
- Feste Gärreste aus der Garagenfermentation und separierte Gärreste sollten von der Verweilzeitregelung ausgenommen werden, wenn sie durch aerobe Nachbehandlung oder Trocknung nachweislich stabilisiert sind.

Benachteiligung von Verfahren, die auf eine Verweilzeitverkürzung zur Effizienzsteigerung abzielen

Die 150-Tage-Regelung fußt auf der VDI 3475 T4, in welcher die potenziellen Emissionen von Biogasanlagen auf Basis der in Abbildung 5-2 dargestellten Untersuchung abgeschätzt wurden. Es sei darauf hingewiesen, dass es keinerlei wissenschaftlichen Beleg für einen Zusammenhang dieser Messwerte und tatsächlich auftretenden Emissionen gibt, ebenso gibt es keine wissenschaftliche Begründung für die Wahl des Temperaturbereiches der Messungen (20-22 °C). Die Abbildung 5-2 verdeutlicht, dass viele Anlagen die von der VDI als Grenzwert formulierten 1 % (Neuanlagen) bis 1,5 % Restgaspotenziale (Bestandsanlagen) bei deutlich geringeren Verweilzeiten als 150 Tage realisieren können.

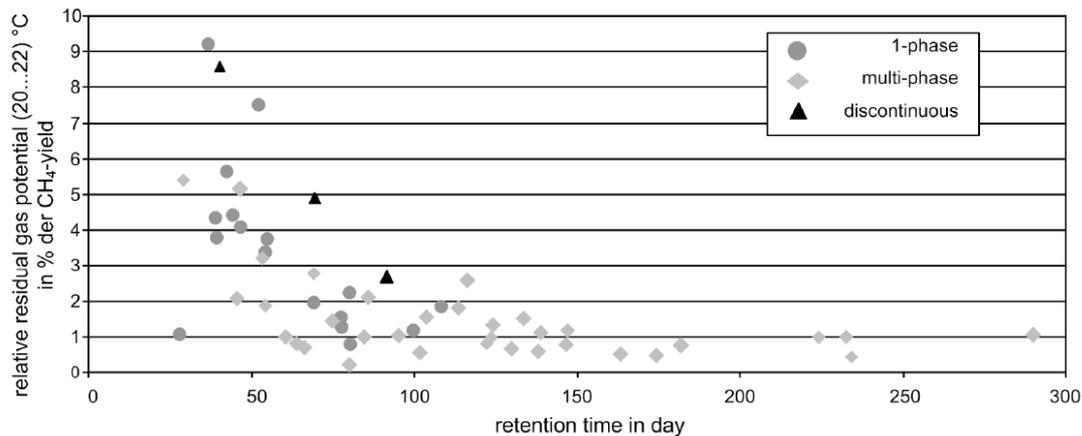


Abbildung 5-2

VDI 3475 T4, Methanpotenzial von Gärresten bei 20 - 22 °C in Abhängigkeit von der Verweilzeit

Durch die Festlegung der nachzuweisenden Verweilzeit von 150 Tagen wird zudem eine technische Entwicklung unterbunden, die auf eine Verringerung der Verweilzeiten bei erhöhter Gasproduktionsrate und auf eine Verringerung von gebautem Fermentervolumen und damit der Kosten abzielt. Die Formulierungen im EEG-2012 und der VDI Richtlinie „neu zu errichtendes Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung“ schließt die Fälle aus, in denen ein Gärrestlager bereits vorhanden ist oder extern gebaut werden soll. Dies ist denkbar bei Anlagen, die ein Güllelager aufweisen oder Biogasanlagen, die noch nicht gasdicht abgedeckte Gärrestlager besitzen und die Anlage erweitern wollen. Für diese Fälle ist richtigerweise eine Minimierung der Emissionen zu fordern. Die Minimierung der Emissionen wird durch die Festlegung des Verweilzeitkriteriums definiert (lange Verweilzeit, hoher Abbaugrad, geringes Emissionspotenzial). Diese Festlegung auf das Verweilzeitkriterium von 150 d allein wird allerdings nicht allen technischen Möglichkeiten zur Erreichung einer weitgehenden Ausfäulung gerecht. Durch den Einsatz von Desintegrationsverfahren zur Beschleunigung des Abbaus kann z.B. ein ähnlicher Effekt wie durch eine hohe Verweilzeit erzielt werden, leichtabbaubare Substrate erreichen u.U. bereits nach Verweilzeiten kleiner 150 Tage sehr gute Abbaugrade. Eine Gärrestbehandlung vor der Lagerung (z.B. Feststoffseparation) könnte ggf. zusätzlich einen Beitrag zur Reduktion des Emissionspotenzials leisten. Für eine abschließende Beurteilung dieser Maßnahmen bedarf es allerdings noch weiterer wissenschaftlicher Untersuchungen. Um den Anlagenkonzepten gerecht zu werden, sind mehrere technische Optionen zu ermöglichen.

Unstrittig ist, dass die einfachste und sicherste Lösung eine gasdichte Abdeckung ist. Diese Lösung sollte immer an erster Stelle stehen. Sind alle Behälter gasdicht abgedeckt, ist auch kein zusätzliches Verweilzeitkriterium notwendig, da die Emissionen bei der Ausbringung von kalten Gärresten gering sind. Für andere Anlagenkonzepte, insbesondere mit Gärrestseparation oder bei der Vergärung von schnell abbaubaren Substraten, sollte eine Bewertung des Restgaspotenzials zur Abschätzung der maximal möglichen Methanemissionen durch einen Umweltgutachter und die Festlegung einer Obergrenze ermöglicht werden, um den Sachverhalt konkreter zu fassen und weiteren technischen Entwicklungen Raum zu bieten.

Eine neue Regelung sollte enthalten:

- Gärrestlager sind gasdicht abzudecken und an die Gasverwertung anzuschließen. Sind alle Behälter gasdicht abgeschlossen und an die Verwertung angeschlossen, ist die 150-Tage-Regelung nicht verpflichtend.
- Alternativ zur gasdichten Abdeckung kann nachgewiesen werden, dass das Restgaspotenzial im (offen) zu lagernden Gärrest einen festzulegenden Grenzwert nicht überschreitet.
- Bei bereits existierenden Gärrestlager oder nicht am Standort zu bauenden Lagern sollten diese gasdicht abgedeckt oder es sollte bei der 150-Tage-Verweilzeit im gasdichten System nachgewiesen werden, dass das Restgaspotenzial im zu lagernden Gärrest einen festzulegenden Grenzwert nicht überschreitet.

Unklarheiten bezüglich fester Gärreste sowie separierter Gärreste

Die im EEG-2012 enthaltene Formulierung ist unscharf bzw. technisch nicht umsetzbar hinsichtlich der Gärreste, die bei der Garagenfermentation entstehen und vor allem für die bei einer fest-flüssig Trennung anfallenden separierten Feststoffe. In beiden Verfahrensvarianten wäre eine gasdichte Abdeckung technisch sehr aufwendig und wird daher praktisch nicht realisiert. Vor dem Hintergrund des Zieles der Emissionsvermeidung sollten alle Stoffe, die den gasdichten Bereich verlassen, emissionsarm gelagert werden. Dies kann bei Feststoffen durch eine Aerobisierung und eine nachgeschaltete Kompostierung bzw. eine Trocknung erreicht werden.

Für Feststoffe (Endprodukt Garagenfermenter oder Feststofffraktion aus Fest-Flüssigtrennung) sollte daher eine Stabilisierung der Gärreste oder eine aerobe Behandlung oder eine Trocknung vorgeschrieben werden. Die Verfahren sind mit technischen Bedingungen zu spezifizieren (z.B. Trockner: Energieverbrauch, Ammoniumrückgewinnung).

Benachteiligung von Anlagen mit hohem Gülleanteil

Die 150-Tage-Regelung benachteiligt insbesondere Anlagen mit hohen Gülleanteilen. Diese müssen aufgrund des geringeren Gaspotenzials von Gülle große Mengen an Substraten umsetzen und damit bei hohen Verweilzeitforderungen unverhältnismäßig hohen Reaktionsvolumina zur Verfügung stellen. Damit sind Anlagen mit steigenden Gülleanteilen schneller unwirtschaftlich als NawaRo basierte Anlagen.

Anlagen mit hohen Gülleanteilen könnten entsprechend mit einer Verkürzung der Verweilzeitregelung versehen werden. Hier könnte eine Absenkung der Verweilzeit im gasdichten System auf 110 Tage bei Anlagen mit einem Anteil von mehr als 80 % Gülle (inkl. Festmist) zur Anwendung kommen. Da der Einsatz von Gülle oder Festmist zur Emissionsvermeidung (aus der sonst üblichen offenen Lagerung) beiträgt, ist hier eine Absenkung der Verweilzeit auch gerechtfertigt.

A 1.3.6 Verpflichtende Direktvermarktung im EEG-2014

Zur weiteren Integration von erneuerbaren Energien, müssen diese auch Systemdienstleistungen, wie die Bereitstellung von Regelenergie übernehmen, um mit sinkendem Anteil der regelbaren fossilen Erzeugungseinheiten die Netzstabilität zu gewährleisten. Fossile Must-Run-Units, die aufgrund der

Bereitstellung von Systemdienstleistungen kontinuierlich betrieben werden, gilt es sukzessive abzulösen. Insbesondere deshalb, weil diese Anlagen auch bei einer geringen Bereitstellung von Systemdienstleistungen, aufgrund der Sicherstellung der Systemsicherheit, weitgehend komplett von möglichen Einspeisereduzierungen ausgenommen sind. Bioenergieanlagen bieten bereits heute Minutenreserve und Sekundärregelleistung an, wobei sich der Markt erst entwickelt. Bioenergieanlagen können perspektivisch einen Großteil der notwendigen Regelenergien bereitstellen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende auf Basis regenerativer Energien und sicheren Stromversorgung in Deutschland leisten.

Die Direktvermarktung hat sich als Vermarktungsweg weitgehend etabliert. Um Neuanlagen stärker in den Markt zu integrieren, wird durch das EEG schrittweise eine verpflichtende Direktvermarktung eingeführt.

Zu beachten ist, dass die zusätzlichen Einnahmen aus der Regelenergie keine Einnahmen sind, mit denen der Anlagenbetreiber planen kann, weshalb diese auch nicht bei der Berechnung der Förderhöhe von Bioenergieanlagen zu berücksichtigen sind.

A 1.3.7 Förderung von Systemdienstleistungen

Aus Sicht des DBFZ sollten Systemdienstleistungen aus Bioenergieanlagen nicht zusätzlich finanziell vergütet werden, da der Markt bereits ausreichende Signale setzt.

Derzeit bieten Bioenergieanlagen hauptsächlich Minutenreserve und vereinzelt Sekundärregelleistung an, wobei der Zugang zum Sekundärregelmarkt für einige Händler erst seit kurzem besteht. Da Bioenergieanlagen technisch zum Teil auch in der Lage sind, Primärregelleistung anzubieten, sollten die Marktzugangsvoraussetzungen so gestaltet sein, dass die Bioenergie auch hier seinen Beitrag leisten kann.

A 1.3.8 Einspeisemanagement

Nach der BNetzA können Tages- und Stundenspeicher den notwendigen Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene reduzieren (Zerres, 2013). Der Großteil der Biomasseanlagen wird in der Regel genau an diese Verteilnetze angeschlossen und kann bei einer flexiblen Betriebsweise die regionalen wetterbedingten Einspeisungen der fluktuierenden Erneuerbaren ausgleichen. Auch bei den vermiedenen Netznutzungsentgelten liegen Biomasseanlagen schon heute mit rund 0,67 ct/kWh_{el} über denen von PV (0,48 ct/kWh_{el}) und Wind (0,38 ct/kWh_{el}). Werden bestehende Anlagen flexibilisiert und damit die Einspeisezeiten verschoben, können wetterbedingte Einspeisespitzen der fluktuierenden Erneuerbaren reduziert und somit der notwendige Netzausbau sowie die Inanspruchnahme des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber reduziert werden. Das DBFZ schlägt vor, dass Neuanlagen mit einer vortägigen Ankündigung vom Netzbetreiber für den Zeitraum von 4 h auf 50 % der Leistung unentgeltlich reduziert werden können. Eine Komplett- oder längere Abregelung der Anlagen, kann dazu führen, dass zur Sicherstellung der Wärmelieferung fossile Energien eingesetzt werden müssen. Aus Effizienzgesichtspunkten ist dies zu vermeiden. Befindet sich der Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung und dem Anlagenbetreiber entstehen Kosten durch die Nichteinhaltung der abgegebenen Fahrpläne, so sind diese Kosten vom Netzbetreiber zu übernehmen.

A 1.4 Regelungsbedarf außerhalb des EEG

A 1.4.1 Abfallrechtliche Regelungen zur Vergärung von Bioabfällen

Die Verwertung der in den Landkreisen anfallenden und erfassten Bio- und Grünabfälle ist oftmals an vertragliche Regelungen gebunden, sofern die zuständigen öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger (öRE) die Abfallverwertung über beauftragte Dritte erfüllen. Mit Auslaufen bestehender Verträge erfolgte in den vergangenen Jahren und auch aktuell eine Neukonzeptionierung der Bio- und Grünabfallverwertung. Dabei spielt die Vergärung der Bio- und Grünabfälle – oftmals als Vorschaltstufe zur Kompostierung – immer mehr eine Rolle. Zum anderen werden vielfach Vergärungsanlagen in bestehende Kompostierungsanlagen integriert. Dies wird begünstigt durch die Tatsache, dass viele Kompostierungsanlagen 10 - 15 Jahre alt sind, Nachrüstungsbedarf besteht oder die Verwertung der Bio- und Grünabfälle optimiert werden soll. Derzeit beschäftigen sich viele Landkreise mit alternativen Verwertungswegen der kommunalen Abfälle. Allerdings besteht die Unsicherheit, welche Technologie für die Verwertung der kommunalen Abfälle (mit Blick auf die Technik, Kosten, Klimaschutzbeitrag) eingesetzt werden soll. Landkreise ohne eigene Verwertungsanlagen schreiben die Entsorgung der Abfälle zur Kostenminimierung oft für sehr kurze Zeiträume (1-2 Jahre) aus. Unter diesen Bedingungen lässt sich eine langfristige Investition wie der Bau einer Biogasanlage nicht realisieren. Zudem werden insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern häufig offene Mietenkompostierungen in kleinen Anlagen mit geringen genehmigungsrechtlichen Anforderungen für die Verwertung der Bioabfälle verwendet, so dass technisch aufwendigere Verfahren wie die Vergärung mit derart günstigen Verwertungsoptionen nicht konkurrieren können.

Denkbar ist die Vergärung von kommunalen Bioabfällen im Kreislaufwirtschaftsabfallgesetz als effizienten Verwertungsweg festzuschreiben, in Verbindung mit der Vorschrift, die Gärreste als Gärrestdünger oder Kultursubstrat zu nutzen, solange keine überhöhten Schadstoffgehalte vorliegen.

A 1.4.2 Anreize zur Güllenutzung

Die derzeitige Vergütung für Gülle-Kleinstanlagen reicht nur unter günstigen Bedingungen aus, z.B. bei Integration in betriebliche Erweiterungsmaßnahmen (Stall, Güllelager). Es sollte erreicht werden, dass hemmende Faktoren in Agrarinvestitionsförderungen einiger Bundesländer abgestellt werden. Dies gilt besonders für den Ausschluss der Güllelagerung aus der Förderung. Dies bewirkt, dass ein geförderter Stallneubau mit Güllekeller an Stelle eines externen Güllelagers gebaut wird. Nachträglich eine Biogasanlage einzubinden, ist nur mit deutlich höheren Kosten, geringeren Gaserträgen und technischen Schwierigkeiten verbunden. Es wird daher empfohlen, die Güllenutzung perspektivisch stärker über die Agrarförderung anzureizen. So könnten anstehende landwirtschaftliche Investitionen wie Stallneubau oder Güllelager an die Errichtung und Einsatz der tierischen Exkremente in der Biogasanlage geknüpft werden.

A 1.4.3 Nachhaltigkeitsanforderungen an die Rohstoffe

Nach §90 EEG 2014 kann das BMUB im Einvernehmen mit dem BMWi und dem BMEL eine Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen zur Stromerzeugung aus Biomasse erlassen. Anlagen, die im Rahmen des EEG 2014 einen Vergütungsanspruch besitzen, hätten dann nur noch einen Vergütungsanspruch, wenn Sie die entsprechenden Nachhaltigkeitskriterien einhalten würden. Mit der Verordnungsermächtigung soll eine schnelle Umsetzung und Einführung möglicher Nachhaltigkeitskriterien im Sinne der EU Richtlinie 2009/28/EG für feste und gasförmige Biomassen erfolgen können. Die Erfahrungen mit den Nachhaltigkeitsanforderungen bei der Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern sollten dabei Berücksichtigung finden. Die Diskussionen hierzu dauern auf EU-Ebene weiter an.

A 1.4.4 Regelungen zur regionalen Steuerung des Flächenbedarfs für Biogasanlagen

Nutzungskonkurrenzen zwischen landwirtschaftlicher Produktion für den Nahrungsmittelbereich und der energetischen Nutzung von Biomasse treten vor allem in Regionen auf, die von einer starken Tierproduktion geprägt sind. Hier kommt es zu einer Konkurrenz um Flächen zur Futtermittel- bzw. Substratbereitstellung und zur Ausbringung der tierischen Exkremente bzw. Gärreste.

Bestehende Nutzungskonflikte durch Flächeninanspruchnahme zur Bereitstellung von Biomasse wurden durch die Novellierung 2012 nicht beseitigt. Altanlagen haben Bestandsschutz. Ohne zusätzliche Maßnahmen besteht für Altanlagen üblicherweise keine Veranlassung den Substrateinsatz zu verändern, wodurch der Flächenbedarf bestehen bleibt. Durch den bereits deutlich verlangsamten Ausbau der Bioenergie in 2012, 2013 und 2014 kam es aber auch zu keiner weiteren Verschärfung. Auch mit erwartetem Ausbau unter dem EEG-2014 wird es keine weitere Verschärfung der Flächenkonkurrenz durch Neuanlagen geben. Da sich Nutzungskonflikte unter anderem in erhöhten Pachtpreisen und Konkurrenz um landwirtschaftliche Produkte widerspiegeln können, wirkten sie bereits in den letzten Jahren bremsend auf den Anlagenzubaue. Nutzungskonflikte zwischen landwirtschaftlicher Lebensmittel- und Futtermittelproduktion und landwirtschaftlicher Biomassebereitstellung zur energetischen Verwertung treten regional auf und sollten Vor-Ort und außerhalb des EEG gesteuert werden.

A 1.4.5 DüngemittelV - Düngemittelverordnung

Um die Stickstoff-Überdüngung von landwirtschaftlichen Nutzflächen zu vermeiden, ist die Ausbringung auf 170 kg Gesamtstickstoff je Hektar Ackerland durch die Düngemittelverordnung begrenzt. Als Düngemittel werden in der Verordnung bisher Wirtschaftsdünger wie Gülle und sonstige flüssige organische oder organisch-mineralische Düngemittel aufgeführt. Gärreste aus Biogasanlagen sollten in der Düngemittelverordnung § 4, Absatz 3 zukünftig berücksichtigt werden, um eine Stickstoffüberdüngung zu vermeiden. Um die vor allem in viehdichten Regionen auftretenden Nitratbelastungen des Grundwassers, teils verstärkt durch zusätzliche Biogaserzeugung, zu reduzieren, müssten vor allem N-Bilanzüberschüsse stärker begrenzt und sanktioniert werden.

A 1.4.6 StörfallV - Störfallverordnung

Im Bereich der Störfallverordnung besteht weiterhin eine Ungleichbehandlung von Biogas und Erdgas. Ob eine entsprechende Angleichung der Grenzwerte sinnvoll ist, sollte eingehend geprüft werden. Hierdurch könnte eine weitere Hürde zur Flexibilisierung von Anlagen genommen werden.

Allgemein kann beobachtet werden, dass lokale Genehmigungsbehörden wesentlich mehr und strengere Auflagen an den Anlagenbetrieb stellen. Bei der Anpassung des Genehmigungsbescheides im Zuge von Anlagenumbauten werden häufig zusätzliche Anforderungen und Begrenzungen, die bisher nicht in den Genehmigungsbescheiden vorhanden waren, ergänzt. Besonders Begrenzungen zur installierten Leistung und des Gasspeichervolumens können einer Flexibilisierung der Anlagen entgegenstehen.

A 1.4.7 AwsV – Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

Die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen wird gegenwärtig überarbeitet. Hier muss sichergestellt werden, dass die die Regelungen nicht zu Ungleichbehandlung zwischen landwirtschaftlichen Betrieben mit und ohne Biogasanlagen führen (insbesondere bzgl. der Komponenten zur Silagelagerung, Güllelagerung) bzw. den Einsatz von Reststoffen verhindern (unklare Rahmenbedingungen für Abfälle aus der Lebensmittelproduktion).

A 1.4.8 Ausblick: Kapazitätselemente für die Bioenergiebereitstellung

Aufgrund der brennstoffbasierten Stromerzeugung können effiziente fossile und erneuerbare KWK-Anlagen, die eine sichere Strom- und Wärmeerzeugung gewährleisten, heute und auch in naher Zukunft nicht ohne Förderung am Energy-Only-Markt teilnehmen. Mittelfristig ist daher zu prüfen, ob und wie die Vergütungselemente auch in ein stärker am Kapazitätsmarkt orientiertes System überführt werden könnten. Dies kann erst auf Basis fundierter Ansätze für ein künftiges Kapazitätsmarktdesign erfolgen.

Bisher erschienene Reports

DBFZ Report Nr. 1

Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 2

Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen

DBFZ Report Nr. 3

Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholz-Kaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz
Autor: Volker Lenz

DBFZ Report Nr. 4

Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung

DBFZ Report Nr. 5

Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen

DBFZ Report Nr. 6

Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 7

Final Report - Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials - Status quo and options for specification -

DBFZ Report Nr. 8 - Kompakt -

Sammelband

DBFZ Report Nr. 9

Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse

DBFZ Report Nr. 10

Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) - Endbericht

DBFZ Report Nr. 11

Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 12

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

DBFZ Report Nr. 13

Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung

DBFZ Report Nr. 14

Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 15

Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil

DBFZ Report Nr. 16

Algae biorefinery - material and energy use of algae

DBFZ Report Nr. 17

Grünlandenergie Havelland - Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland

DBFZ-Report Nr. 18

Kleintechnische Biomassevergasung - Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

DBFZ-Report Nr. 19

Hy-NOW - Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse

DBFZ-Report Nr. 20

KlimaCH4 - Klimateffekte von Biomethan

Weitere Informationen und Downloads unter:

<http://www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen>



**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de

www.dbfz.de