

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

Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse

(FZK: 03MAP138)

Zwischenbericht

März 2011

In Kooperation mit



Zuwendungsgeber **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit (BMU)**
Referat KI III 2
Alexanderstraße 3
10178 Berlin

Projektträger **Projektträger Jülich (PtJ)**
Geschäftsbereich Umwelt (UMW)
Forschungszentrum Jülich GmbH
Zimmerstr. 26-27
10969 Berlin

Ansprechpartner: **Deutsches BiomasseForschungsZentrum
gemeinnützige GmbH**
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49-341-2434-112
Fax: +49-341-2434-133
Internet: www.dbfz.de

**Verantwortliche
Bearbeiter:** **DBFZ:**

- Janet Witt
- Nadja Rensberg
- Christiane Hennig
- Karin Naumann
- Andre Schwenker
- Martin Zeymer
- Eric Billig
- Alexander Krautz
- Jaqueline Daniel-Gromke
- Dr. Daniela Thrän

TLL:

- Annika Hilse
- Armin Vetter
- Dr. Gerd Reinhold

Kooperationspartner **Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)**
Naumburger Straße 98
07743 Jena

Tel.: +49-3641-683-0
Fax: +49-3641-683-390
E-Mail: postmaster@tll.thueringen.de
Internet: www.tll.de

Kontakt per E-Mail: biomassenutzung@dbfz.de
Erstelldatum: 31.03.2011
Projektnummer DBFZ: 3330002

Inhalt

Inhalt	II
Abkürzungsverzeichnis.....	IV
1 Einleitung.....	6
2 Anlagen zur Nutzung biogener Festbrennstoffe.....	8
2.1 Stand der Nutzung	8
2.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes	9
2.1.2 Regionale Verteilung.....	11
2.1.3 Anwendungsbereiche, Betreiber- und Organisationsstruktur	17
2.2 Strom- und Wärmeerzeugung	19
2.3 Technologien und Verfahren.....	20
2.4 Biomasseeinsatz	23
2.4.1 Eingesetzte Stoffströme	23
2.4.2 Markt- und Preisentwicklung	26
2.5 Thermochemische Vergasung	30
2.5.1 Entwicklung des Anlagenbestandes	30
2.5.2 Akteursstruktur	31
2.5.3 Stand der Technik.....	33
2.5.4 Ausblick.....	33
2.6 Papier- und Zellstoffindustrie.....	34
3 Anlagen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger.....	36
3.1 Stand der Nutzung	36
3.1.1 Entwicklung Anlagenbestand	36
3.1.2 Regionale Verteilung.....	38
3.1.3 Anwendungsbereiche - Auswertung der Biogasanlagenbetreiberumfrage.....	45
3.2 Strom- und Wärmeerzeugung	57
3.2.1 Stromerzeugung.....	57
3.2.2 Wärmeerzeugung.....	61
3.3 Technologien und Verfahren.....	65
3.3.1 Ausgewählte Parameter – Ergebnisse Betreiberbefragung.....	66
3.3.2 Biogasaufbereitung und -einspeisung.....	73
3.4 Biomasseeinsatz	74
3.4.1 Eingesetzte Stoffströme	74
3.4.2 Flächennutzung zur Biogaserzeugung.....	79
3.4.3 Markt- und Preisentwicklungen.....	79
4 Anlagen zur Nutzung flüssiger Bioenergieträger	80
4.1 Entwicklung des Anlagenbestandes	80
4.2 Brennstoffeinsatz.....	82
4.2.1 Preisentwicklung Pflanzenöl	83
4.2.2 Auswirkungen der BioSt-NachV	84
4.3 Auswertung der Befragung	85
5 Effekte Landwirtschaft und Landschaftspflege	89

5.1	Einleitung	89
5.1.1	Hintergrund und Zielstellung.....	89
5.1.2	Vorgehensweise.....	89
5.2	Energiepflanzenanbau in Deutschland	90
5.2.1	Flächeneinsatz für die Biogasferzeugung	90
5.2.2	Substrateinsatz und Anbaufläche.....	91
5.2.3	Regionale Unterschiede bei der Substratbereitstellung	92
5.2.4	Transportentfernung der Substrate für die Biogasferzeugung	93
5.2.5	Verwertung und Aufbereitung von Gärresten	95
5.3	Häufigkeitsverteilung des Substrateinsatzes	96
5.3.1	Einsatzhäufigkeiten in der Substratgruppe nachwachsende Rohstoffe	96
5.3.2	Einsatzhäufigkeiten in der Substratgruppe Wirtschaftsdünger.....	98
5.3.3	Landwirtschaft und Biomethaneinspeisung.....	99
5.3.4	Substratkosten.....	100
5.4	Grünland.....	103
5.4.1	Entwicklung von Dauergrünland in Deutschland.....	103
5.4.2	Grünlandnutzung für Biogasanlagen	105
5.5	Politische Handlungsnotwendigkeit für Grünlandflächen.....	107
5.5.1	Landschaftspflegeflächen und Biotopflächen.....	107
5.6	Gesamtbewertung und Schlussfolgerungen	108
6	Zusammenfassung.....	111
	Abbildungsverzeichnis	116
	Tabellenverzeichnis	119
	Literaturverzeichnis.....	121

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AG	Arbeitsgruppe
AMI	Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH
AWS	Anwelksilage
Bau-GB	Baugesetzbuch
BAV	Bundesverbands für Altholzaufbereiter und –verwerter
BG	Biogasanlagen
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BioSt-Nach	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BL	Bundesland
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
C.A.R.M.E.N. e.V.	Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V.
CCM	Corn-Cob-Mix
DWA	Druckwechseladsorption
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EPF	European Panel Federation
EUWID	Europäischer Wirtschaftsdienst
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FB	Festbrennstoffanlagen
FEE e.V.	Förderverein Erneuerbarer Energien
GG	Grundgesamtheit
GL	Grünland
GPS	Ganzpflanzensilage
GV	Großvieheinheiten
ha	Hektar
haLF	Hektar landwirtschaftliche Nutzfläche
HTK	Hühnertrockenkot

inst. elek.	installierte elektrische
InVeKos	Integriertes Verwaltungs- und Kontrollsystem
ISCC	International Sustainability & Carbon Certification
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKS	Lieschkolbenschrot
MS	Maissilage
MW _{el}	Megawatt elektrisch
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
nREAP	national Renewable Energy Action Plan
ORC	Organic Rankine Cycle
oTS	organische Trockensubstanz
PF	Pflanzenölanlagen
PÖL	Pflanzenöl
R+S	Rind und Schwein
REDcert	Renewable Energy Directive certification
TA	Technische Anleitung
t _{atro}	Tonne Trockenmasse
TS	Trockensubstanz
TWh _{el}	Terrawattstunden elektrisch
TWh _{th}	Terrawattstunden thermisch
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VHI	Verband der deutschen Holzwerkstoffindustrie
WD	Wirtschaftsdünger

1 Einleitung

In den energie- und umweltpolitischen Diskussionen gewinnt die Energiebereitstellung aus regenerativen Energien i. Allg. und aus Biomasse im Besonderen zunehmend an Bedeutung. Erneuerbare Energien decken heute bereits über 10 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland. Etwa 70 % davon entfällt auf Biomasse [17]. Bis 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland auf 18 % steigen. Dieses verbindliche nationale Ziel ist sowohl im Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung als auch im nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien (nREAP), der auf der verbindlichen Zielsetzung im Rahmen der EU-Richtlinie Erneuerbare Energien (2009/28/EG) beruht, verankert. Die Erreichung dieses Ziels ist der deutsche Beitrag zur Erreichung des Ziels, bis 2020 mindestens 20 % des Endenergieverbrauchs der Europäischen Union aus erneuerbaren Energien zu decken. Der Beitrag im Stromsektor wird auf mindestens 30 % erneuerbare Energien am Stromverbrauch gesetzt [16]. Zur Erreichung dieser Zielsetzung in Deutschland bis 2020 wird Biomasse als erneuerbarer Energieträger eine tragende Rolle spielen, da aufgrund bestehender Technologien und Nutzungspfade im Bereich der Bioenergie eine Erhöhung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien kurz- und mittelfristig realisierbar ist. Daher ist es zunehmend wichtig, Einsatzmöglichkeiten der Biomassenutzung zu prüfen und den effizienten Einsatz von Biomasse als Energieressource bei der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung weiter voranzubringen, um diese politischen Zielvorgaben erreichen zu können.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt seit dem Jahr 2000 in Deutschland ein maßgebliches Instrument zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung dar. Mit der Novellierung 2004 und der Neufassung 2009 konnte der Anteil regenerativer Energien am Stromverbrauch signifikant gesteigert werden und liegt derzeit bei 17,4% (Ende 2010) [17]. Hinsichtlich des Einsatzes von Bioenergieträgern zur Stromerzeugung werden im Rahmen des EEG 2009 besonders effiziente Technologien (z. B. KWK-Anlagen, Biogaseinspeisung) sowie die Nutzung nachwachsender Rohstoffe, wie z. B. der Einsatz von Gülle in dezentralen Biogaskleinanlagen, besonders gefördert. So konnte die Biomasse¹ Ende 2010 einen Anteil von 34 % am Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien leisten, was im Vergleich zu Ende 2008 eine Steigerung von über 4 Prozentpunkten bedeutet [17]. Momentan befindet sich das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Überarbeitung. Die novellierte Fassung des EEG tritt voraussichtlich 2012 in Kraft.

Das Forschungsvorhaben „Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“ untersucht und dokumentiert für den Zeitraum 2008-2011 die Entwicklung des Marktes. Ähnlich wie die Vorläuferprojekte² ist die Zielstellung des aktuellen Vorhabens, Fragestellungen hinsichtlich der Wirkung des neuen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse fortführend zu analysieren und zu bewerten.

¹ Feste und flüssige Biomasse, Biogas, biogener Abfall und Klär- und Deponiegas

² Scholwin, F.; Thraen, D.; Daniel, J.; Schreiber, K.; Witt, J.; Schuhmacher, B.; Jahraus, B.; Klinski, S.; Vetter, A.; Beck, J.; Scheftelowitz, M.: Anschlussvorhaben zum Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, im Auftrag des Bundesumweltministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2008

Scholwin, F.; Thraen, D.; Daniel, J.; Weber, M.; Weber, A.; Fischer, E.; Jahraus, B.; Klinski, S.; Vetter, A.; Beck, J.: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, im Auftrag des Bundesumweltministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2007

In dem hier vorliegenden fünften Zwischenbericht werden folgende Fragestellungen betrachtet:

- Wie hat sich die Struktur des Bioenergieanlagenbestandes (feste Biomasse, Biogas, Pflanzenöl) im Laufe des Jahres 2010 entwickelt und welche Veränderungen sind gegenüber dem Stand des Jahres 2009 erkennbar (u. a. bezüglich der Anlagenanzahl, installierten elektrischen Leistung, Einsatzstoffe)?
- Wie hat sich die Inanspruchnahme der verschiedenen Boni in Verbindung mit der neuen Vergütungsstruktur des EEG 2009 entwickelt? Setzen z. B. neu geplante Anlagen nun tendenziell mehr Gülle ein?
- Wie hat sich die Nutzung der thermochemischen Vergasung von Holz zur Wärme- und Stromerzeugung entwickelt?

Darüber hinaus werden die Daten der Betreiberumfragen für Biogasanlagen, Pflanzenöl-BHKWs sowie Biomasse(heiz)kraftwerke ausgewertet und die wesentlichen Ergebnisse dargestellt.

2 Anlagen zur Nutzung biogener Festbrennstoffe

2.1 Stand der Nutzung

Der hier beschriebene Entwicklungsstand der Nutzung biogener Festbrennstoffe in Anlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung basiert auf einer Datenbank, die durch langjährige Befragungen und Auskünfte von Anlagenbetreibern, -herstellern und -planern sowie zusätzlichen Angaben aus Konferenzen, Fachzeitschriften und anderen veröffentlichten Dokumenten, Artikeln, Referenzlisten usw. erstellt wurde. Die Datenbank enthält aktuell 500 Einträge, wobei sowohl Anlagen in Betrieb, in Genehmigung, in Bau, in Planung, als auch realisierte und umgerüstete Standorte von Biomasse(heiz)kraftwerken enthalten sind.

Eine über das ganze Jahr verteilte, fortlaufende Aktualisierung der Datenbank ergibt sich durch die Nutzung o. g. Veröffentlichungen und Befragungen. Zur weiteren Schließung von Datenlücken hat sich zudem der Abgleich mit Erhebungen verschiedener Institutionen und Verbänden bewährt. Aufgrund der äußerst dynamischen Entwicklung, die der Bioenergieanlagenmarkt in den letzten Jahren verzeichnet hat, kann eine Vollständigkeit der Erhebungen nicht garantiert werden. Der Datenabgleich mit öffentlich zugänglichen Studien und Quellen anderer Institutionen lässt jedoch vermuten, dass die DBFZ-Datenbank der Biomasse-HKW inzwischen eine der umfassendsten Datenbankbestände in Deutschland darstellt. Dennoch sind Unschärfen in der Datenbankauswertung durch nicht komplett aktualisierte Einträge, hervorgerufen durch nicht bekannte oder veröffentlichte Anlagenumrüstungen, Brennstoffmodifikationen (z. B. vermehrter Einsatz von NawaRo in A I-II-Kraftwerken, Einsatz von Ersatzbrennstoffen statt Altholz), Verzögerungen von Inbetriebnahmen, Baumaßnahmen, Genehmigungsverfahren usw., möglich. Alle Angaben stellen den derzeitigen Stand des Wissens dar und sind nach bestem Wissen und Gewissen zusammengetragen und ausgewertet worden.

Hinzu kommen Heizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie, die Anrecht auf Vergütung des eingespeisten Stroms nach dem EEG haben. Hierbei handelt es sich um 6 Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von rund 130 MW_{el}. Sie werden in der nachfolgenden Auswertung separat betrachtet.

Anlagen zur thermochemischen Vergasung von fester Biomasse werden an dieser Stelle erstmals separat betrachtet und ausgewertet (siehe 2.5). Der Markt befindet sich seit Jahren in einer Phase stetiger Entwicklung, der vor allem in den letzten zwei Jahren von Umwälzungen und vereinzelt Entwicklungssprüngen geprägt war. So hat sich der Bestand an Anlagen im Leistungsbereich bis rund 1 000 kW_{el} in den letzten beiden Jahren fast verdoppelt. Hierbei handelt es sich um Anlagen, die von Herstellern an Kunden übergeben worden sind. Diese Entwicklung lässt jedoch zunächst offen, wie stabil diese Anlagen schließlich laufen.

Biogene Festbrennstoffe werden außer in Mono-Verbrennungsanlagen auch zur Substitution von fossilen Brennstoffen oder als additiver Brennstoff in Anlagen, die Ersatzbrennstoffe oder Abfall verbrennen, eingesetzt. Diese (Heiz-)Kraftwerke werden nachfolgend nicht mit berücksichtigt, da der in vergleichbaren Anlagen erzeugte Strom derzeit keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung hat.

2.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Der aktuelle Anlagenbestand aller in Betrieb befindlichen, für eine Vergütung nach EEG in Frage kommenden Biomasse(heiz)kraftwerke ist in Abb. 2-1 dargestellt. Es handelt sich dabei um 249 Anlagen, die nach derzeitigem Kenntnisstand bis Ende 2010 mit einer elektrischen Leistung von rund 1 236 MW_{el} installiert wurden. Damit hat sich seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 die Zahl der Biomasseverstromungsanlagen annähernd verfünffacht. Im gleichen Zeitraum ist dabei die Höhe der installierten elektrischen Leistung um mehr als das Zehnfache angestiegen.

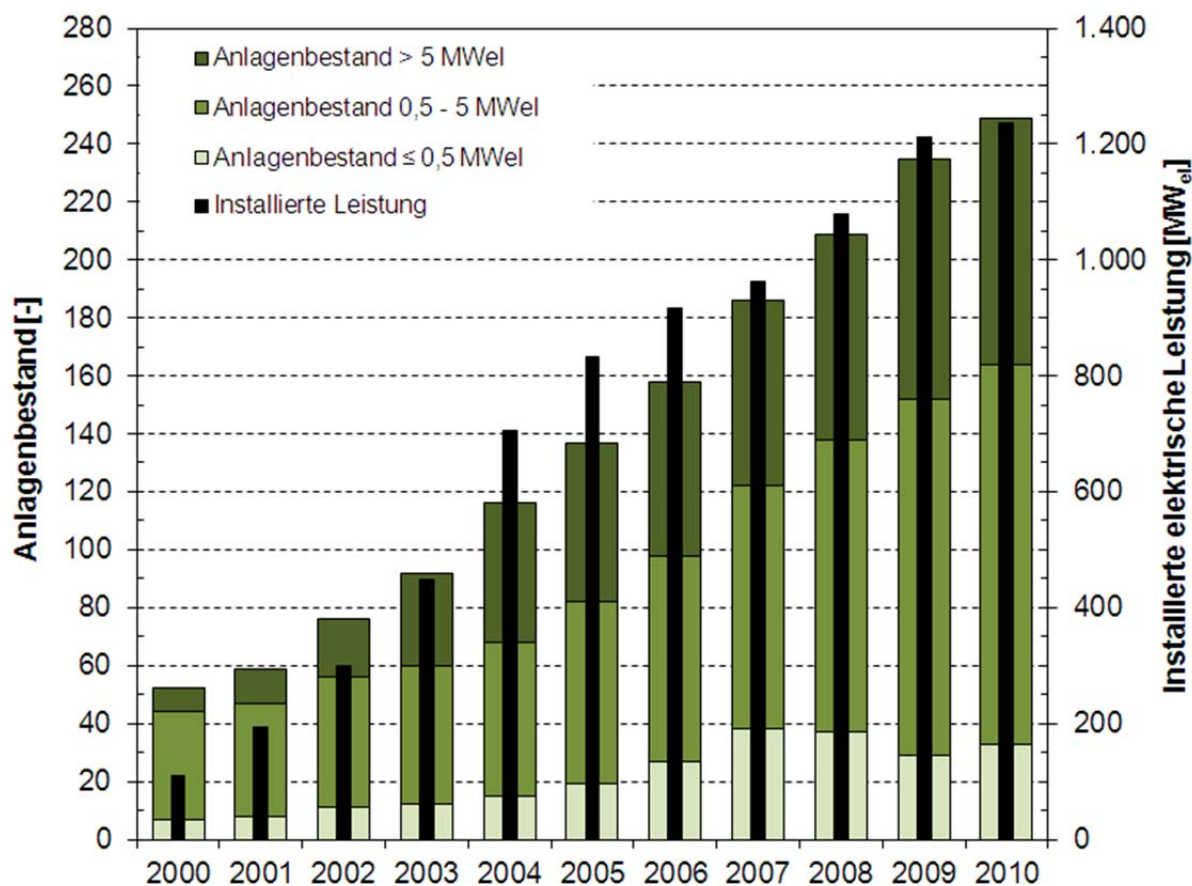


Abb. 2-1: Anlagenbestand & installierte elektrische Leistung der in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke (Stand Ende 2010 – ohne Papier-/ Zellstoffindustrie, ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{el} und ohne Holzvergaser)

Während das Jahr 2009 einen erheblichen Zuwachs an Anlagen verzeichnete (42 Neuanlagen), stagnierte diese Entwicklung im darauffolgenden Jahr merklich. Es sind derzeit nur 14 Biomasseheizkraftwerke bekannt mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 25 MW_{el}, die im Jahr 2010 in Betrieb gegangen sind. Für das Jahr 2011 wird eine höhere Anzahl von Neuanlagen prognostiziert. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist von rund 30 Anlagen auszugehen, die sich derzeit in verschiedenen Stadien der Planung, Genehmigung oder bereits im Bau befinden. Von diesen 30 Anlagen ist lediglich von 20 die geplante installierte elektrische Leistung bekannt, diese liegt bei insgesamt ca. 77 MW_{el}. Diese Zahlen sind als erste Abschätzungen zu betrachten. Sie werden sich in Abhängigkeit der Brennstoffmarktsituation, der Finanzierungs-, Versorgungs- und Wärmekonzepte und der politischen Entwicklungen in der nächsten Zeit erneut anpassen. Für 2011 kann nach jetzigem Kenntnisstand also von einem Anstieg der Zubaurate ausgegangen werden. Die Rekordzahlen von 2009 werden aller

Voraussicht nach nicht erreicht werden. Dafür hat sich vor allem in den letzten zwei Jahren die Situation auf dem Brennstoffmarkt zu stark zugespitzt. Wie sich dieser Markt in Zukunft bewegen wird und welche Auswirkungen das auf die derzeitigen Planungen hat, bleibt abzuwarten.

Die Inbetriebnahmezeitpunkte der 2010er Anlagen lagen wie im Vorjahr schwerpunktmäßig im ersten und letzten Quartal des Jahres. Die Inbetriebnahmen 2010 erreichen somit 38 % (Anlagenanzahl) bzw. 19 % (installierte elektrische Leistung) der Vorjahreswerte.

Die durchschnittliche installierte Leistung des Anlagenzubaus im Vergleich zum Vorjahr reduzierte sich in 2010 auf 1,8 MW_{el} (2009: 3,6 MW_{el}). Damit sank die durchschnittliche installierte elektrische Leistung des Anlagenbestandes in 2010 leicht von 5,2 auf rund 5,0 MW_{el}. Die sinkende Anlagengröße im Zubau ist die Fortführung des Trends der letzten Jahre. Aufgrund gesättigter Märkte, steigender Brennstoffpreise und der vorgegebenen Rahmenbedingungen des EEG konzentriert sich die Bestandsentwicklung auf Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich. Von den zugebauten Anlagen in 2010 sind sechs Anlagen im Leistungsbereich kleiner 1 MW_{el} (insgesamt 2,3 MW_{el}), die übrigen acht Anlagen in dem Leistungsbereich zwischen 1 und 10 MW_{el} (22,6 MW_{el}) einzuordnen.

Die ausschließliche Stromerzeugung aus fester Biomasse ohne parallele Wärmenutzung ist aus ökonomischer Sicht nicht mehr sinnvoll. Aufgrund z. T. stark angestiegener Brennstoffkosten ermöglichen die reinen EEG-Erlöse keinen kostendeckenden Betrieb mehr. Daher setzt sich die Entwicklung der letzten Jahre fort, dass Anlagenplaner v. a. den kleinen und mittleren Leistungsbereich anvisieren und durch den Einsatz von speziell geförderten Technologien, einer hohen Wärmeauskopplung und der Nutzung von 100 % Wald(rest)holz oder Landschaftspflegeholz (NawaRo-Bonus-fähiges Material) einen möglichst wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gewährleisten möchten.

Abb. 2-2 zeigt, dass mittlerweile über 53 % der installierten Leistung durch rund 16 % der Anlagen des Leistungsbereiches > 10 MW_{el} (39 Anlagen) bereitgestellt wird. Dagegen stellen Anlagen im Leistungsbereich > 1-5 MW_{el} bei 36,5 % der Anlagenzahl nur 17,2 % der Anlagenleistung. Im Leistungsbereich < 0,15 MW_{el} gibt es nach derzeitiger Einschätzung keine Stromerzeugungstechnologien, die sich am Markt im größeren Umfang etablieren konnten. Trotz möglicher Anreize durch den Technologie-Bonus und höherer Grundvergütung des EEG hat diese Größenklasse nur einen geringen Anteil an der Anlagenzahl bzw. einen nicht nennenswerten Anteil an der Stromerzeugung.

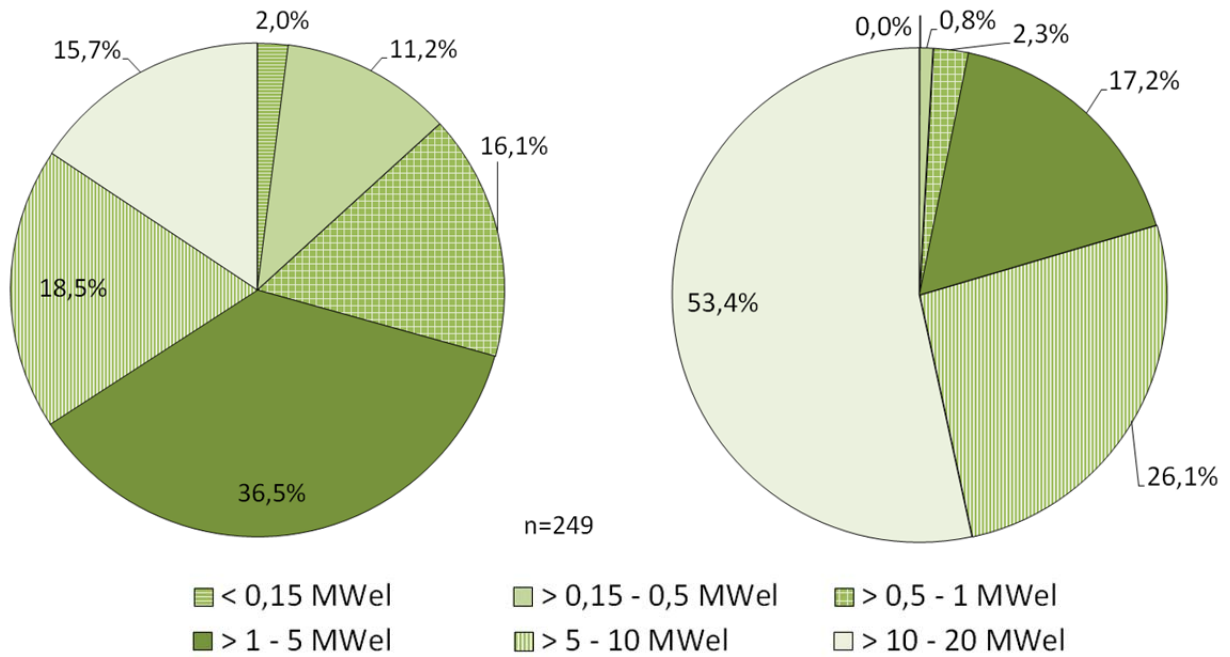


Abb. 2-2: Aufteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenanzahl (links) und Anlagenleistung (rechts)

2.1.2 Regionale Verteilung

Die regionale Verteilung der hier betrachteten Anlagen in Deutschland wird in den folgenden Tabellen und Darstellungen abgebildet.

Tabelle 2-1: Regionale Verteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke

Bundesland	Anlagenanzahl		Inst. elektrische Leistung		Durchschnittl. inst. elektrische Leistung	
	in Betrieb [-]	Zubau 2010 [-]	in Betrieb [MW _{el}]	Zubau 2010 [MW _{el}]	in Betrieb [MW _{el}]	Zubau 2010 [MW _{el}]
Baden-Württemberg	35	3	128,3	2,0	3,7	0,7
Bayern	59	5	189,7	4,2	3,2	0,8
Berlin	1	-	20,0	-	20,0	-
Brandenburg	22	-	168,0	-	7,6	-
Bremen	0	-	0,0	-	-	-
Hamburg	2	-	21,7	-	10,9	-
Hessen	14	1	70,6	1,4	5,0	1,4
Mecklenburg-Vorpommern	10	-	52,4	-	5,2	-
Niedersachsen	14	3	122,1	11,7	8,7	3,9
Nordrhein-Westfalen	28	-	188,4	-	6,7	-
Rheinland-Pfalz	19	-	70,7	-	3,7	-
Saarland	2	-	4,2	-	2,1	-
Sachsen	14	1	81,3	5,6	5,8	5,6
Sachsen-Anhalt	11	-	39,2	-	3,6	-
Schleswig-Holstein	6	1	11,5	0,1	1,9	0,1
Thüringen	12	-	68,5	-	5,7	-
Gesamt	249	14	1 236	25	5,0	1,8

Der Schwerpunkt der installierten elektrischen Anlagenleistung liegt weiterhin in Bayern (15,3 %), gefolgt von Nordrhein-Westfalen (15,2 %). Brandenburg liegt mit 13,6 % erneut vor Baden-Württemberg (10,4 %). Bei der Anzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen ist Bayern mit 23,7 % Spitzenreiter, gefolgt von Baden-Württemberg (14,1 %) und Nordrhein-Westfalen (11,2 %). Die in Relation zur Anlagenzahl höhere Gesamtleistung in Nordrhein-Westfalen gegenüber Baden-Württemberg ist auf die vergleichsweise große Anzahl an Anlagen im höheren Leistungsbereich zurückzuführen. Dieser Punkt spiegelt sich in der durchschnittlich installierten Leistung des Bundeslandes wider, die in Abb. 2-3 dargestellt ist.

Der Anlagenzubau fällt im Vergleich zum Vorjahr eher moderat aus. Es sind 14 Anlagen mit rund 25 MW_{el} bekannt, die im Jahr 2010 zugebaut wurden. Der Zubau (Anlagenzahl) liegt in Bayern bei 5, in Baden-Württemberg 3 und Niedersachsen bei jeweils 3 Anlagen gefolgt von Hessen, Sachsen und

Schleswig-Holstein mit je einer Anlage. Bezüglich der zugebauten Leistung ergibt sich eine andere Reihenfolge. Hier beginnt Niedersachsen (11,7 MW_{el}), gefolgt von Sachsen (5,6 MW_{el}) und Bayern (4,2 MW_{el}), Baden-Württemberg (2 MW_{el}), Hessen (1,4 MW_{el}) und Schleswig-Holstein (0,07 MW_{el}). In den übrigen Bundesländern fand kein Anlagenzubau statt. Abb. 2-4 verdeutlicht diesen Sachverhalt.

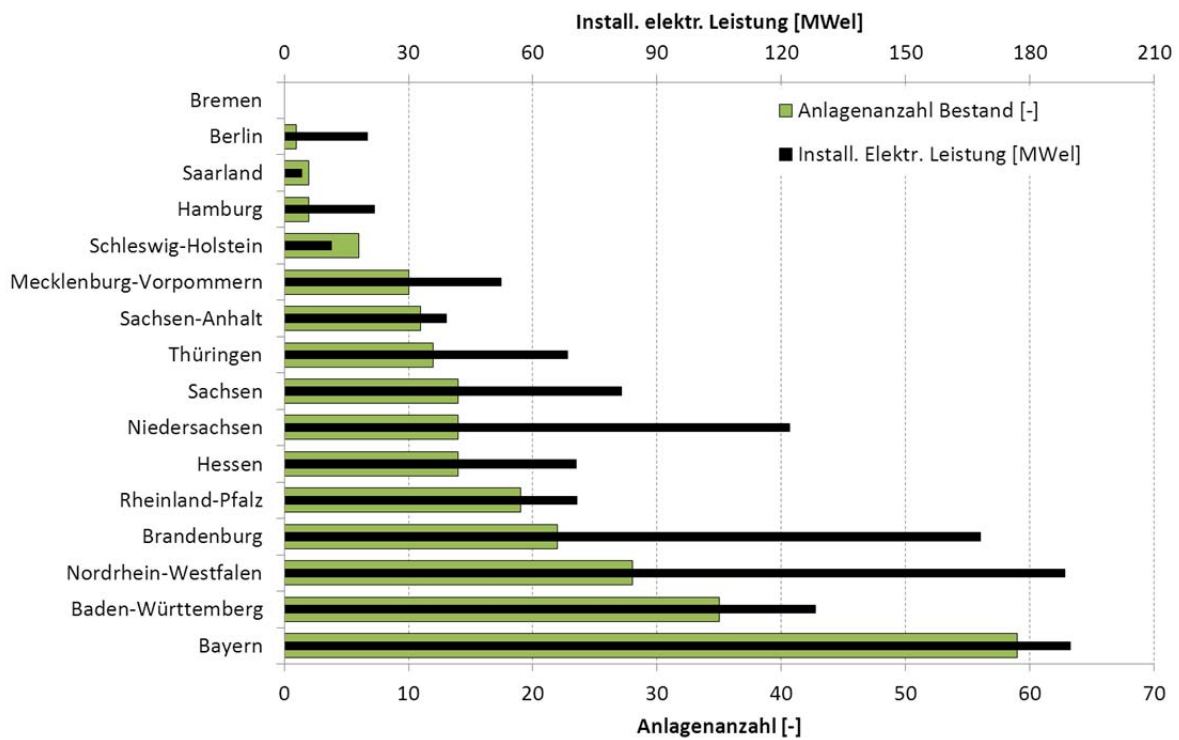


Abb. 2-3: Regionale Verteilung von Anlagenbestand und install. elektr. Leistung

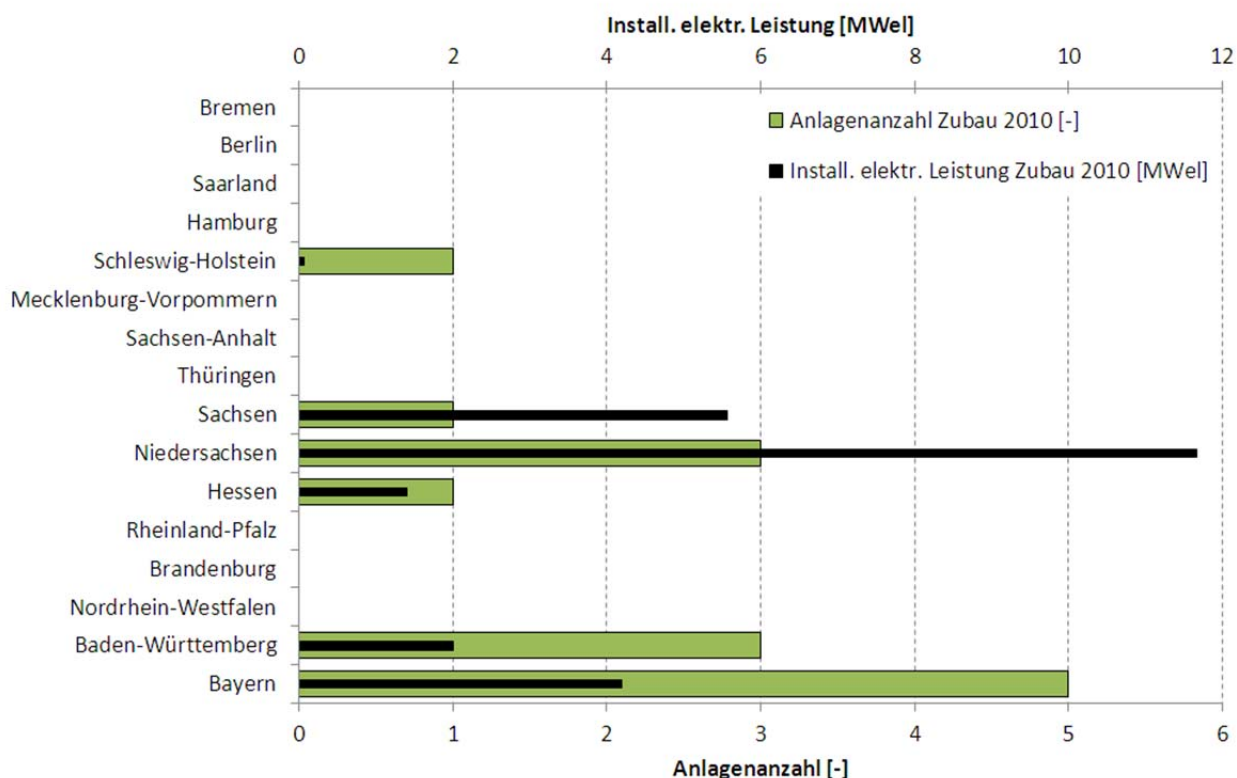


Abb. 2-4: Regionale Verteilung von Anlagenzubau und install. elektr. Leistung für das Jahr 2010

Tabelle 2-2: Abschätzung des Anlagenzubaus 2010

Bundesland	Anlagenanzahl [-]	Inst. elektrische Leistung [MW _{el}]
Baden-Württemberg	3	2,0
Bayern	5	4,2
Hessen	1	1,4
Niedersachsen	3	11,7
Sachsen	1	5,6
Schleswig-Holstein	1	0,07
Gesamt	14	25

Als Ursache der sich im Vergleich zum Vorjahr abflachenden Dynamik beim Zubau in 2010 können mehrere Gründe benannt werden. In einigen Fällen werden ursprünglich geplante Inbetriebnahmezeitpunkte nicht eingehalten und verschieben sich auf die kommenden Jahre. Solche Verschiebungen werden in diesem Zusammenhang oft beobachtet. Ursächlich hierfür sind Verzögerungen im Genehmigungsablauf, Umstrukturierungen der Anlagenkonzepte, keine abgesicherten Brennstofflieferverträge, fehlende finanzielle Unterstützung bzw. Spekulation über sich verändernde Rahmenbedingungen im Folgejahr(en) oder ähnliches.

In den Stadtstaaten Berlin und Hamburg ist weiterhin der Bau mehrerer Biomasseheizkraftwerke geplant. In Berlin sollen bis 2019 am Standort des schon bestehenden Braunkohlekraftwerkes Klingenberg zwei Heizkraftwerksblöcke mit je 20 MW_{el} entstehen. Geplant ist, dass sie ausschließlich mit naturbelassenem Holz befeuert werden, das sowohl aus regionalen, überregionalen und auch internationalen Quellen stammt. Zudem soll die Wärmeversorgung des Berliner Märkischen Viertels auf naturbelassenes Holz umgestellt werden, eine weitere Anlage ist in Hamburg-Altona genehmigt (jeweils rund 5 MW_{el}) [59]. Durch den enormen Brennstoffbedarf, der nach Aussage von Forstvertretern nicht aus dem Berliner Umland gedeckt werden kann und der Tatsache, dass der Energieversorger den Brennstoff aus abgewirtschafteten Plantagen in Afrika beziehen will, kamen die Großprojekte in 2010 immer wieder in die Schlagzeilen. Solche Projekte bilden derzeit aber die Ausnahme. Die durchschnittlichen installierten elektrischen Leistungen werden sich nach derzeitigem Stand auch in Zukunft in den bisherigen Größenordnungen bewegen. Es sind keine weiteren Anlagen in Bau oder Planung, die den Leistungsbereich 10 MW_{el} übersteigen.

Abb. 2-5 zeigt die Verteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland, aufgeteilt nach Leistungsbereich und Brennstoffeinsatz. Die Brennstofffraktion „Altholz“ beinhaltet hier sämtliche Altholzklassen von A I bis A IV. Die Fraktion Gemischtholz bezieht sich auf Anlagen, die neben Altholzsortimenten aller Klassen auch naturbelassene Hölzer (z. B. Waldrestholz, Landschaftspflegehölzer [LPH]) einsetzen. Die Bezeichnung „Wald + LPH“ bezieht sich auf Biomasse(heiz)kraftwerke, die ausschließlich naturbelassene Hölzer nutzen.

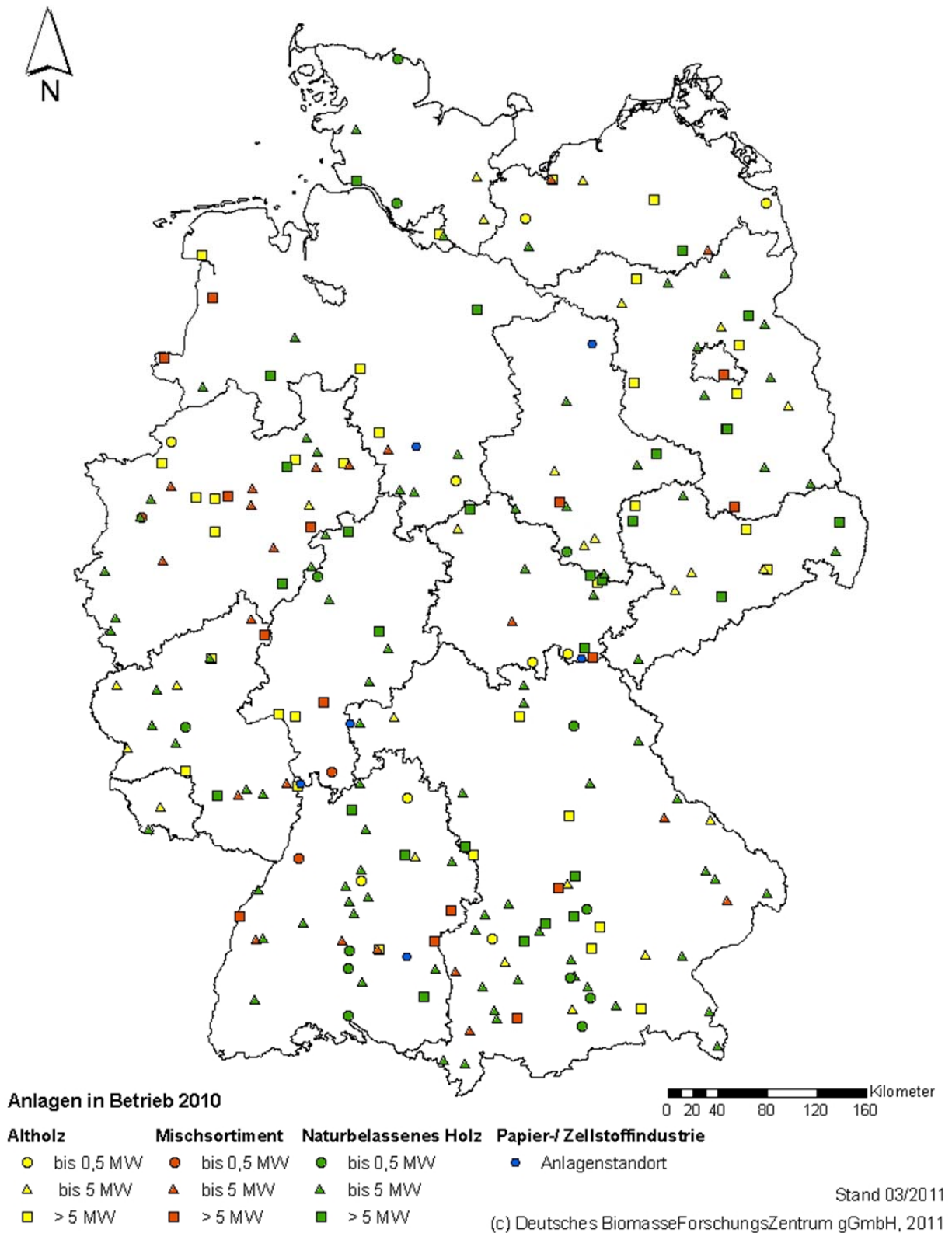


Abb. 2-5: Standort, Leistungs- und Brennstoffklasse der Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland (ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{e1} und ohne Holzvergaser)

2.1.3 Anwendungsbereiche, Betreiber- und Organisationsstruktur

Angaben zur Betreiberstruktur der in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke können für 70 % der Anlagen gemacht werden (n=175, siehe Abb. 2-6). Ein Großteil dieser Anlagen (46,3 % der 175 Anlagen bzw. 44 % der installierten elektrischen Leistung) wird durch Unternehmen der holzbe- und -verarbeitenden Industrie betrieben. Zur holzbearbeitenden Industrie zählen dabei Säge-/Hobelwerke sowie Holzwerkstoffhersteller, zur Holzverarbeitenden Industrie beispielsweise Hersteller von Möbeln, Holzpackmitteln, der Holzfertigbau und die sonstige Holzverarbeitung. Anlagenbetreiber von Pelletproduktionen mit eigenem Holzheizkraftwerk werden im Rahmen dieser Auswertung ebenfalls der Kategorie der Holzverarbeitung zugeordnet. In der Holzindustrie fallen je nach Betrieb eine Vielzahl an Reststoffen an, die zur betriebseigenen Energiegewinnung genutzt werden können. Solche Betriebe eignen sich aufgrund ihres hohen Wärmebedarfes für die (Schnitt-)Holztrocknung und andere Anwendungsbereiche, für Prozesswärme und Beheizung in Form von Warmwasser oder Dampf, sehr gut für die Energieversorgung durch innerbetrieblich anfallende Reststoffe.

Am 24.11.2010 hat die EEG-Clearingstelle in einem Votumverfahren entschieden, dass für Strom, der unter Einsatz von Holzrinde gewonnen wird, unabhängig von der Herkunft der Rinde mit dem Bonus für nachwachsende Rohstoffe (NawaRo-Bonus) vergütet werden muss [21]. Der Begriff „Rinde“ wurde im EEG 2009 nicht zweifelsfrei definiert, was dazu führte, dass das Anrecht auf diesen Bonus i. d. R. nur dann gewährt wurde, wenn die Rinde bei der Durchforstung oder der Stammholzernte in forstwirtschaftlichen Betrieben angefallen ist. Damit brach für die Holzbetriebe, die Rinde aus der eigenen Verarbeitung im betriebseigenen Heizkraftwerk nutzen wollten, ein entscheidender Wirtschaftsfaktor weg. Die Entscheidung der Clearingstelle wurde im holzbe- und -verarbeitenden Gewerbe einhellig begrüßt [17].

Die Pelletproduktion wird weiterhin von Unternehmen der Holzindustrie als zusätzlicher Betriebszweig etabliert bzw. auch von neuen Investoren entdeckt. Dennoch befindet sich dieses Segment derzeit in einer Konsolidierungsphase. Nach einem regelrechten Bau-Boom in 2008 und 2009 mussten in den vergangenen Monaten im deutschsprachigen Raum sechs größere Pellethersteller Antrag auf Insolvenz stellen, weitere fünf Hersteller wurden von Wettbewerbern übernommen [24]. Als Hauptursache für diese Entwicklung wird von den Marktakteuren der anhaltende Preisanstieg bei den Rohstoffen der Pelletproduktion (Sägespäne, höherwertige Industrieholzsortimente) und demgegenüber die sich kaum verändernden Verkaufspreise für Holzpellets aufgeführt. Diese Entwicklung ist nicht zuletzt eine Folge der in den letzten Jahren in Mitteleuropa aufgebauten Überkapazität der Pelletproduktion [39].

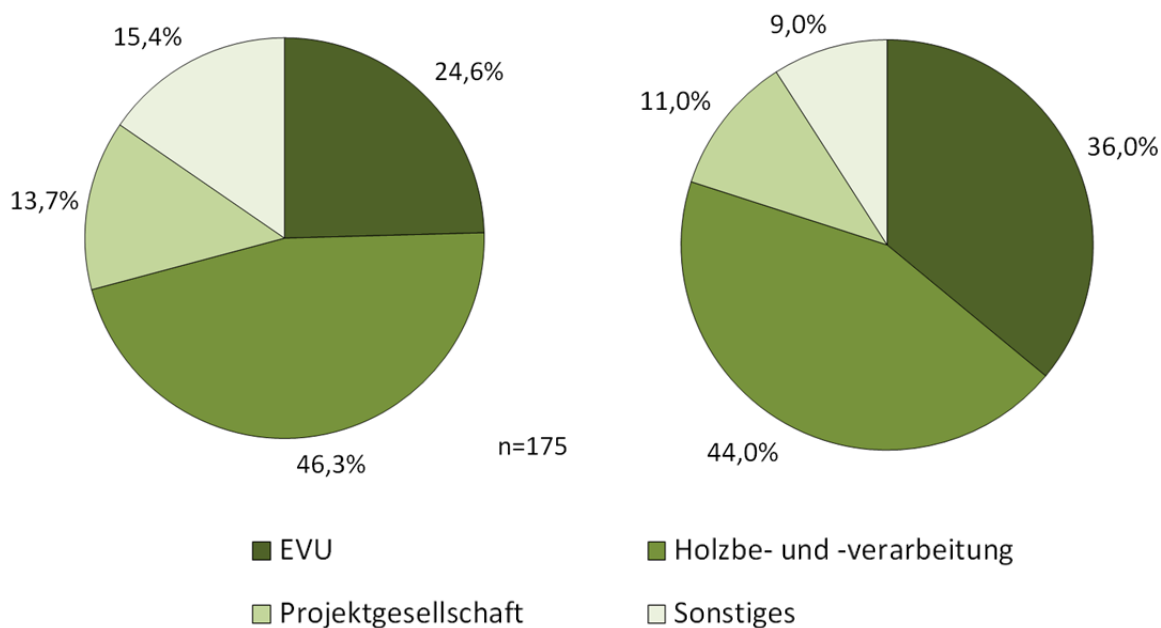


Abb. 2-6: Betreiberformen der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und inst. elek. Leistung (rechts)

Der zweitgrößte Betreiberbereich wird durch Energieversorgungsunternehmen (EVU) abgedeckt (24,6 % der betrachteten 175 Anlagen, 36 % der inst. elek. Leistung). Dabei handelt es sich sowohl um die großen, deutschlandweit agierenden EVU als auch um vergleichsweise kleine, regional tätige, städtische Unternehmen. Größere Projekte, wie die Errichtung eines Biomasse(heiz)kraftwerkes im mittleren oder höheren Leistungsbereich, werden oftmals über einen Investoren- und Betreiberverbund finanziert und gebaut. Hierbei handelt es sich um Zusammenschlüsse von z. B. Contracting-Unternehmen, Privatinvestoren, Forstbetriebsgemeinschaften, öffentlichen oder sozialen Einrichtungen und Unternehmen anderer Branchen (13,7 % der betrachteten Anlagen bzw. 11 % der inst. elek. Leistung). Des Weiteren finden auch Gewerbe außerhalb der Holzver- und bearbeitenden Industrie Interesse an der Energieversorgung aus fester Biomasse. Hierzu gehören z. B. Unternehmen der Abfall- und Reststoffverwertung, der Tierfutter- oder Heizkesselproduktion. Die Anteile dieser Gruppe werden mit 15,4 % der betrachteten Anlagen und 9 % der installierten elektrischen Leistung beziffert.

Abb. 2-7 verdeutlicht die oben beschriebenen Strukturen für den Anlagenzubau 2010. Wie im Vorjahr erweitern auch in 2010 viele EVU ihr Betätigungsfeld auf Energiegewinnung aus Biomasse. Nachdem in 2009 ein großer Teil der zugebauten Anlagen zur Kategorie der EVU zugeordnet werden konnte, betrifft dies in 2010 nur noch zwei der 14 Anlagen (14,3 %). Der größte Teil der zugebauten Anlagen (57,1 % nach Anlagenzahl, 83,7 % nach inst. elek. Leistung) können den Projektgesellschaften zugeordnet werden. Auch hier sind teilweise EVU zusammen mit anderen Projektpartnern an den Anlagen beteiligt.

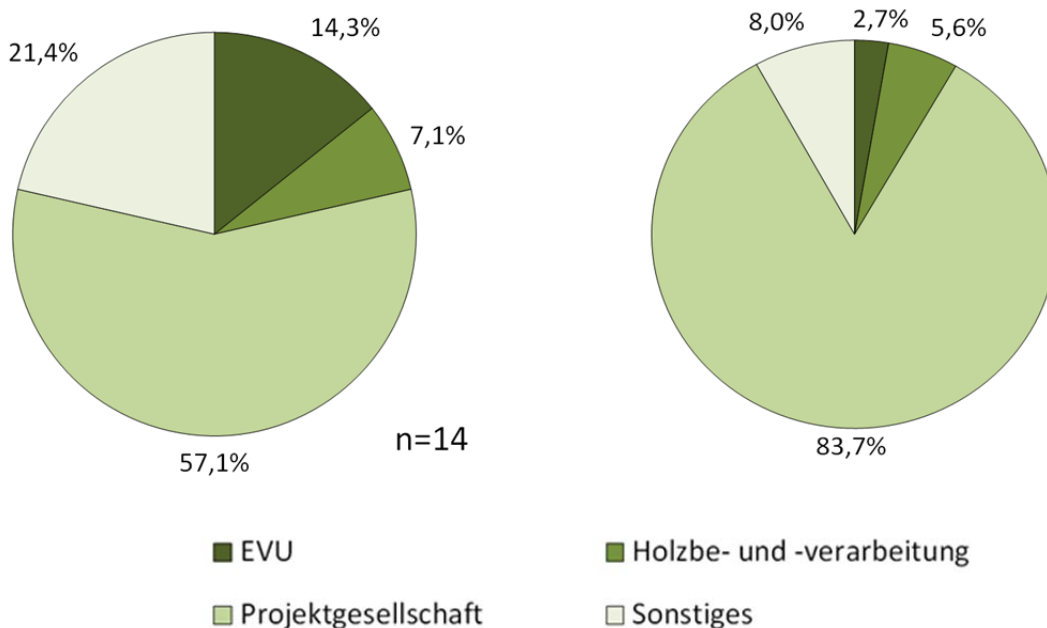


Abb. 2-7: Betreiberformen der 2010 in Betrieb genommenen Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und inst. elek. Leistung (rechts)

2.2 Strom- und Wärmeerzeugung

Die potenzielle Brutto-Stromerzeugung wird, auf Basis des aktuellen Anlagenbestands sowie unter Berücksichtigung mittlerer Volllaststunden und der unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkte für das Jahr 2010 auf etwa 8,3 TWh_{el} abgeschätzt³.

Während Anlagen im kleinen bis mittleren Leistungsbereich i. d. R. wärmegeführt arbeiten, ist die Betriebsweise von Biomasse(heiz)kraftwerken im großen Leistungsbereich bis 20 MW_{el} oftmals stromgeführt. Dies liegt vor allem an der Schwierigkeit, für die in diesen Leistungsgrößen anfallenden Wärmemengen geeignete oder ausreichend große Wärmesenken am Standort der Biomasseanlage zu finden. Das betrifft v. a. die sog. Altholzanlagen, die vermehrt in den Jahren 2003 und 2004 errichtet wurden, hatten das vorrangige Ziel, nach EEG vergütbaren Strom zu erzeugen. Bei solchen Anlagenkonzepten war eine Wärmeauskopplung oftmals nicht oder nur geringfügig vorgesehen. Anders ist das bei Anlagen, die als Industrieanlage zur Energieversorgung umliegender Betriebe mit Prozesswärme (Dampf, Warmwasser) oder als Heizkraftwerke zur Einspeisung in städtische/kommunale Nahwärmenetze geplant und errichtet wurden. Bei geeigneten Wärmekunden ist eine hohe Wärmeauskopplung über das ganze Jahr verteilt möglich.

Generell wird in Biomasse(heiz)kraftwerken – neben dem ins öffentliche Netz eingespeisten Strom – auch Wärme in Form von Heißwasser oder Dampf bereitgestellt, die beispielsweise in vorhandene Wärmeleitungsnetze eingespeist oder für industrielle Dampfprozesse genutzt werden könnten. Insgesamt wird nur bei einem kleinen Teil der erfassten Anlagen (rund 5 %) des Biomasse(heiz)kraftwerkpark ausschließlich Strom erzeugt. Bei den meisten Biomasse(heiz)kraftwerken findet zumindest eine geringe Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für den Eigenbedarf statt.

³ Zur Berechnung der Stromerzeugung wurden folgende Volllaststunden angenommen: Anlagen im Leistungsbereich $\leq 0,15$ MW_{el}: 2 500 h/a; Anlagen im Leistungsbereich $\geq 0,15$ -1 MW_{el}: 4 000 h/a; Anlagen im Leistungsbereich > 1 -10 MW_{el}: 6 000 h/a, Anlagen im Leistungsbereich > 10 MW_{el}: 7 500 h/a.

Die Menge der erzeugten, ausgekoppelten Wärme für den gesamten Anlagenbestand hängt, über das Jahr betrachtet, von einer Vielzahl von standortabhängigen Faktoren ab (Abnehmerstruktur, ggf. variabler Wärmebedarf der Abnehmer, Witterungsverhältnisse, Werksauslastungen) und kann an dieser Stelle nur abgeschätzt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Anlagenkonzepte und Betriebsweisen wird die Abschätzung der Wärmeauskopplung zusätzlich erschwert.

Auf Basis durchschnittlicher Volllaststunden für die Wärmeauskopplung der in Betrieb befindlichen Anlagen, die aus den vorhandenen Angaben zur Wärmeauskopplung entwickelt wurden (n=101), wird die Wärmemenge für das Jahr 2010, die gekoppelt zur Stromproduktion erzeugt und als Nutzwärme abgegeben wurde, auf 14,1 TWh geschätzt⁴.

2.3 Technologien und Verfahren

Nach derzeitigem Entwicklungsstand haben inzwischen zwei Technologien zur Strombereitstellung mit Wärmeauskopplung auf Basis der Biomasseverbrennung Marktreife erlangt. Dies sind der Dampfkraftprozess unter Anwendung einer Dampfturbine beziehungsweise eines Dampfmotors sowie der ORC⁵-Prozess. Der Dampfturbinenprozess ist von allen KWK-Anwendungen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse am längsten praxiserprobt und deshalb am Markt etabliert. Er ist jedoch in der Regel erst ab 2 MW_{el} kostendeckend darstellbar.

Ursprünglich für die Strombereitstellung aus Niedertemperaturwärme entwickelt, hat sich der ORC-Prozess vor allem in den letzten 4 Jahren (mit Unterstützung des Bonus für innovative Technologien) im Bereich der Biomasseheizkraftwerke zu einer wesentlichen Größe entwickelt. Nach derzeitigem Kenntnisstand befanden sich Ende 2010 bereits 79 ORC-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 0,3 und 3,1 MW_{el} (2 Module à 1,55 MW_{el}) in Betrieb.

⁴ Zur Berechnung der Wärmeauskopplung wurden folgende Volllaststunden angenommen: Anlagen im Leistungsbereich $\leq 0,5$ MW_{el}: 5 000 h/a; Anlagen im Leistungsbereich $\geq 0,5$ -5 MW_{el}: 6 500 h/a; Anlagen im Leistungsbereich > 5 MW_{el}: 4 000 h/a

⁵ Organic Rankine Cycle

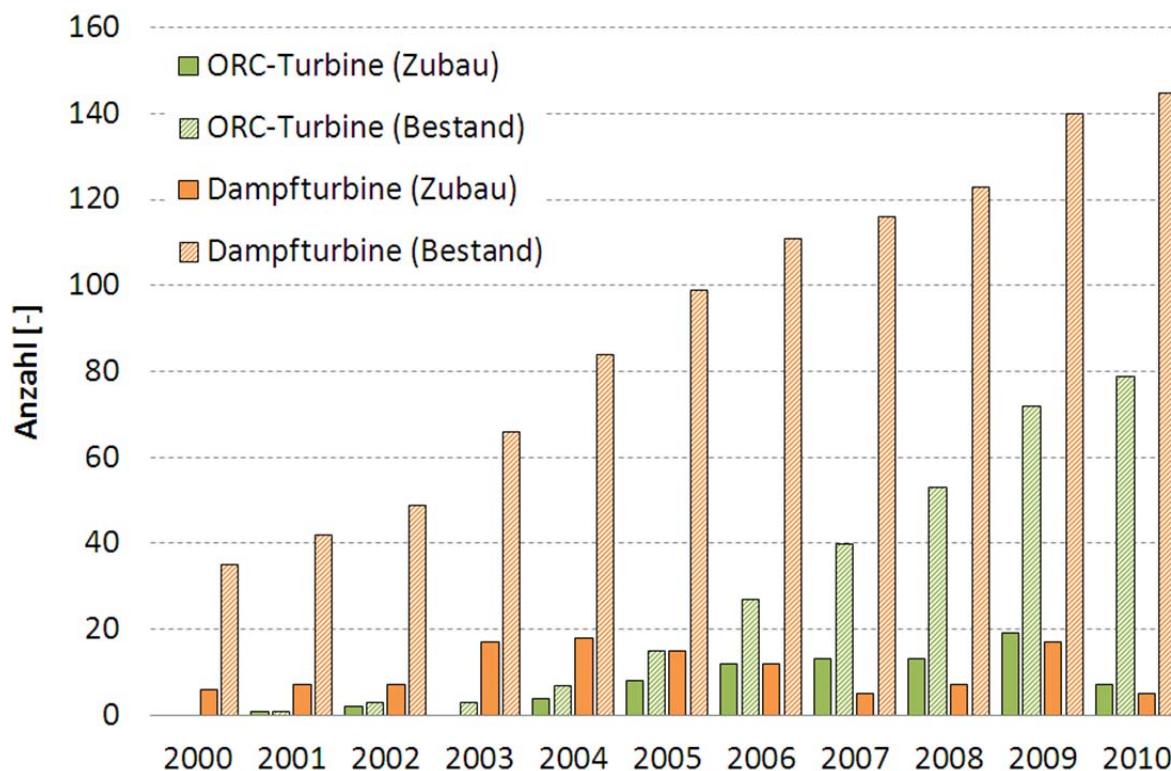


Abb. 2-8: Zubau von ORC- und Dampfturbinenanlagen 2000 bis 2010

Seit 2004 stieg die Zahl der jährlichen Zubauten an und erreichte 2009 ihren bisherigen Höhepunkt mit 20 neu in Betrieb genommenen Anlagen. Durch die geringere Anzahl der Anlagen, die 2010 in Betrieb gegangen sind, ist auch der Anteil der ORC-Anlagen entsprechend abgesunken. Mit sieben ORC-Anlagen in 2010 liegt der Anteil aber wie 2009 bei 50 %. Der Trend dieser Technologie wird sich aller Voraussicht nach wohl auch in den kommenden Jahren fortsetzen. Derzeit sind weitere 12 Biomasseheizkraftwerke bekannt, die bis 2012 ORC-Anlagen einsetzen wollen. Diese Entwicklungen sind auf die Anreizwirkungen des EEG zurückzuführen, wonach Strom aus ORC-Anlagen mit einem zusätzlichen Technologiebonus vergütet wird. Des Weiteren ist im Zuge der Preisentwicklungen der Holzbrennstoffe in den letzten Jahren eine an dem vorhandenen Wärmebedarf ausgerichtete Anlagenauslegung von Heizkraftwerken immer wichtiger. Eine ausschließliche Verstromung von Holz ohne gleichzeitige Wärmenutzung durch KWK ist mittlerweile nicht mehr kostendeckend. Je höher die Wärmenutzung, desto positiver die Effekte und Chancen auf einen mindestens kostendeckenden Betrieb des Biomasseheizkraftwerkes. Das resultiert zum einen aus dem Verkauf der Wärme und zum anderen aus dem KWK-Bonus des EEG. Zudem sollte vor diesem Hintergrund die Erhöhung der Anlageneffizienz bzw. des Brennstoffausnutzungsgrades immer mehr im Mittelpunkt der wirtschaftlichen Optimierung stehen. Hierbei spielt ein wärmegeführter Anlagenbetrieb eine große Rolle. Die Stromproduktion richtet sich in diesem Fall nach der Wärmeerzeugung. Dabei sind Stromerzeugungsaggregate wie ORC-Turbinen variabel ausgelegt und weisen gute Teillast-Eigenschaften auf.

Trotz des enormen Zubaus und der Marktreife gibt es bei dem Betrieb von ORC-Heizkraftwerken noch Optimierungsbedarf. ORC-Anlagen weisen einen geringen elektrischen Wirkungsgrad auf, der bisher z. B. durch Modifikationen etwa im Silikonölkreislauf (Teilstromprinzip) erhöht werden konnte. Da den Bemühungen an dieser Stelle physikalische Grenzen gesetzt sind, wird eine Steigerung des

Anlagennutzungsgrades und somit eine effektivere Brennstoffausnutzung nur durch verbesserte Wärmenutzung erreicht. Eine Untersuchung an 27 Heizkraftwerken mit ORC-Anlage zeigte, dass bei vielen der hier betrachteten Anlagen zu Gunsten einer hohen Stromproduktion große Mengen der produzierten Wärme weggekühlt werden [3]. Eine solche stromoptimierte Betriebsweise führte aufgrund steigender Holzpreise schon in der Vergangenheit zu vermehrten wirtschaftlichen Problemen bei Anlagenbetreibern. Inwieweit sich solche Anlagenkonzepte trotz vergleichsweise hoher EEG-Vergütung in Zukunft weiter durchsetzen werden, bleibt abzuwarten.

ORC-Anlagen weisen einen nicht zu unterschätzenden Stromeigenbedarf auf. Bei den untersuchten Anlagen wurde der gesamte Stromverbrauch des Heizkraftwerkes (Pumpenleistung Heizwasser und Arbeitsmittel, Rauchgasventilation, Hydraulikpumpen, Beleuchtung) der produzierten Strommenge gegenübergestellt. Der mittlere Stromverbrauch liegt aufgrund der im Vergleich zur Dampfturbine geringen Stromproduktion bei rund 25 % der produzierten Strommenge [3].

Ein weiteres, bislang wohl unterschätztes, Problem ist der Ascheanfall bei den eingesetzten Brennstoffen (v.a. Landschaftspflegematerial, Rinde) und die damit einhergehenden Herausforderungen in der Betriebsführung. Neben möglichen Verschlackungen in der Feuerung (dieser kann man durch geeignete Rosttechnologien entgegenwirken) führt ein hoher Ascheanfall v. a. zu Verunreinigungen im Wärmeübertrager mit einhergehender Leistungseinbuße durch verminderte Wärmeübertragungseigenschaften. Daraus resultiert erhöhter und regelmäßiger Reinigungsaufwand der Wärmeübertragerflächen. Dies ist einer der Gründe für Anpassungen von Feuerungs- und Wärmeübertragerkonstruktionen an sich verschlechternde Brennstoffqualitäten (bessere Zugänglichkeit und Wartungsmöglichkeiten von Wärmeübertragerflächen, geringere Anfälligkeiten für Verschmutzungen und Verschleiß, höhere Anlagenverfügbarkeiten) [51].

Weitere Biomasse-Stromerzeugungstechnologien, v. a. im kleinen Leistungsbereich $< 100 \text{ kW}_{el}$ befinden sich weiterhin im Entwicklungsstadium. Im Betrieb der mit Holz beschickten Stirling-BHKW gibt es derzeit nur wenige Aktivitäten und weitere Entwicklungen. Die Hersteller, die sich bis jetzt mit biomassebasierten Stirlingmotoren auseinandersetzen, haben die Entwicklung derzeit eingestellt. Einer der Hauptakteure, die Sunmachine GmbH, musste im Mai 2010 Insolvenz anmelden, nachdem der Hauptinvestor keine weiteren Finanzierungsmittel für eine Entwicklung des Motors bis zur Marktreife unterstützen wollte [9]. Die Qalovis Farmer Automatic Energy GmbH plant hingegen, bis 2012 einen kommerziellen Biomassevergaser mit Stirlingmotor am Markt platzieren zu können.

Im Kleinst-KWK-Bereich befindet sich seit Anfang 2011 ein wärmegeführter, mit Pellet betriebener Dampfkolbenmotor im Versuchsbetrieb. Hierbei handelt es sich um ein Konzept mit einem horizontal laufenden Dampfkolbenmotor, der seit 2006 als Erdgas-Variante vertrieben wird. Bei thermischen Leistungen von 3,5 bis 16 kW und elektrischen Leistungen von 0,3 bis 2 kW bei einem elektrischen Wirkungsgrad von rund 10 % handelt es sich um eine Kleinstanwendung, die derzeit in einem landwirtschaftlichen Betrieb in NRW getestet wird. Die Stromerzeugung dient der Deckung des Eigenbedarfes. In diesen Größenordnungen ist eine Einspeisung des Stroms nach EEG nicht zweckmäßig [8], [38].

2.4 Biomasseeinsatz

2.4.1 Eingesetzte Stoffströme

Abb. 2-9 verdeutlicht die in den Anlagen eingesetzten Holzsortimente. Es wird an dieser Stelle zwischen vier verschiedenen Sortimenten unterschieden. Naturbelassenes Holz bezeichnet Wald(rest)holz, unbelastetes Sägerestholz oder Rinde sowie Landschaftspflegeholz. Bezogen auf die Anlagenzahl setzen rund 54 % der Anlagen diesen Brennstoff ein. Bezogen auf die gesamte installierte elektrische Leistung ist dieser Wert geringer und beträgt 33,3 %. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Anteile leicht angestiegen. Bei den Anlagen, die ausschließlich Altholzsortimente der Klassen A I und A II einsetzen, handelt es sich um 16,1 % des Anlagenbestandes bzw. 11,4 % der installierten elektrischen Leistung. Bei den Anlagen, die alle Altholzklassen (A I bis A IV) einsetzen dürfen, handelt es sich um 12,4 % (nach Anlagenzahl) bzw. 31,4 % (nach inst. elek. Leistung). Schließlich findet in einigen Anlagen auch eine Mischnutzung statt. Hier kommen sowohl Althölzer als auch naturbelassene Hölzer zum Einsatz. Es handelt sich um 17,7 % der Anlagen bzw. 23,9 % der installierten Leistung.

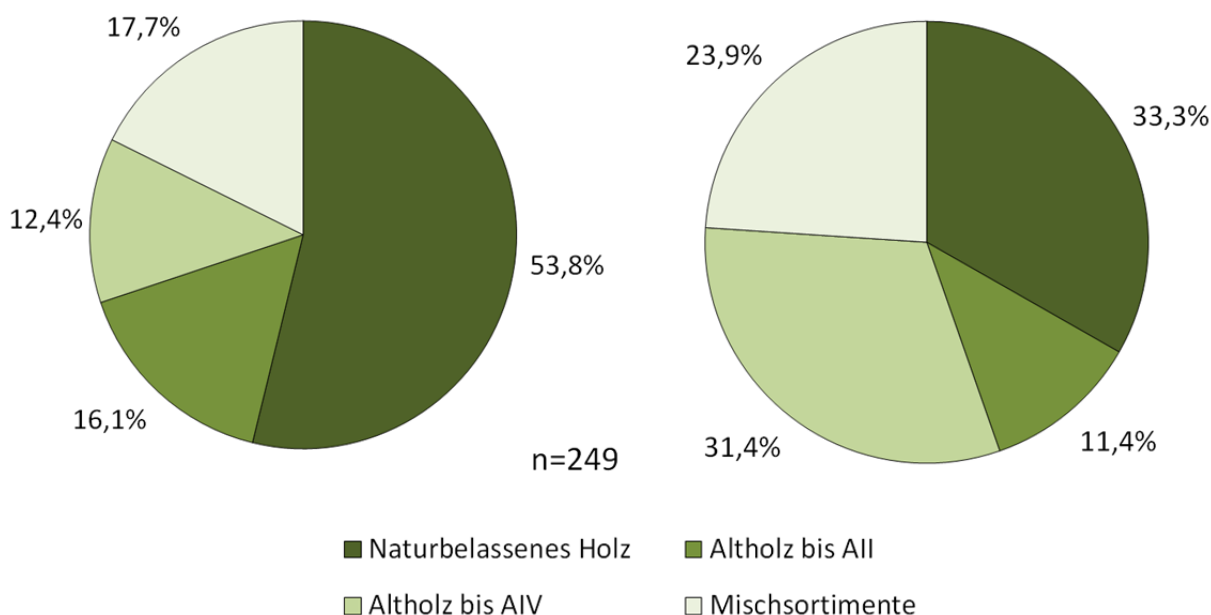


Abb. 2-9: Brennstoffeinsatz in Biomasse(heiz)kraftwerken nach Anlagenzahl (links) und inst. elek. Leistung (rechts)

Der Brennstoffeinsatz aller derzeit in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke wird für das Jahr 2010 auf rund 7,6 Mio. t_{atro} geschätzt. Die Papier- und Zellstoffindustrie findet bei dieser Betrachtung keine Berücksichtigung. Hier werden neben Rinde u. a. Schwarzlauge, Faserschlämme und andere Reststoffe aus internen Produktionsprozessen energetisch genutzt.

Ermittelt man die Anteile der verschiedenen Holzfraktionen bezogen auf die in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke, so ergeben sich deutliche Unterschiede in den sechs Leistungsbereichen. Abb. 2-10 bis Abb. 2-13 verdeutlichen diesen Sachverhalt (aus Darstellungsgründen weisen die Diagramme unterschiedliche Skalierungen auf).

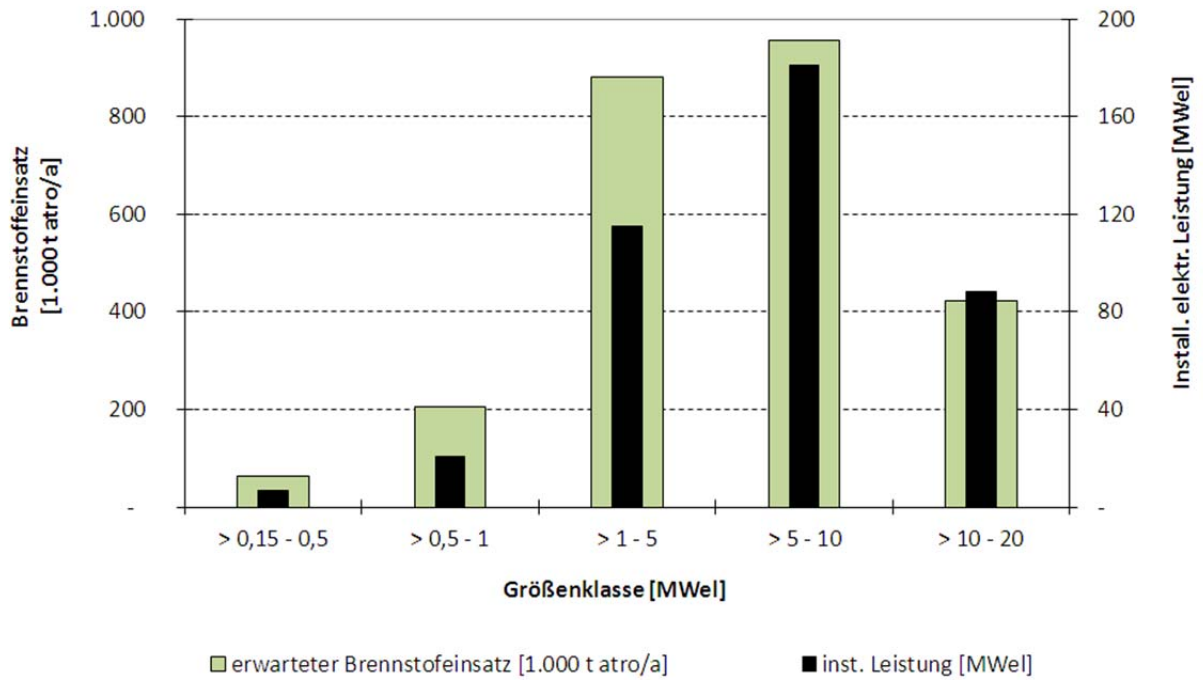


Abb. 2-10: Erwarteter Brennstoffeinsatz von naturbelassenem Holz

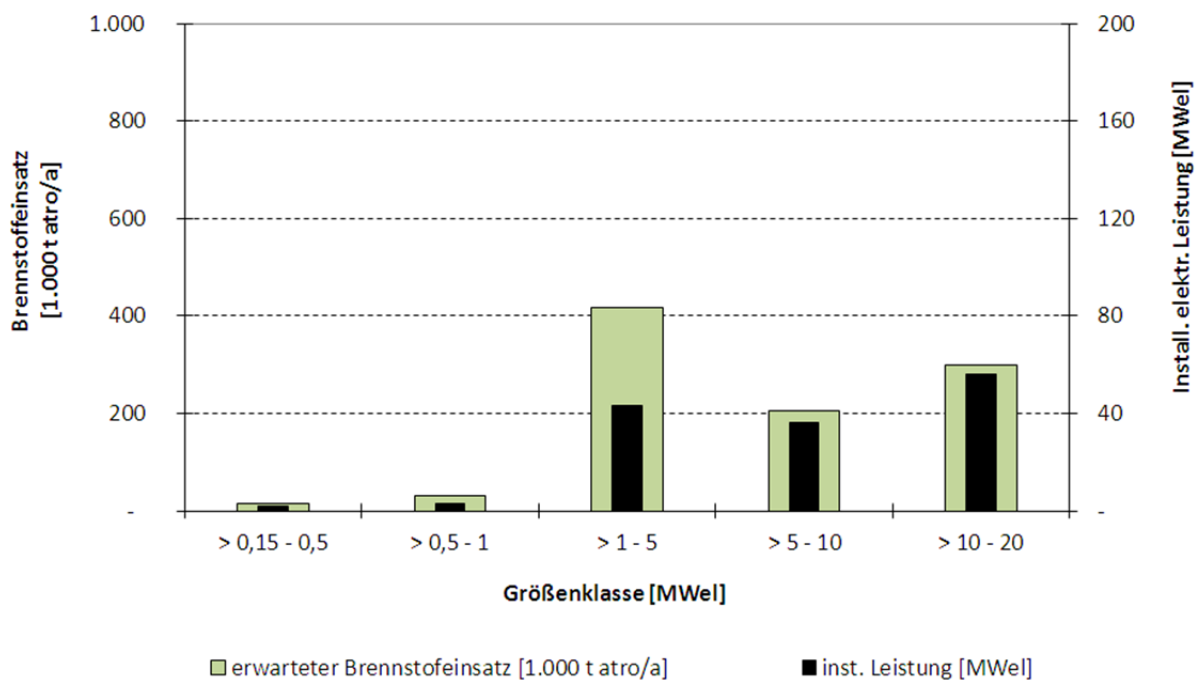


Abb. 2-11: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AII

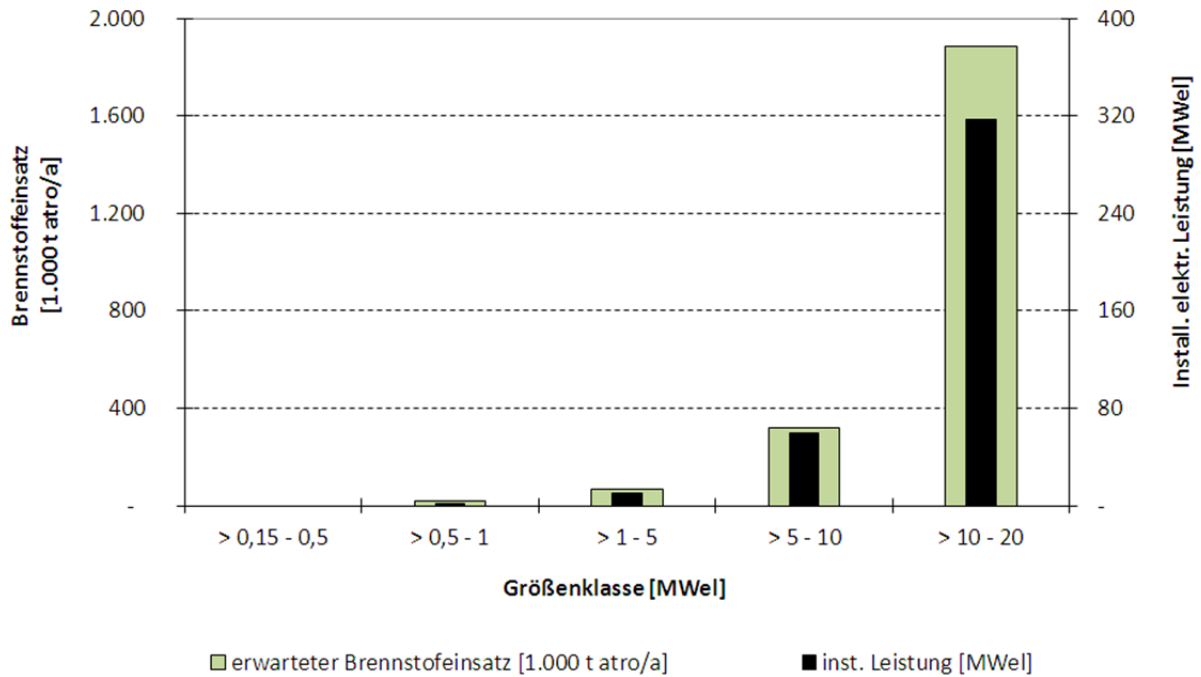


Abb. 2-12: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AIV

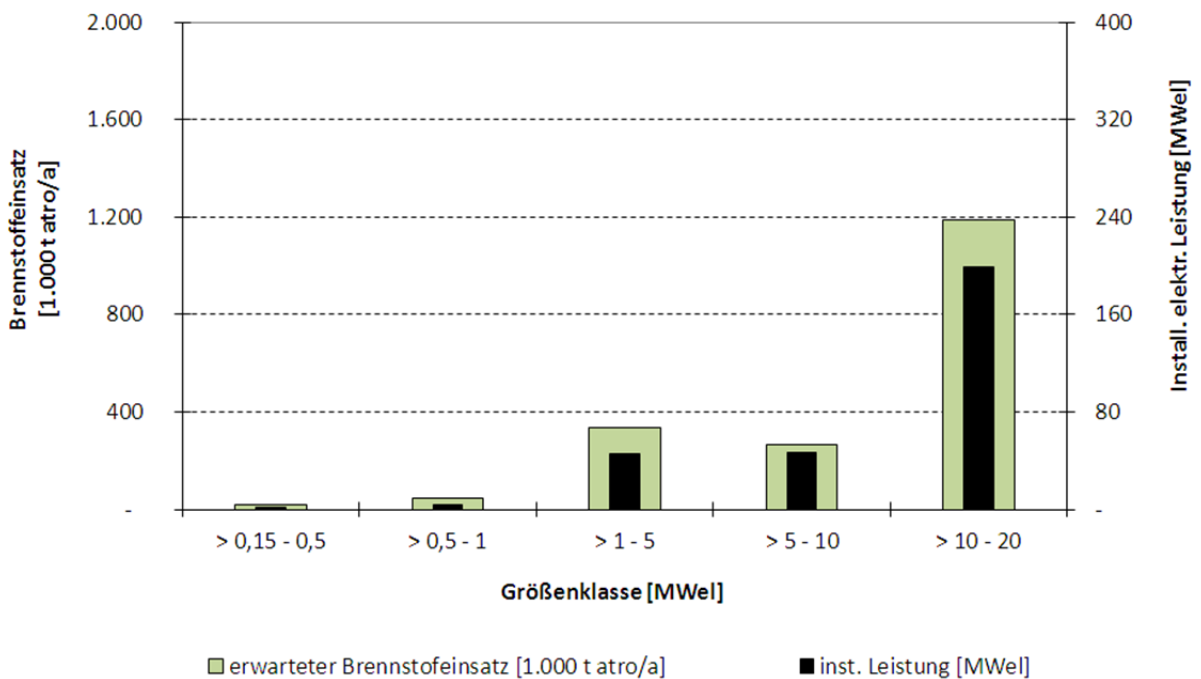


Abb. 2-13: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Mischsortimenten

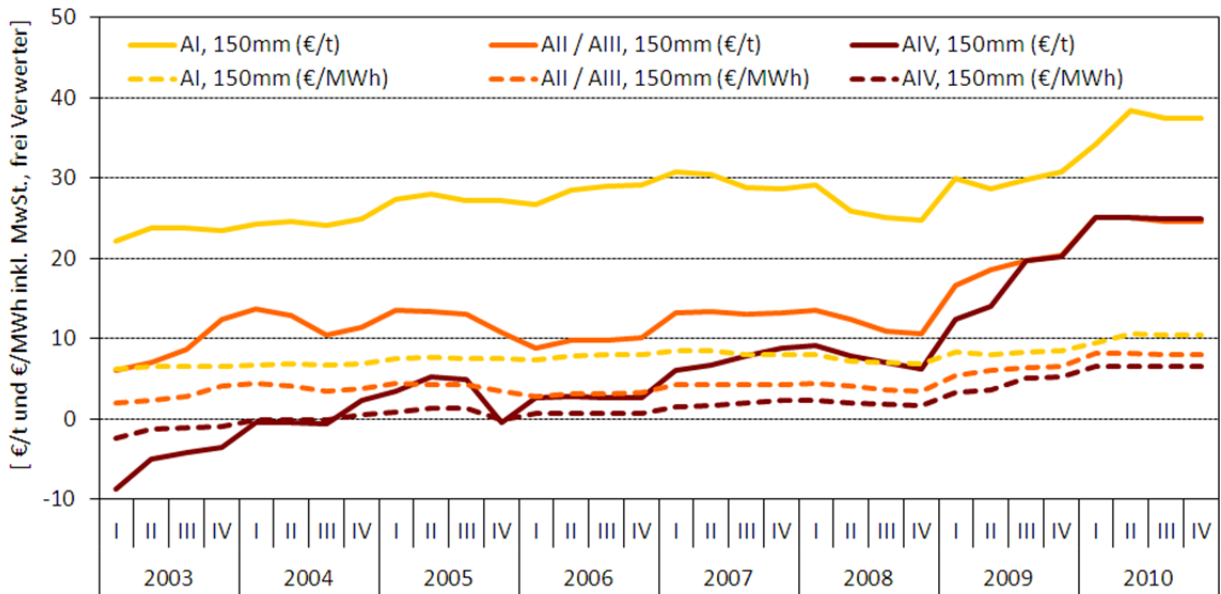
Den mengenmäßig bedeutsamsten Brennstoffeinsatz mit rund 2,5 Mio t_{atro} (33,1 % der insgesamt eingesetzten Brennstoffe) haben Anlagen, die ausschließlich naturbelassenes Holz einsetzen (411 MWe_{el}, rund 33 % der Anlagen). Aufgrund der hohen Anlagenleistungen verzeichnen die Größenklassen ab 1 MWe_{el} den höchsten Brennstoffeinsatz in diesem Bereich. Ebenfalls mengenmäßig bedeutsam kommt

Altholz in Anlagen zum Einsatz, die nach 17. BImSchV für Althölzer bis A IV genehmigt sind. Die prognostizierte Menge für 2010 beträgt hier zusammen rund 2,3 Mio t_{atro} (29,9 %). Hier überwiegt ganz klar die Größenklasse ab 10 MW_{el} . Insgesamt kommen in 31,4 % der Anlagen (bezogen auf die inst. elek. Leistung von 388 MW_{el}) ausschließlich Althölzer bis A IV zum Einsatz. Einen weiteren großen Anteil stellen die Anlagen, die neben naturbelassenem Holz auch unterschiedliche Altholzklassen einsetzen dürfen, dar. Hierbei handelt es sich um rund 23,9% der inst. elek. Leistung (296 MW_{el}), die 24,3 % der eingesetzten Brennstoffe nutzen (1,9 Mio. t_{atro}). Wie hoch die tatsächlichen Anteile der naturbelassenen Hölzer bzw. Althölzer in diesen Anlagen sind, kann derzeit nicht hinreichend genau abgeschätzt werden. Die verbleibende rund 1 Mio. t_{atro} Brennstoff (12,7 %) wird den Althölzern der Klasse A I + II, die in entsprechenden Anlagen zum Einsatz kommen (11,4 %, 141 MW_{el}), zugeordnet.

2.4.2 Markt- und Preisentwicklung

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick der Preisentwicklung von Holzsortimenten gegeben, die für die hier betrachteten Biomasse(heiz)kraftwerke relevant sind. Die Daten beruhen zum einen auf vierteljährlich publizierte Angaben der Europäischen Wirtschaftsdienst (EUWID) GmbH, zum anderen auf Marktbeobachtungen von C.A.R.M.E.N. e.V.

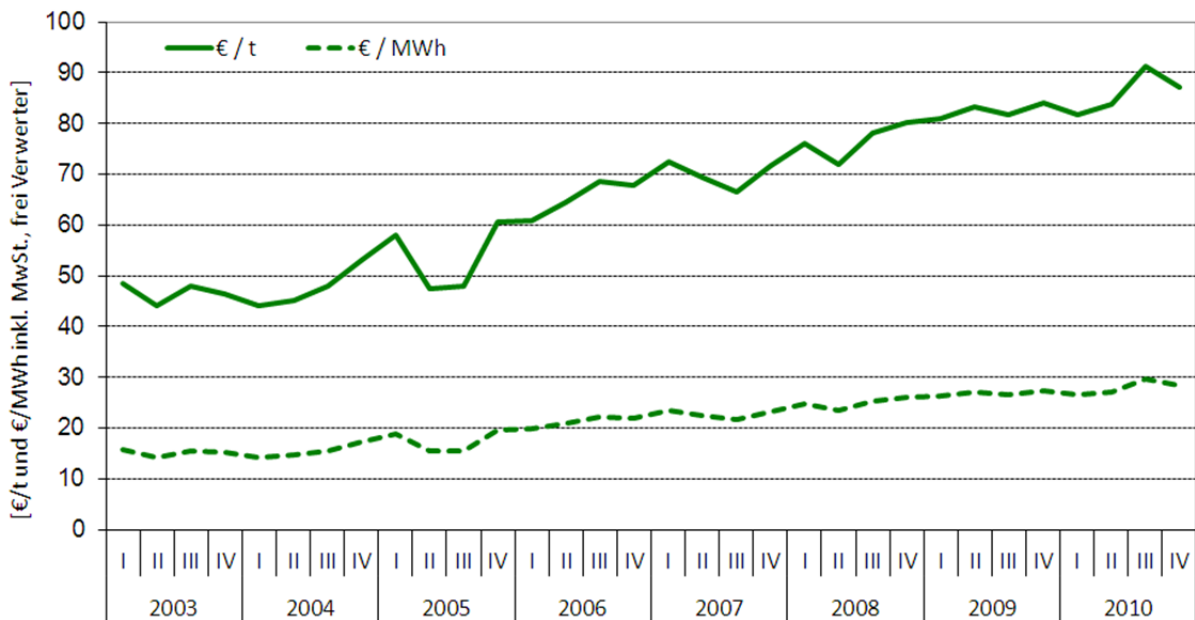
Sie können regional betrachtet z. T. deutliche Unterschiede aufweisen. Im Nordosten Deutschlands z. B. liegen die Preise für Althölzer i. d. R. höher als im Rest der Republik. In Abb. 2-14 ist der gesamtdeutsche Durchschnitt der Altholzsortimente dargestellt. Ein leichter Aufwärtstrend ab 2003 ist hier erkennbar. Vor allem das Jahr 2009 zeichnete sich für alle Altholzsortimente mit hohen Preissteigerungen aus. In 2010 wiederum hat sich die Versorgungslage etwas entspannt. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Eine vergleichsweise kurze Kälteperiode in den Wintermonaten führte dazu, dass Altholzmengen aus dem Baubereich in die Verwertung fließen konnten. Die Verwerter wiederum deckten sich in 2010 als Folge der teilweise prekären Situationen des Vorjahres früh genug mit ausreichenden Lagermengen ein. Zudem führte abnehmende Konkurrenz aus der Müllverbrennung bzw. erhöhte Revisionstätigkeiten bei einigen Anlagen zu Entlastungen des Marktes [27]. Trotz sich konsolidierender Märkte im zurückliegenden Jahr wird von Branchenverbänden in Zukunft mit einem europaweit steigenden Bedarf gerechnet. Nach Aussage des Bundesverbands für Altholzaufbereiter und -verwerter (BAV) besteht in Deutschland momentan eine Deckungslücke von rund 1 Mio. t/a , die derzeit durch Importe gedeckt werden kann. Bei steigendem Bedarf im europäischen Ausland durch verstärkten Zubau von Holzheizkraftwerken, der nach Aussagen des BAV zu erwarten ist, ist von verminderten Möglichkeiten des Altholzimportes durch deutsche Betreiber auszugehen [36]. Des Weiteren sieht die Holzwerkstoffindustrie als stoffliche Nutzer von Holzhackschnittel die sich entwickelnde Lage äußerst kritisch. Durch einen konzentrierten, kurzzeitigen Produktionsstopp im Oktober 2010 wollten europäische Holzwerkstoffunternehmen ihren Forderungen Nachdruck verleihen, der Kaskadennutzung von Holz (d. h. energetische Nutzung erst nach ausgeschöpfter stofflicher Nutzung) Priorität einzuräumen. Dies soll auch für Altholzsortimente gelten. Auf Seiten des Verbandes der deutschen Holzwerkstoffindustrie (VHI) wird die anhaltende Subventionierung der energetischen Holznutzung zu Lasten der stofflichen Nutzung weiterhin kritisiert. Die daraus resultierenden Versorgungsengpässe führten zu teilweise erheblichen Preissteigerungen. In ähnlicher Weise argumentiert auch die European Panel Federation (EPF) – aufgrund von Subventionen für die energetische Nutzung ist es Anlagenbetreibern in Großbritannien möglich, hohe Holzpreise zu zahlen, was den stofflichen Holznutzern in der Form nicht möglich ist und deren Betriebe gefährdet [25].



Datenbasis: EUWID

Abb. 2-14: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von Altholzsortimenten [26]

Die Preisentwicklung bei naturbelassenem Holz (Wald(rest)holz, Landschaftspflegeholz) war in den letzten Jahren durch stetiges Wachstum geprägt. Trotz leichtem Absinken im letzten Quartal bildet auch das Jahr 2010 keine Ausnahme (Abb. 2-15). Viele Anlagenbetreiber hatten Probleme, sich ausreichend und qualitativ hochwertigen Brennstoff zu beschaffen.



Preise beziehen sich auf Hackschnitzel mit 35% Wassergehalt; Lieferung von 80 Schüttraummeter im Umkreis von 20 km

Datenbasis: C.A.R.M.E.N. e.V.

Abb. 2-15: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von Hackschnitzel aus Waldholz [20]

Der Markt für Holzsortimente aus der Landschaftspflege befindet sich weiterhin in der Entwicklung. Unter Landschaftspflegehölzern versteht man die gesamte Bandbreite an holzhaltiger Biomasse, die bei Pflegearbeiten im Rahmen landespflegerischer oder naturschutzfachlicher Maßnahmen, bei der Baumpflege sowie im Rahmen von Verkehrssicherungsmaßnahmen anfällt. Wie auch 2009 spielen Landschaftspflegeholzsortimente in 2010 bei Anlagenbetreibern eine immer größere Rolle, was auch auf die NawaRo-Bonusvergütung im EEG 2009 zurückzuführen ist. Der Hintergrund dieser Förderung ist, dass Landschaftspflegeholz ein hohes, bisher ungenutztes Potenzial besitzt und hierbei derzeit kaum Konkurrenz zu anderen holzartigen Rohstoffen besteht. Eine Ausnahme bilden hier Kompostieranlagen, die holzartiges Material als Strukturbildner für die Rottehaufen benötigen.

Bei Landschaftspflegehölzern handelt es sich um Material unterschiedlichster Herkunft und weist somit hohe Bandbreiten in Qualität und Preis auf. Die bei Pflegemaßnahmen an Autobahnböschungen beispielsweise anfallenden stammholzartigen Sortimente liegen qualitativ nahe an Waldholzsortimenten und werden mit entsprechend höheren Preisen gehandelt als Hackschnitzel aus Pflegemaßnahmen von Sträuchern, Hecken und ähnlichen Strukturen [25]. Landschaftspflegehölzer weisen oftmals problematische Verbrennungseigenschaften auf. Aus erhöhten Anteilen von Rinde, mineralischen Bestandteilen und anderen Fremdkörpern resultieren hohe Anteile von Asche und inerten Stoffen, die eine darauf abgestimmte Feuerungs- und Kesseltechnologie benötigen. Minderwertige Brennstoffqualitäten in nicht darauf ausgelegten Anlagen führen zu erhöhtem Wartungsaufwand, kürzeren Kessel-Reisezeiten und somit geringeren Verfügbarkeiten. Nach allgemeiner anfänglicher Euphorie über neu zu erschließende Biomassepotenziale aus dem Landschaftspflegebereich sind viele Anlagenbetreiber beim Thema Brennstoffqualität mittlerweile sensibilisierter als noch vor zwei Jahren.

Neben regionalen Preisunterschieden spielt für die Brennstoffbeschaffung (Waldrestholz sowie Landschaftspflegeholz) vor allem die Anlagengröße eine Rolle. Betreiber kleiner Anlagen (Heizwerke, $< 1 \text{ MW}_{\text{th}}$) bezahlen vergleichsweise mehr für ihren Brennstoff als Betreiber von Großanlagen (Heiz(kraft)werke, $> 1 \text{ MW}_{\text{th}}$). Die Ursache hierfür liegt in den größeren Abnahmemengen und einer höheren Toleranz gegenüber minderwertigeren und somit günstigeren Hackschnitzelqualitäten durch Großanlagenbetreiber [24]. Abb. 2-16 stellt eine Übersicht von Ankaufpreisen für Hackschnitzel aus Waldholz und Landschaftspflegeholz in Abhängigkeit der Anlagengröße und des Zeitraumes dar. Bei den dargestellten Preisen handelt es sich um das gewichtete Mittel der Betreiberangaben ($\text{€}/t_{\text{atro}}$, frei Verwerter) mit Angabe der Schwankungsbreiten. Zwischen den beiden dargestellten Quartalen ist eine leichte Preissteigerung bei den meisten Sortimenten erkennbar. Die sehr großen Schwankungsbreiten zeigen jedoch auch die hohe qualitative Varianz der vorhandenen Brennstoffe.



Abb. 2-16: Ankaufpreise für Verwerter von NawaRo-Holz [24], [25]

Viele Akteure rechnen auch in Zukunft mit steigenden Preisen. Aufgrund der teilweise schwierigen Beschaffung hochwertiger Brennstoffe in der Vergangenheit wird vermehrt nach Alternativen gesucht. Neben erhöhtem Einsatz von Landschaftspflegehölzern ist der Anbau schnellwachsender Hölzer eine mögliche Option, die vermehrt überprüft wird. Die derzeit angebauten Mengen sind noch sehr gering, dennoch wird in Kurzumtriebsplantagen eine Möglichkeit gesehen, Holzknappheiten in bestimmten Zeiträumen auszugleichen [25].

2.5 Thermochemische Vergasung

Innerhalb der Nutzung biogener Festbrennstoffe unterscheidet sich der Bereich der thermochemischen Vergasung in seinen Grundzügen (Marktentwicklung, Betreiberstrukturen, Anwendungsbereiche) teilweise stark von der Nutzerstruktur verbrennungsbasierter Systeme und soll an dieser Stelle separat betrachtet werden. Die thermochemische Vergasung von Biomasse bezeichnet Prozesse, bei denen feste, trockene und überwiegend lignocellulosehaltige Biomasse wie Holz in brennbare Gasmischungen umgesetzt werden. Für das EEG Monitoring sind dabei vor allem die Technologien relevant, bei denen diese Gase dann in Arbeitsmaschinen zu Strom und Wärme umgewandelt werden. Die folgenden Betrachtungen beruhen im Wesentlichen auf Erkenntnissen aus dem „Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung“ (FKZ 03KB017A-D) und Kontakten zur AG „Vergasung von Biomasse“ der Fördergesellschaft Erneuerbarer Energien (FEE e.V.).

2.5.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Aufgrund der vergleichsweise hohen Anzahl an Akteuren und der hohen Anzahl sich in der Entwicklung befindlichen Anlagen ist die Ermittlung des Anlagenbestandes von Biomassevergasungs-KWK-Anlagen ein sehr aufwändiger Prozess. Die Anlagen können nur dort zur Anwendung gebracht werden, wo sich Märkte für biogene Brennstoffe mit den Wärme- und Strommärkten zeitgleich überschneiden und sich dabei wirtschaftlich positiv von Wettbewerbstechnologien abheben. Trotz so spezifischer Marktbedingungen versuchen viele Akteure, Vergasungskonzepte zu entwickeln/ weiterzuentwickeln und in Verkehr zu bringen. Die Entwicklung dieser Technologie wäre vor 2004 fast zum Erliegen gekommen. Erst durch die Novellierung des EEG 2004 mit seiner Vergütungsstruktur und dem Bonussystem (v.a. Technologiebonus, KWK-Bonus) erhielt die Nachfrage nach Holzvergasungsanlagen wieder einen Aufschwung. Dementsprechend kam es zu einer Wiederaufnahme und Neuentwicklung vieler Konzepte. Die darauffolgenden Jahre liefen sehr dynamisch ab und waren geprägt von einem Inverkehrbringen modifizierter bekannter Vergasungskonzepte (Imbert-Prinzip) und dem Bemühen, stärker wissenschaftlich erarbeitete Verfahren umzusetzen. Die Etappe war aber auch geprägt von Rückschlägen, führte zu Entwickler- und Betreiberinsolvenzen und zur darauffolgenden und nach wie vor anhaltenden Skepsis gegenüber dieser Technologie. In den letzten Jahren hat sich die Anzahl der in Betrieb gesetzten Anlagen dennoch stetig vergrößert.

Die Anzahl der Anlagen, die von Entwicklern, Herstellern oder Anbietern seit dem EEG in der Fassung von 2004 mit dem Ziel der Stromeinspeisung betrieben wurden, kann nach einer Evaluierung Anfang 2011 derzeit auf mindestens 84 eingegrenzt werden. Die damit verbundene installierte elektrische Leistung beträgt rund 6,7 MW_{el} (Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3: Entwicklung des Anlagenbestandes von Holzvergasungsanlagen in Deutschland

	mit dem Ziel der Stromeinspeisung betriebene Anlagen [-]	Inst. elektrische Leistung [MW_{el}]
12/2008	62	7,4
12/2009	73*	7,1*
12/2010	84	6,7

*geschätzter Mittelwert auf Basis der Daten von 12/2008 und 12/2010

Die sinkende Anlagenleistung bei steigender Anlagenanzahl lässt vermuten, dass gerade größere Anlagen, wahrscheinlich aus technisch-ökonomischen Gründen, im Zeitraum von Anfang 2009 bis Anfang 2011 ihren Betrieb einstellen mussten.

Die Angaben basieren auf direkten Anfragen bei mehr als 65 Verfahrensträgern, von denen bekannt ist, dass sie selbst oder ihre Kunden im Zeitraum 1/2009-1/2011 Anlagen mit dem Ziel der Stromeinspeisung ans Netz gebracht haben oder Prototypen erstellt, an denen gearbeitet haben oder arbeiten. Sie werden ergänzt um Angaben von Betreibern, die maßgeblich beteiligt waren und sind, Anlagen in die Langzeitverfügbarkeit zu bringen. Es ist davon auszugehen, dass ohne Einbeziehung der Forschungseinrichtungen an mind. 75 unterschiedlichen technischen Lösungen/Fabrikaten (nicht Anlagen) gearbeitet wird, um sie im Sinne des EEG zu betreiben, zu verbessern und an die Betriebsfähigkeit heranzuführen. Eine exakte Ermittlung von einspeisenden Anlagen würde die Einführung eines Registers (mit Kriterien für Entwicklungsetappen und entsprechenden Belegen) voraussetzen. Im Verlaufe des Jahres 2011 ist zu erwarten, dass neben der Anlage der Stadtwerke Ulm, nach derzeitigem Stand 4,5 MW_{el}, im Leistungsbereich < 250 kW_{el} mehr als 50 Anlagen ans Netz gebracht werden und damit zusätzlich ca. 3 MW_{el} zur Einspeisung kommen.

Der wesentliche Anlagenzubau fand entgegen aller ökonomischen Erwartungen im kleinen Leistungsbereich < 1 MW_{el} und dabei besonders im Leistungsfeld < 150 kW_{el} statt. Die Entwicklungsarbeit im Bereich > 500 kW_{el} stellte sich deutlich verhaltener dar. Die sich davon verfahrenstechnisch abhebenden drei Großanlagen in Senden, Herten und Geislingen (mit 3-5 MW_{el}) befinden sich derzeit noch in Fertigstellung, in Bau oder kurz vor Baubeginn.

2.5.2 Akteursstruktur

Im Bereich der Anlagenentwicklung dominieren viele klein- und mittelständische Unternehmen, die Holzvergaser an Kunden in der Landwirtschaft, an Holzbe- und verarbeitende Betriebe oder an Energiedienstleister übergeben bzw. selbst als Wärmecontractor auftreten. Die Akteursstruktur der sich noch entwickelnden Branche hat sich in den letzten Jahren weiter deutlich gewandelt. Anlagen, die durch konstante Betriebsweise dem Charakter von Serienprodukten immer näher kommen, stammen von Unternehmen, die im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung und der Wärmebereitstellung tätig sind. Immer mehr Kessel- und Anlagenbauer wenden sich der Vergasung von Biomasse zu. Nach wie vor werden auch Betreiber zu Entwicklern. Verglichen mit der ersten Welle der Entwicklung nach 2004 hat sich eine Umschichtung der Akteure ergeben. Entwickler wie Gäbner, Joos, Ferges und Kuntschar, die schon vor der entscheidenden EEG-Novelle aktiv waren, bestimmten anfangs die Zahl der in Betrieb gesetzten Anlagen. Derzeit dominieren die vorrangig aus praktischen Erfahrungen entwickelten Systeme. Allerdings kommen mehr und mehr Verfahren aus fortschreitenden Erkenntnissen und wissenschaftlichen Ansätzen (z. B. Heat-Pipe-Technologie) zum Langzeitbetrieb, bzw. gestufte Verfahren nähern sich dem Vertrieb an.

Abb. 2-17 gibt eine Übersicht von 50 Anbietern von KWK-Systemen auf Basis der Biomassevergasung, die in Deutschland in den Jahren 2010/2011 die Entwicklung mitbestimmen

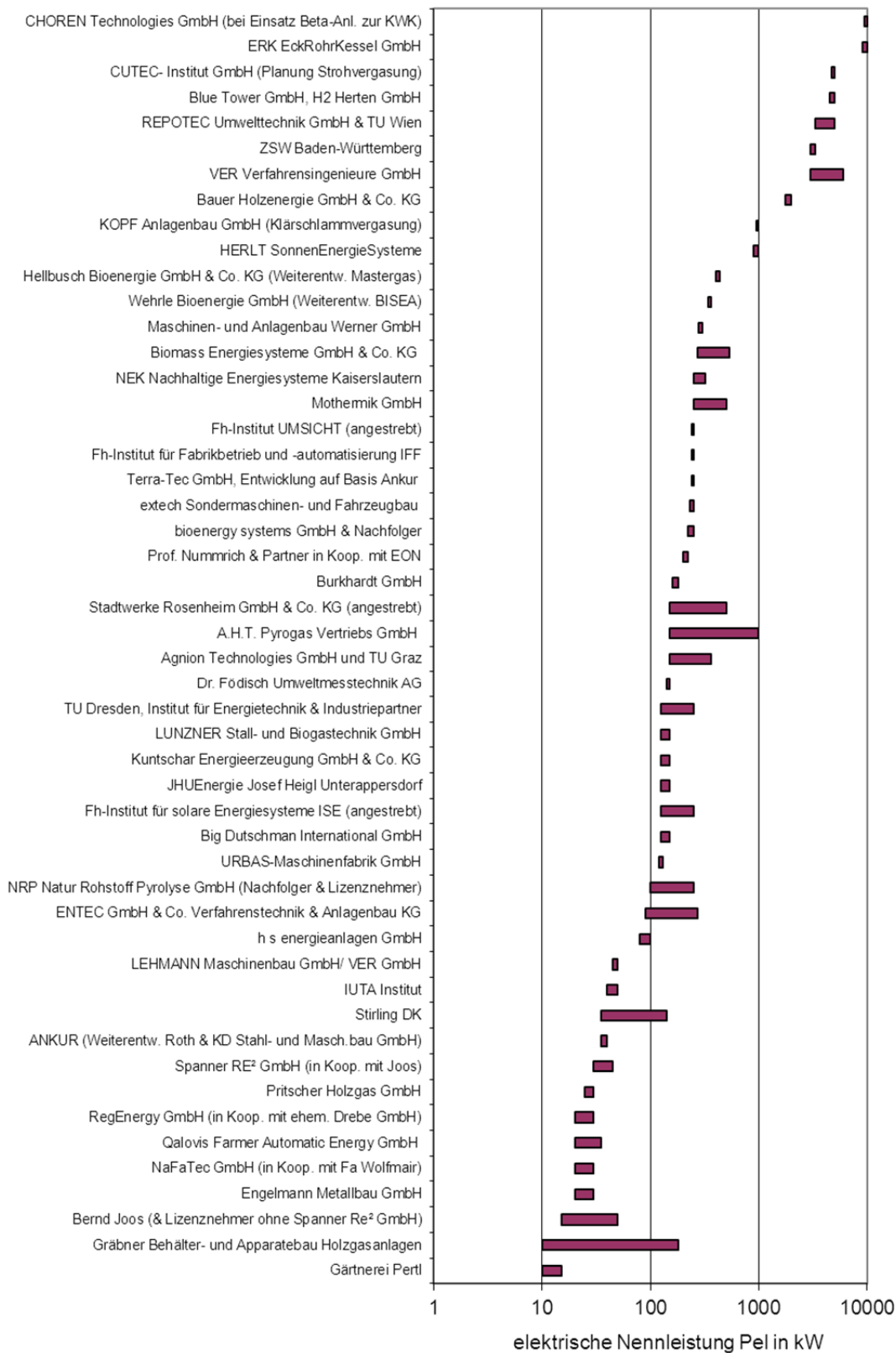


Abb. 2-17: Übersicht der in Deutschland aktiven Entwickler/ Anbieter von Biomassevergasungssystemen⁶ 2009/2010 [11]

⁶ Ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Akteure, die nicht genannt werden möchten, sind nicht in der Abbildung aufgeführt, die Flugstromvergasung des KIT ist nicht auf KWK gerichtet.

2.5.3 Stand der Technik

Bei den derzeit übergebenen Anlagen handelt es sich nicht mehr nur um Versuchsanlagen. Die Käufer möchten in einem spezifischen Marktsegment die Anlagen mit Gewinn betreiben. Sie sind sich dabei eines gewissen Risikos bewusst und bringen die Bereitschaft mit, selbst einzugreifen und zur Weiterentwicklung beizutragen. Mittlerweile gibt es einen großen Bestand an Anlagen, die bereits mehrere tausend Stunden in Betrieb sind. Die Sichtweise hat sich gewandelt. Während 2005 noch wenige hundert, störungsfreie Stunden pro Jahr als erfolgversprechend galten, verweisen viele Betreiber mittlerweile auf Anlagen, die 4 000 bis 7 000 Stunden pro Jahr in Betrieb sind. Der Betreuungsaufwand dabei ist höher als z. B. bei automatisch betriebenen Holzhackschnitzelfeuerungsanlagen. Der Anlagenbetrieb von Biomassevergasungs-KWK-Anlage ist vor allem dann erfolgreich, wenn die Anlage von vornherein als Heizanlage betrieben wird, die zusätzlich Strom erzeugt und einspeist. Bei mangelnder Wärmenutzung ist wie bei konventionellen Holzheizkraftwerken ein wirtschaftlicher Betrieb nicht zu erwarten. Die Stromerzeugung und Einspeisung nach EEG steht damit bei den meisten Anwendungen eher im Hintergrund, wenngleich immer mehr Betreiber belegen, dass die Vergütung des eingespeisten Stroms nach EEG eine weitere wichtige Komponente für einen wirtschaftlichen Betrieb darstellt.

Die stärkste zahlenmäßige Entwicklung vollzog sich in den letzten zwei Jahren auf dem Gebiet der Kleinstanlagen, gestützt auf die Vergasung von Holz mit anschließender Nutzung im Gasmotor und der Auskopplung von Wärme und Strom. Derzeit dominiert hier die Festbett-Gleichstromvergaser-Technologie. Als Vergasungsmittel bei der überwiegend autothermen Prozessführung fungiert hauptsächlich Luft. Die eingesetzte Brennstoffqualität hat einen erheblichen Einfluss auf einen erfolgreichen Prozessablauf. Entwickler- und betreiberseitig wird daher mittlerweile viel Wert auf den Bezug von definiertem und besonders trockenem Brennstoff gelegt. Hauptsächlich eingesetzte Brennstoffformen sind derzeit Holzhackschnitzel. Es wird aber auch am Einsatz alternativer Brennstoffe (Pellets, minderwertige Hölzer sowie organische Rest-/ Abfallstoffe) gearbeitet.

Derzeit stabilisiert sich gewissermaßen eine zweite Generation von Holzvergasungs- und -gasreinigungssystemen. Dabei wird die effektive Verwertung der Gase in den Motoren immer wichtiger. Holzvergäsern nachgeschaltet sind daneben aber auch erste andere Stromerzeugungsanlagen wie Stirlingmotoren und eine Gasturbine. In größere Anlagen werden ORC-Turbinen zur Nutzung von Abwärme integriert. Die Suche nach den bestmöglichen Arbeitsmaschinen hat an Bedeutung gewonnen.

2.5.4 Ausblick

Die Regelungen des EEG 2004 haben zu den hier skizzierten Ergebnissen der Entwicklung der Holzvergasung einen wichtigen Beitrag geleistet. Die Holzvergasung wurde in den letzten Jahren wieder verstärkt forciert und hat sich weiterentwickelt. Die weitere Nutzung des EEG wird von Branchenexperten als wichtiger Baustein für das Vorankommen dieser Technologie erachtet.

Eine Begrenzung vieler Anwendungen stellt die Abhängigkeit von Umweltgutachtern beim Anerkennen der Holz Trocknung als KWK dar. Die innerhalb der Bundesländer und von Standort zu Standort unterschiedlich geforderten Nachweise, Gutachten und Anerkennungen als innovationsbonusgerechte Technologie erschweren den Ausbau. Daneben drängen Emissionsgrenzwerte, die von Herstellern allein noch schwer einzuhalten sind, auf generelle Lösungen.

Im Allgemeinen handelt es sich bei der Holzvergasungs-KWK-Technik um eine sich herausbildende Branche, in der noch sehr viel auf Eigenentwicklung gesetzt wird. Hierdurch kamen zwar bisher viele parallel entwickelte Konzepte in Marktnähe, stehen aber bislang noch vor dem technologischen Durchbruch.

2.6 Papier- und Zellstoffindustrie

Die o.g. Daten zum Anlagenzubau und der inst. elek. Leistung berücksichtigen nicht die Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie. Sie werden an dieser Stelle separat betrachtet. In Deutschland gibt es derzeit 6 Anlagen in diesem Industriezweig, für die eine Stromerzeugung und Vergütung nach EEG in Frage kommt und spätestens mit Inkrafttreten der EEG-Novellierung 2009 auch praktiziert wird. Tabelle 2-4 gibt hierzu eine kurze Übersicht.

Tabelle 2-4: Übersicht der Biomasseheizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie

	Nach EEG vergütete inst. elek. Leistung [MW _{el}]	EEG-Einspeisung seit	Einsatzstoffe
Zellstoff Stendal GmbH	35-40	2009	Ablauge, Rinde
Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH	< 20	2009	Ablauge, Rinde
Sappi Alfeld GmbH	16,8	2003	Ablauge, Rinde
Sappi Ehingen GmbH	13,2	2000	Ablauge, Rinde
Sappi Stockstadt GmbH	18,9	2003	Ablauge, Rinde
SCA Hygiene Products GmbH, Werk Mannheim	20	2003	Ablauge

Das Werk der Zellstoff Stendal GmbH wurde 2004 mit einer gesamten Turbinenleistung von rund 100 MW_{el} in Betrieb genommen. Der für den Eigenbedarf benötigte Strom entspricht einer Leistung von rund 55 MW_{el}. Der hierbei anfallende Überschussstrom beträgt pro Jahr rund 35-40 MW_{el}. Aufgrund des Inbetriebnahmezeitpunktes des Werkes ist das EEG in der Fassung von 2004 anzuwenden. Die hierbei produzierte Strommenge kam hinsichtlich der Leistungsgröße für eine Vergütung nach diesem EEG nicht in Frage. Der Überschussstrom wurde in den Jahren 2004 bis Ende 2008 überwiegend über den Graustrommarkt und ein vergleichsweise kleiner Teil als Ökostrom vermarktet. Mit Inkrafttreten des novellierten EEG in 2009 ist es dem Betreiber möglich, sich den Überschussstrom nach dem EEG vergüten zu lassen. Die Vergütung für die ersten 20 MW_{el} richtet sich nach den Vergütungssätzen des 2004er EEG, die restliche Menge (rund 15 bis 20 MW_{el}) nach dem 2009er EEG (siehe hierzu §66). Ähnlich verhält es sich mit dem Werk in Blankenstein, der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH. Es wurde im Jahr 2000 mit einer gesamten Turbinenleistung von rund 57 MW_{el} in Betrieb genommen. Die Überschussstrommenge beträgt weniger als 20 MW_{el}. Aufgrund der Turbinenleistung kam auch hier in den Jahren 2000 bis Ende 2008 keine Vergütung nach EEG in Frage. Mit Inkrafttreten der 2009er EEG wird auch hier die Überschussstrommenge nach EEG vergütet, in diesem Fall nach den Vergütungssätzen des EEG 2000 [50].

Sappi betreibt drei Papier- und Zellstoffwerke in Deutschland. Hierbei handelt es sich im Gegensatz zu den beiden erstgenannten Zellstoffwerken der Mercer-Gruppe um sogenannte integrierte Werke, die in einem ersten Schritt Zellstoff nach dem Sulfitverfahren herstellen und diesen dann in der eigenen Papierherstellung am gleichen Standort nutzen. Die Werke in Ehingen, Alfeld und Stockstadt gingen 2003 in Betrieb. Aufgrund der installierten elektrischen Leistungen von jeweils $< 20 \text{ MW}_{\text{el}}$ stand einer Vergütung des Stroms nach dem EEG 2000 von Beginn der Inbetriebnahme nichts entgegen [53].

Ein weiteres Werk befindet sich in Mannheim und wird von der SCA Hygiene Products GmbH betrieben. Auch hierbei handelt es sich um eine integrierte Zellstoff- und Papierherstellung. Die Anlage ging 2003 in Betrieb. Das Heizkraftwerk in Mannheim besteht aus mehreren Feuerungen und Kesseln, in denen neben Ablauge auch Rinde, Althölzer und Erdgas eingesetzt wird. Die Ablauge wird in einem separaten Kessel- und Stromerzeugungssystem verwertet. Die hier angewandte Turbine hat eine potenzielle Leistung von rund $28 \text{ MW}_{\text{el}}$ und ist aufgrund der Vorgaben des EEG aber auf $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ gedrosselt worden. Die im Werk anfallende Rinde wird zusammen mit Altholz thermisch verwertet. Hinzu kommt Erdgas, um auf die erforderlichen Druck- und Temperaturparameter des einzuspeisenden Dampfes zu kommen. Dieser Dampf kommt zusammen mit Dampf aus einem erdgasbefeuerten Dampferzeuger in einer weiteren Turbine zum Einsatz. Aufgrund der fossilen Brennstoffzuführung kommt für den hier erzeugten Strom eine EEG-Vergütung nicht in Frage [40].

In weiteren Werken der deutschen Papierindustrie kommen Reste aus der Papierherstellung (Rejekte, Spuckstoffe, DeInking-Faserstoffe) sowie im Werk anfallende Reste aus Entrindungsprozessen (Holzstoff-Herstellung) oder Althölzer in Festbrennstoffkesseln zum Einsatz. Eine Vergütung nach EEG ist in diesen Fällen nicht möglich, da es keine separaten Biomassekesselanlagen sind oder die eingesetzten Reststoffe nicht den Vorgaben der Biomasse-Verordnung entsprechen. Dies betrifft u.a. die Werke von UPM in Schongau und Schwedt, die Werke von Stora Enso in Baienfurt und Eilenburg oder die Papierfabrik Marsberg. Die Festbrennstoffkessel sind in die vor Ort vorhandene Heizkraftwerks-Infrastruktur eingebunden. Aufgrund der nicht vorhandenen Trennung der Feuerungs- oder Stromerzeugungstechnologie ist eine Vergütung nach EEG in diesen Fällen nicht möglich [22].

Die installierte elektrische Nennleistung der Biomasseheizkraftwerke in der Papier- und Zellstoffindustrie, welche nach dem EEG vergütet werden, liegt zwischen 122 und rund $130 \text{ MW}_{\text{el}}$. Daraus ergibt sich bei angenommenen Volllaststunden von etwa 8.000 h/a eine rechnerische Stromeinspeisung im Jahr 2009 von 975 bis rund 1 030 GWh.

3 Anlagen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger

3.1 Stand der Nutzung

Der im Folgenden beschriebene Entwicklungsstand zur Nutzung von Biogas zur Strombereitstellung in Deutschland beruht im Wesentlichen auf Auskünften der Landesministerien, Landesämter für Landwirtschaft, Genehmigungsbehörden, Experten verschiedener Bundesländer und Anlagenhersteller. Die Auskünfte der Ansprechpartner und Experten der einzelnen Bundesländer umfassen in der Regel Angaben zur Entwicklung des Anlagenbestandes und zur regionalen Verteilung der Biogasanlagen, Trends beim Anlagenzubau sowie eine Aufschlüsselung des Anlagenbestandes nach Größenklassen. Die verfügbaren Daten unterscheiden sich dabei jedoch von Bundesland zu Bundesland. Darüber hinaus werden für die nachfolgenden Kapitel die Ergebnisse der jährlich durchgeführten Betreiberbefragung sowie Auswertungsergebnisse der Biogasanlagendatenbank herangezogen und bei der Darstellung entsprechend gekennzeichnet.

In der nachfolgenden Betrachtung zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger werden Deponie- und Klärgas nicht berücksichtigt und sind somit in den dargestellten Statistiken und Analysen nicht enthalten.

3.1.1 Entwicklung Anlagenbestand

Der Biogasanlagenbestand in Deutschland konnte seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 kontinuierlich ausgebaut werden. Insbesondere mit der Novellierung des EEG im Jahr 2004 und der letzten Neufassung im Jahr 2009 hat der Ausbau des Biogasanlagenbestandes deutliche Impulse erfahren. Ende 2010 umfasste der Anlagenbestand in Deutschland – nach Angaben der Länder und Schätzungen des DBFZ – rund 5 900 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von etwa 2 300 MW_{el} (Abb. 3-1). Die durchschnittliche Anlagenleistung liegt somit bei 380 kW_{el}. Im Vergleich zum starken Zubau an Biogasanlagen im Jahr 2009 nahm der Anlagenzubau im Jahr 2010 nochmals deutlich zu und zeichnet die im EEG 2009 gesetzten Anreize zur Biogasnutzung ab.

Darüber hinaus waren Ende 2010 in Deutschland 48 Biogasaufbereitungs- und –einspeiseanlagen in Betrieb. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Angaben auf Daten der Landesministerien, Landesämter, Genehmigungsbehörden und Experten der Bundesländer beruhen. Zum Redaktionsschluss lagen keine Angaben zum Zubau von Biogasanlagen in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern von den Länderinstitutionen vor. Da aber davon auszugehen ist, dass sich der Ausbau in den genannten Ländern ebenso stark entwickelt hat wie in den übrigen Bundesländern, wurden Schätzungen zum jeweiligen Entwicklungsstand durch das DBFZ vorgenommen. Eine detaillierte Darstellung auf regionaler Ebene ist in Kapitel 3.1.2 dargestellt.

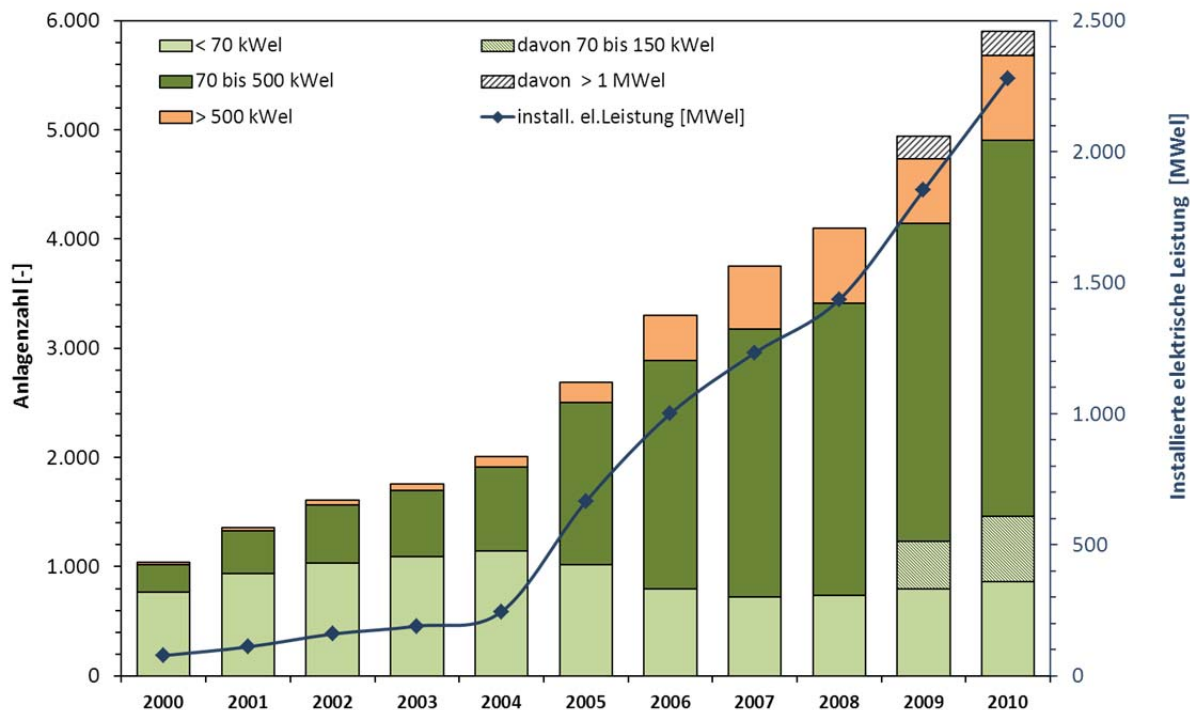


Abb. 3-1: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung in MW_{el}), ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen

Nach dem Rekordjahr des Biogasanlagenzubaus im Jahr 2009, ist für das Jahr 2010 ein ebenso starker Anlagenzubau erkennbar. Dies ist insbesondere auf die Neufassung des EEG 2009 und die deutlich verbesserten Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biogas zurückzuführen. Mit der Neufassung des EEG 2009 wurden aufgrund der Vergütungsstruktur Anreize für den Ausbau kleiner und mittlerer Biogasanlagen (< 200 kW_{el}) geschaffen. Der bereits im Jahr 2009 zu beobachtende Trend des Zubaus kleiner und mittlerer Anlagen setzt sich auch für 2010 fort, wenngleich auch weiterhin größere Biogasanlagen zugebaut wurden. Die mittlere Anlagenleistung von Neuanlagen, die im Jahr 2010 in Betrieb gegangen sind, lag bei ca. 300 kW_{el}. In Abb. 3-2 ist der prozentuale Zuwachs, unterteilt nach Leistungsgrößenklassen, im Vergleich zum Anlagenzubau in den Jahren 2008 und 2009 dargestellt. Es wird deutlich, dass sich der Zubau von Biogasanlagen seit 2009 in den Leistungsbereich < 500 kW_{el} verschoben hat. Während im Jahr 2008 mehr als 60 % des Zubaus im Leistungsbereich ≥ 500 kW_{el} lag, wurden im Jahr 2010 überwiegend Biogasanlagen im Leistungsbereich < 500 kW_{el} in Betrieb genommen.

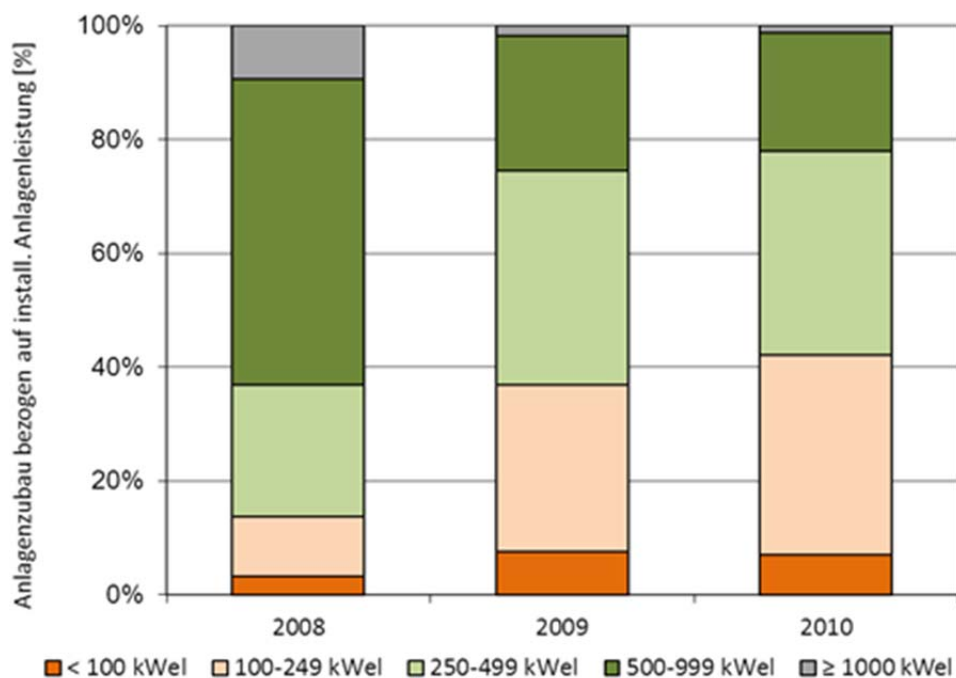


Abb. 3-2: Größenklassenverteilung des Anlagenzubaus 2008-2010

Für das Jahr 2011 wird angenommen, dass ein weiterer Ausbau des Biogasanlagenbestandes erfolgen wird. Insbesondere in Hinblick auf die bevorstehende Novellierung des EEG im Jahr 2012, ist davon auszugehen, dass im laufenden Jahr eine Vielzahl an Biogasanlagen realisiert wird. Für 2011 wird ein Zubau von etwa 350 MW_{el} installierter Biogasanlagenleistung (ohne Biogasaufbereitungsanlagen) prognostiziert.

3.1.2 Regionale Verteilung

Eine möglichst vollständige Erfassung des Biogasanlagenbestandes wird über die kontinuierliche Aktualisierung der Datenbank sowie mit Unterstützung der Landesministerien, Genehmigungsbehörden und Experten der jeweiligen Bundesländer angestrebt.

Die Verteilung der im Jahr 2010 in Betrieb befindlichen Biogasanlagen auf Ebene der Bundesländer ist in Tabelle 3-1 dargestellt - differenziert nach Anzahl der Biogasanlagen und installierter elektrischer Anlagenleistung. Die Daten beruhen dabei auf einer Befragung der Landwirtschafts- und Umweltministerien, Landwirtschaftskammern und Landesanstalten für Landwirtschaft und sind entsprechend der verfügbaren Datenlage detailliert abgebildet.

Tabelle 3-1: Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen und der installierten elektrischen Anlagenleistung in Deutschland nach Bundesländern (Befragung der Länderinstitutionen 2011, Schätzungen DBFZ) [1],[33],[37],[42],[43],[44],[46],[48]

Bundesland	Biogasanlagen in Betrieb (Anzahl)	inst. elek. Gesamtleistung (MW _{el})	mittlere inst. elek. Anlagenleistung (kW _{el})	Biogasanlagen-zubau 2010 (Anzahl / MW _{el})
Baden-Württemberg	709	202,8	286	97 / 41,1
Bayern	2 030	548,2	270	339 / 124,1
Berlin	0	0	-	-
Brandenburg*	190	120	632	14 / 8,0
Bremen	0	0	-	-
Hamburg	1	1	1 000	0 / 0
Hessen	100	37,0	370	5 / 3,0
Mecklenburg-Vorpommern***	270	145	537	55 / 28,1
Niedersachsen*	1 073	560,0	522	200 / 102,0
Nordrhein-Westfalen*	420	150,0	357	90 / 25,0
Rheinland-Pfalz	105	42,0	400	7 / 3,5
Saarland	9	3,5	414	0 / 0
Sachsen	189	81,7	432	22 / 16,9
Sachsen-Anhalt**	209	113,9	545	31 / k.A.
Schleswig-Holstein*/***	380	152,0	400	105 / 27
Thüringen	174	83,4	479	34 / 12,5
Gesamt	5849	2241	383	910 / 411

* Schätzung (Angabe der Landesinstitution)

** Anlagen in Betrieb und Bau

*** Schätzung DBFZ (zu Redaktionsschluss keine Daten vorliegend)

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 als Mindestwert zu verstehen ist. Zum Teil liegen den Ländern lediglich über die nach BImSchG genehmigungsbedürftigen Anlagen genaue Daten vor. Die Entwicklung des gesamten Anlagenbestandes kann nur über aufwändige Recherchen und Abfragen erfasst werden und wird von den Ländervertretern somit oftmals als Schätzung abgegeben. In einigen Bundesländern werden regelmäßig Erhebungen zum Anlagenbestand durchgeführt, die den Bestand der Biogasanlagen gut abbilden, jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben. Wesentliche Informationen zur Datenlage sind in Tabelle 3-1 dargestellt. Für die in den nachfolgenden

Kapiteln vorgenommenen Auswertungen wird von einem Anlagenbestand von 5 900 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von rund 2 300 MW_{el} ausgegangen.

Deutlich wird, dass die Bundesländer Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg nach wie vor den größten Anteil am Anlagenbestand in Deutschland stellen. Die hohe durchschnittliche elektrische Anlagenleistung in Hamburg resultiert aus der dort installierten Bioabfallvergärungsanlage mit einer Leistung von 1 MW_{el}. In den Stadtstaaten Bremen und Berlin sind mit Ausnahme von Kläranlagen mit Gasnutzung bislang keine Biogasanlagen erfasst. Insbesondere in den Bundesländern Bayern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sind im Jahr 2010 sehr viele Biogasanlagen in Betrieb gegangen.

Die auf Bundesebene spezifische installierte elektrische Leistung je Hektar landwirtschaftliche Fläche ist in Abb. 3-3 dargestellt. Berücksichtigt sind dabei die in Tabelle 3-1 aufgeführten Daten zur installierten elektrischen Anlagenleistung auf Bundeslandebene. Die Darstellung umfasst alle Biogasanlagen - neben dem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen auch den Einsatz von Wirtschaftsdünger, Bioabfall und organischen Reststoffen. Daher ist zu beachten, dass leichte Verzerrungen auftreten, da die installierte Leistung, die auf den Einsatz von Bioabfällen und organischen Reststoffen zurückzuführen ist, darin enthalten ist. Eine Differenzierung des Substrateinsatzes auf Bundeslandebene aufgrund der Datenlage gegenwärtig nicht möglich. Der Stadtstaat Hamburg ist in der Graphik aus diesem Grund nicht abgebildet, da die dort installierte Anlagenleistung vollständig auf den Einsatz von Bioabfällen zurückzuführen ist.

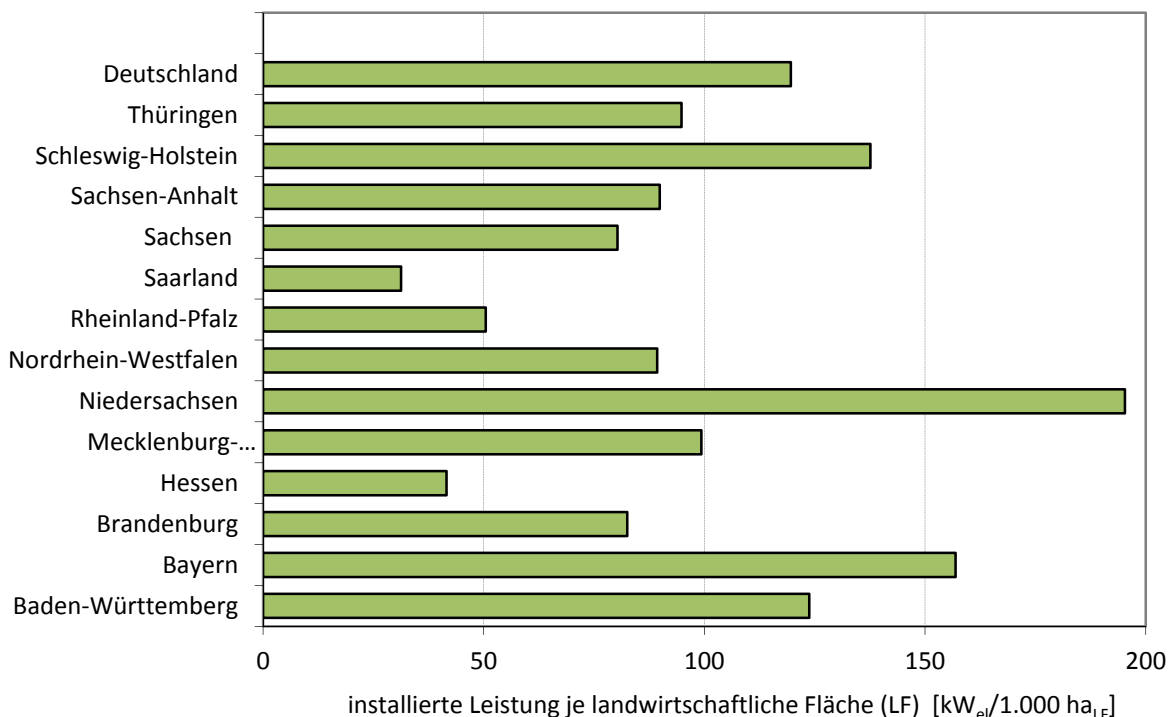


Abb. 3-3: Installierte Biogasanlagenleistung je ha landwirtschaftliche Fläche, Bezugsebene: Bundesland, [56]

Die räumliche Verteilung der Biogasanlagen in Deutschland, entsprechend der Datenlage der Biogasdatenbank des DBFZ, ist in Abb. 3-4 dargestellt. In der Biogasdatenbank des DBFZ sind etwa 85 %⁷ des deutschen Biogasanlagenbestandes mit Angabe des Anlagenstandortes erfasst.

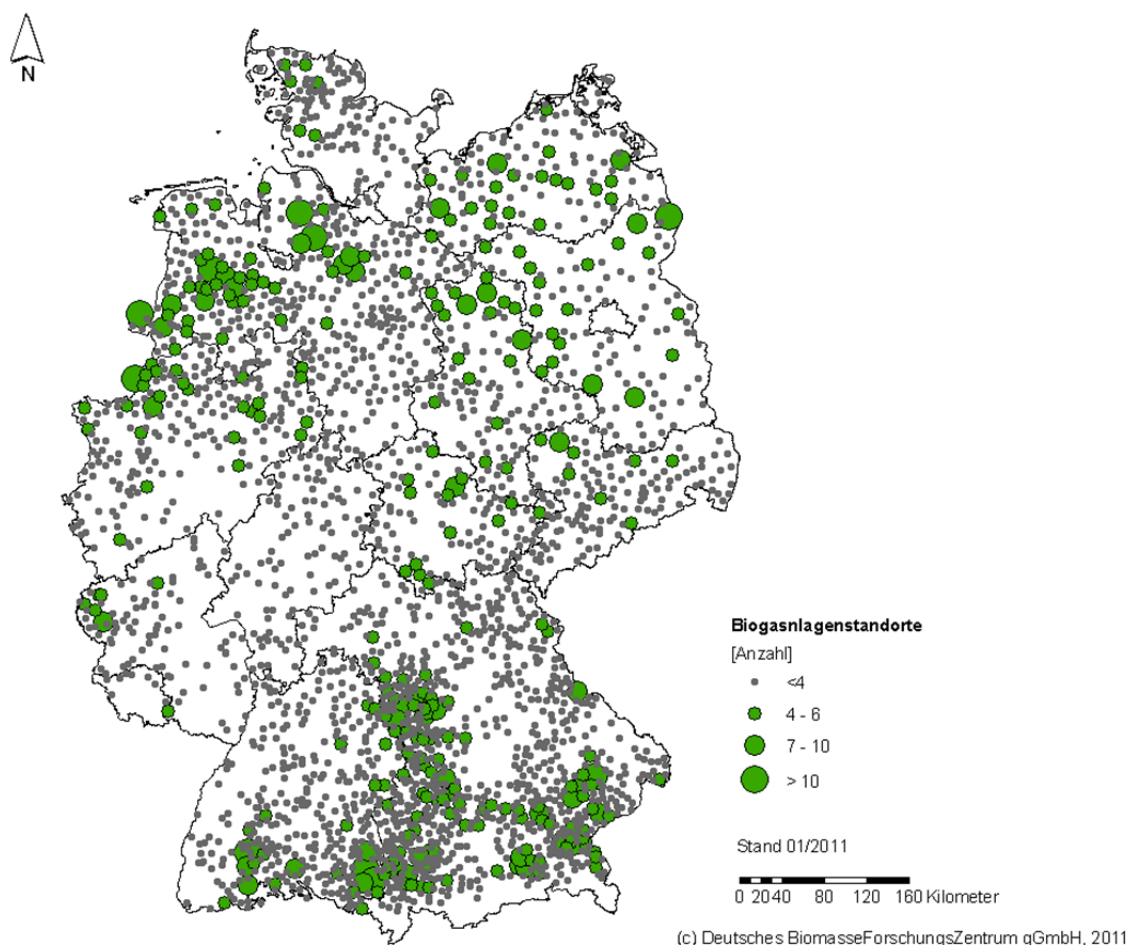


Abb. 3-4: Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen in Deutschland; Bezugsebene: Postleitzahl Stand 01/2011; Biogasdatenbank DBFZ) [1],[37],[42],[43],[46]

In Abb. 3-5 ist der Biogasanlagenbestand auf Kreisebene mit der Anlagenzahl, der gesamten installierten elektrischen Anlagenleistung sowie der durchschnittlichen Anlagenleistung dargestellt. Datengrundlage bilden hierbei die Angaben der Länderinstitutionen – sofern verfügbar – bzw. die Daten der Biogasdatenbank. Deutlich wird die Konzentration von Biogasanlagen in Niedersachsen und Süddeutschland mit der größten Biogasanlagendichte. Hinsichtlich der durchschnittlichen installierten Anlagenleistung sind nach wie vor im Süden Deutschlands eher Anlagen kleiner bis mittlerer installierter elektrischer Anlagenleistung ($< 325 \text{ kW}_{el}$) installiert. Demgegenüber ist die mittlere Anlagenleistung im Norden und Osten des Landes (Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt) deutlich höher (vgl. Tabelle 3-1), wenngleich sich deutschlandweit mit der Neufassung des EEG 2009 diese Gegensätze leicht abgemildert haben.

⁷ Dopplungen können aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht vollkommen ausgeschlossen werden.

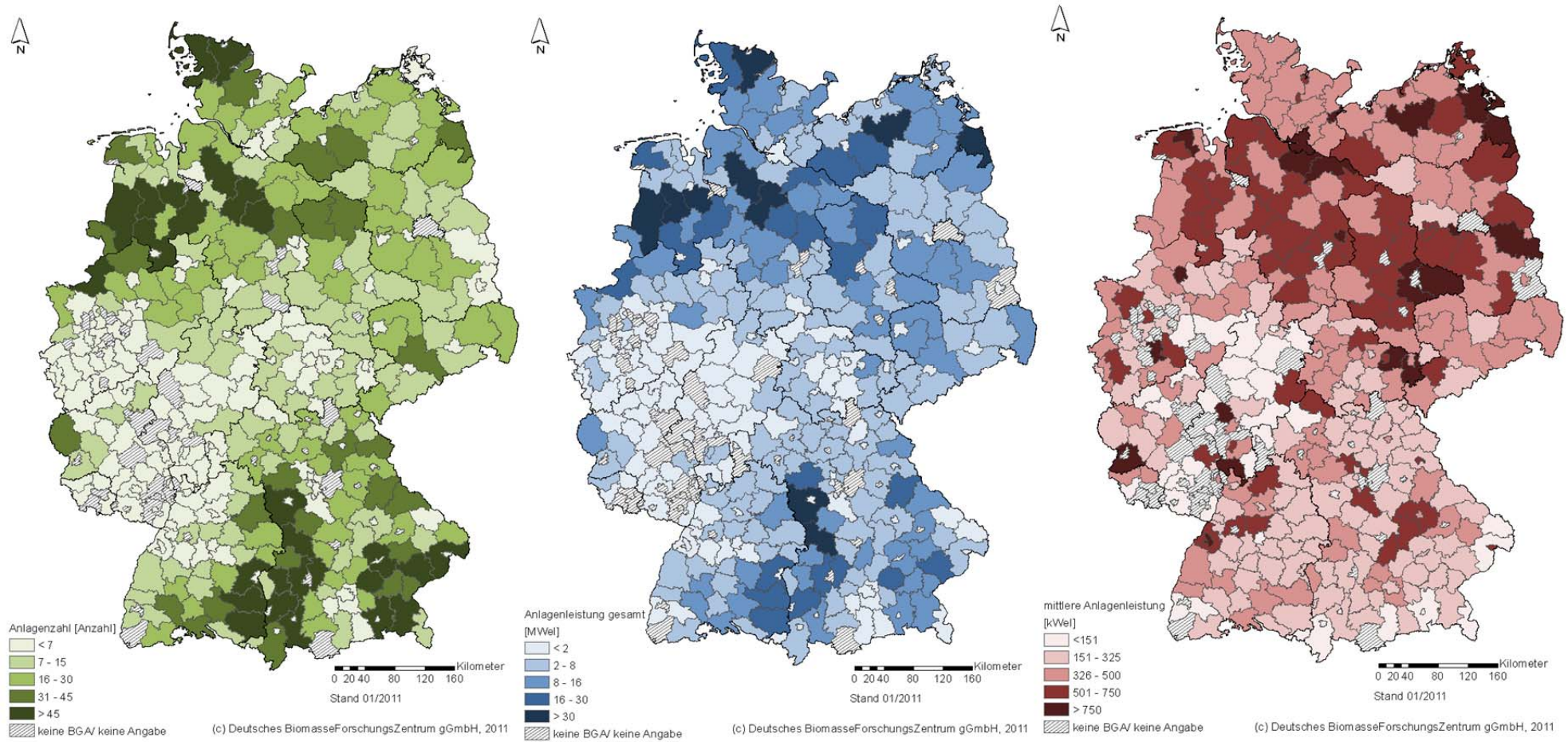


Abb. 3-5: Anlagenzahl, gesamte und durchschnittliche elektrische Anlagenleistung in Deutschland zum Stand 12/2010, Bezugsebene: Landkreise; Biogasdatenbank DBFZ, [1],[37],[42],[43],[46]

Die installierte elektrische Anlagenleistung bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche der Landkreise zeigt Abb. 3-6. Dabei wird deutlich, dass vor allem in Süddeutschland und Niedersachsen sowie Schleswig-Holstein die installierte Leistung bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche am höchsten ist ($> 100 \text{ kW}_{\text{el}}$ je $1\,000 \text{ ha}_{\text{LF}}$). Konzentrationen sind dabei in den Landkreisen Bayreuth und Ansbach (Bayern); Soltau-Fallingb., Cloppenburg und Celle (Niedersachsen) und Uecker-Randow in Mecklenburg-Vorpommern zu sehen. Zudem verzeichnen zahlreiche kreisfreie Städte eine hohe installierte elektrische Leistung bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche. Das ist vorrangig auf die geringe landwirtschaftliche Fläche in den Städten zurückzuführen und zeigt zugleich auf, dass diese Darstellung den Aspekt der Substrattransporte aus umliegenden Landkreisen zu den Biogasanlagen nicht abbilden kann.

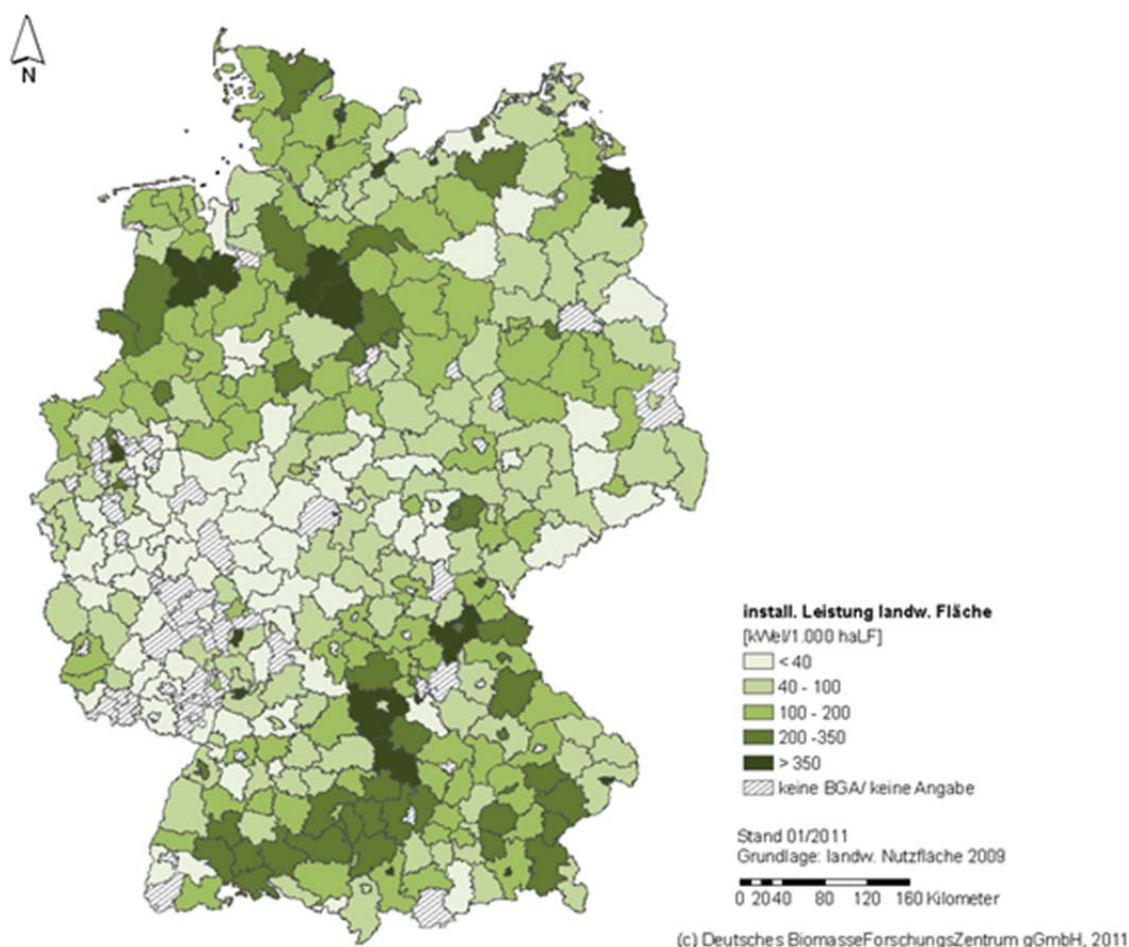


Abb. 3-6: installierte elektrische Anlagenleistung bezogen auf 1 000 ha landwirtschaftliche Fläche, Bezugsebene: Landkreis

Neben den Vor-Ort-Verstromungsanlagen sind Ende 2010 in Deutschland 48 Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen mit einer installierten Gasleistung von rund 338 MW in Betrieb. Im vergangenen Jahr sind damit insgesamt 17 Aufbereitungsanlagen neu in Betrieb gegangen. In Tabelle 3-2 ist die regionale Verteilung der in Betrieb und in Bau bzw. Planung befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen – unter Angabe der Anlagenzahl und Aufbereitungskapazität – dargestellt. Die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt weisen sehr hohe durchschnittliche Aufbereitungs-

kapazitäten auf, wohingegen in Niedersachsen, Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen die Mehrzahl der Aufbereitungsanlagen steht. Eine Besonderheit stellt die sehr große Biogasaufbereitungsanlage in Mecklenburg-Vorpommern (Standort Güstrow) dar. In Kapitel 3.3.2 wird auf die Biogasaufbereitung und eingesetzten Technologien näher eingegangen.

Tabelle 3-2: Verteilung der in Betrieb, Bau/ Planung befindlichen Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen und der installierten Aufbereitungskapazität in Deutschland nach Bundesländern

Bundesland	Biogasaufbereitungsanlagen in Betrieb (Anzahl)	installierte Aufbereitungskapazität gesamt (Nm ³ Biomethan/h)	mittlere Aufbereitungskapazität (Nm ³ Biomethan/h)	Biogasaufbereitungsanlagen in Bau/Planung (Anzahl)
Baden-Württemberg	8	3 040	380	4
Bayern	7	4 755	679	8
Berlin	-	-	-	1
Brandenburg	4	4 870	1 218	15
Bremen	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	1
Hessen	4	1 038	260	7
Mecklenburg-Vorpommern	1	5 200	5 200	8
Niedersachsen	10	4 255	426	10
Nordrhein-Westfalen	7	3 210	459	9
Rheinland-Pfalz	-	-	-	3
Saarland	-	-	-	2
Sachsen	-	-	-	6
Sachsen-Anhalt	5	6 755	1 351	9
Schleswig-Holstein	1	410	410	1
Thüringen	1	345	345	2
Gesamt	48	33 878	706	86

Die Standorte der Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland sind in Abb. 3-7 differenziert nach Betrieb, Bau und Planung dargestellt.

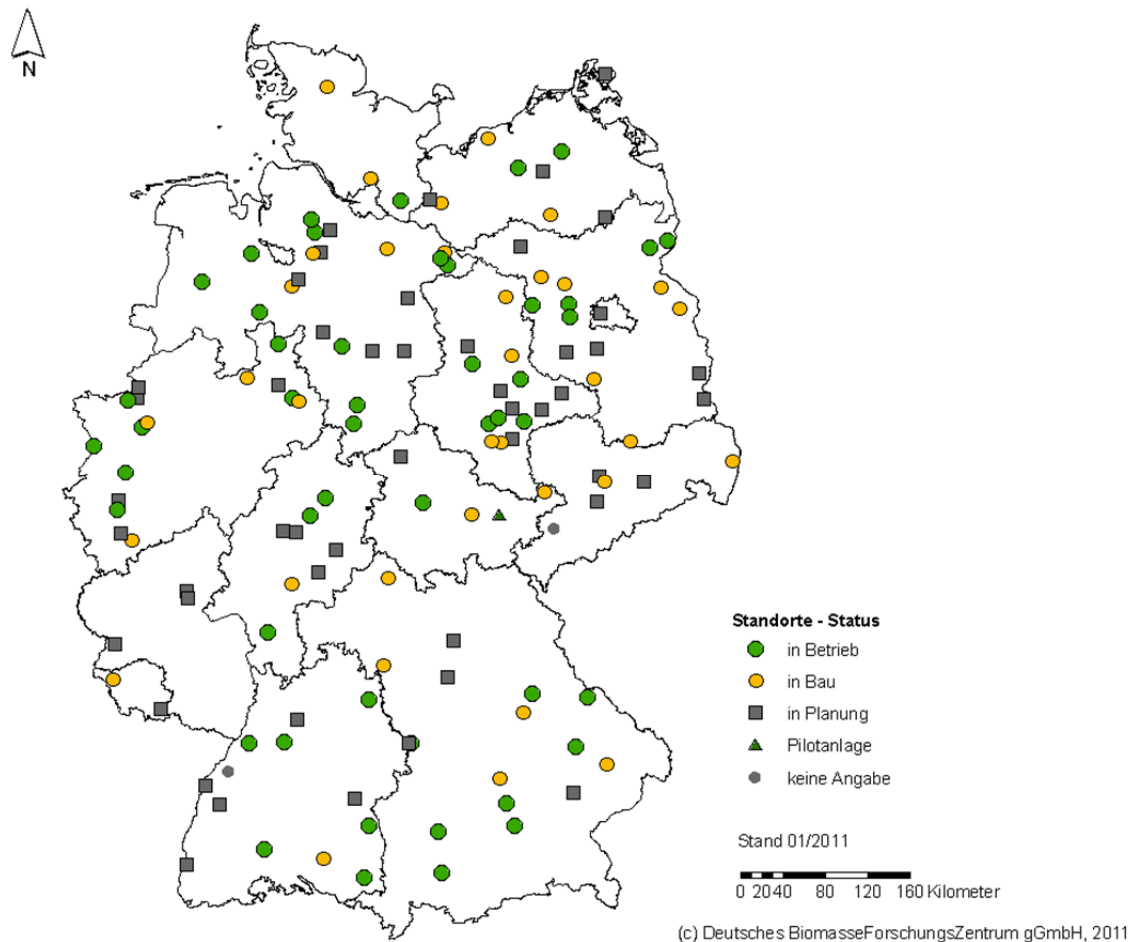


Abb. 3-7: Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland mit Angabe des Status (in Betrieb, in Bau, in Planung), Bezugs Ebene: Postleitzahl Stand 12/2010

3.1.3 Anwendungsbereiche - Auswertung der Biogasanlagenbetreiberumfrage

Vorgehensweise und Statistik der Biogasanlagenbetreiberumfrage 2010

In Hinblick auf die Analyse und Bewertung des Anlagenbestandes in Deutschland wurde, wie in den Vorjahren, eine Betreiberbefragung durchgeführt. Ziel der Befragung ist, für eine möglichst große Anzahl von Biogasanlagen eine praxisnahe Erhebung durchzuführen, mit der repräsentative Daten zur Anlagentechnik, zum Substrateinsatz, zur Flächennutzung sowie Anlagenveränderungen und Problemfeldern erfasst werden. Im Rahmen dieser Befragung wurden im Dezember 2010 Fragebögen an rund 4 000 Biogasanlagenbetreiber versandt. Damit wurden insgesamt ca. 67 % des Biogasanlagenbestandes Ende 2010 in Deutschland in die Untersuchung einbezogen.

Die Betreiber wurden, analog zu den Betreiberbefragungen der Vorjahre, zu folgenden Aspekten befragt:

- Anlagengenehmigung, Bebauung nach §35 BauGB
- installierte elektrische Leistung
- Vergütung nach EEG inkl. Bonidifferenzierung
- erzeugte Strommenge, Eigenstrombedarf
- Betriebs- und Volllaststunden
- Art der Gasnutzung

- elektrischer/ thermischer Wirkungsgrad
- Gasfackel
- Wärmenutzungsgrad, Art der Wärmenutzung, Eigenwärmeverbrauch
- Verfahren
- Abdeckung der Gärrestlager
- Gärrestaufbereitung und –verwertung
- Abgasbehandlung, Entschwefelung
- Ausfallzeiten
- Substrateinsatz (Art, Menge, Kosten, durchschnittliche Transportentfernung)
- Veränderungen zum Gülleeinsatz
- Flächenumfang für den Anbau landwirtschaftlicher Rohstoffe zur Biogasproduktion

Im Vergleich zu den Befragungen der Vorjahre wurde der Umfang der Betreiberbefragung deutlich ausgeweitet. Die Fragestellung zur Verfügbarkeit einer Fackel wurde in dieser Befragung neu aufgenommen. Die technischen Parameter der Anlage wurden darüber hinaus um Fragen zur Abgasbehandlung und Entschwefelung/ Gasreinigung erweitert. Ebenso wurden erstmals Ausfallzeiten und deren Ursachen abgefragt. Hinsichtlich der Vergütungsstruktur wurde die Befragung um die genaue Angabe der Boni (z.B. KWK-Bonus nach EEG 2004 oder KWK-Bonus nach EEG 2009) ergänzt, um die Auswirkungen der Neuregelungen des EEG 2009 auf den Anlagenbestand und den Anlagenzubau zu untersuchen. Im Hinblick auf die Anreizwirkung des Güllebonus wurde die Frage nach der Veränderung des Gülleeinsatzes aufgenommen. Wie in den Vorjahren wurden die Betreiber nach dem Substrateinsatz und dem Flächenumfang für den Anbau landwirtschaftlicher Rohstoffe zur Biogasproduktion befragt. Erweitert wurde diese Fragestellung um die mittleren Transportentfernungen der Substrate. Die Auswertung dieser Fragestellung wurde von der TLL durchgeführt – die Ergebnisse sind in Kapitel 1 dargestellt.

Aufgrund der seit 2005 jährlich durchgeführten Betreiberbefragungen für die Biogasanlagen und der fortwährenden Optimierung der Befragung konnte der Rücklauf der Befragung weiter verbessert werden. Während im Vorjahr für die Auswertung insgesamt 462 Fragebögen zur Verfügung standen, können in diesem Jahr insgesamt 696 Fragebögen in der Auswertung berücksichtigt werden. Dies entspricht knapp 12 % des Biogasanlagenbestandes Ende 2010 für eine Auswertung zur Verfügung. An dieser Stelle gilt den Betreibern der Biogasanlagen ein besonderer Dank für ihre freiwilligen Aufwendungen und die Unterstützung im Rahmen der Untersuchung.

In Tabelle 3-3 ist die Verteilung der in die Auswertung einbezogenen Rückmeldungen nach Bundesländern dargestellt. Deutlich wird, dass der Anteil der Rückmeldungen bezogen auf die Bundesländer sehr gut mit der realen Verteilung des Anlagenbestandes auf Bundeslandebene übereinstimmt. Die Bundesländer mit dem größten Biogasanlagenbestand (Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg) weisen auch in der Befragung den größten Anteil an den Rückmeldungen auf. Die Verteilung der Rückmeldungen, zeigt, dass der Rücklauf im Vergleich zum Anlagenbestand variiert. Bei der Mehrheit der Bundesländer wurden zwischen 7 und 20 % des Anlagenbestandes über die Betreiberbefragung erfasst und standen für eine Auswertung zur Verfügung.

Hohe Rückläufe wurden - unter Ausklammerung des Stadtstaaten Hamburg - vor allem in Hessen, Sachsen, Rheinland-Pfalz und Thüringen erzielt (> 15 % des Anlagenbestandes). Dagegen konnten in

Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein eher geringe Rückläufe (< 10 % des Anlagenbestandes) erreicht werden. Damit ist für eine regionale Auswertung der Daten – die im Folgenden jedoch nur in begrenztem Umfang vorgenommen wird – eine Differenzierung notwendig. Die Bundesländer, in denen hohe Rückläufe bezogen auf den Anlagenbestand erzielt wurden, werden daher besser abgebildet, als die Bundesländer mit vergleichsweise geringen Rückläufen bezogen auf den Anlagenbestand. Für die Bewertung des Anlagenbestandes in Deutschland sind diese Aspekte bei der Auswertung und Interpretation zu berücksichtigen. Aufgrund der guten Verteilung und Abbildung der Rückmeldungen bezogen auf die Verteilung des Gesamtanlagenbestandes ist die Repräsentativität einer Gesamtbetrachtung „Biogasanlagen in Deutschland“ nicht wesentlich eingeschränkt.

Tabelle 3-3: Rücklauf Betreiberbefragung 2010/11 und Anteil am Anlagenbestand je Bundesland

Bundesland	Rücklauf		Anlagenbestand (GG)	
	Anzahl	Anteil am Rücklauf (%)	Anteil am Gesamtanlagenbestand Deutschland (%)	Anteil des Rücklaufs am Anlagenbestand BL (%)
Baden-Württemberg	82	11,8	12,1	11,6
Bayern	256	36,8	34,5	12,6
Berlin	0	0	-	-
Brandenburg	15	2,2	3,7	6,8
Bremen	0	0	-	-
Hamburg	1	0,1	0,02	100
Hessen	24	3,4	1,7	24,0
Mecklenburg-Vorpommern	19	2,7	4,6	7,0
Niedersachsen	111	15,9	18,3	10,3
Nordrhein-Westfalen	60	8,6	7,0	14,6
Rheinland-Pfalz	22	3,2	1,8	21,0
Saarland	1	0,1	0,2	11,1
Sachsen	37	5,3	3,2	19,6
Sachsen-Anhalt	10	1,4	3,6	4,8
Schleswig-Holstein	30	4,3	6,5	7,9
Thüringen	28	4,0	3,0	16,1
Gesamt	696	100	100	12,2

GG – Grundgesamtheit, BL - Bundesland

In Hinblick auf die Größenklassenverteilung der installierten Anlagenleistungen der Anlagen, die in die Auswertung eingehen, zeigt sich, dass die Anlagen der Größenklasse $\leq 70 \text{ kW}_{\text{el}}$ eher unterrepräsentiert sind, wohingegen die Größenklasse $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$ etwas überrepräsentiert ist (Tabelle 3-4). Das ist vor

allem darauf zurückzuführen, dass die größeren Biogasanlagen in der Datenbank des DBFZ besser erfasst sind, als sehr kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen. Die Anlagengrößenklassen zwischen 70 und 500 kW_{el} – die den Großteil des Anlagenbestandes ausmachen - sind jedoch über die Betreiberbefragung entsprechend der realen Verteilung am Anlagenbestand repräsentativ verteilt. Für die größenklassenbezogene Auswertung der Betreiberbefragung sind diese Aspekte zu berücksichtigen.

Unter Berücksichtigung dieser Verteilung und des Rücklaufs bezogen auf die räumliche Verteilung der Biogasanlagen in Deutschland ist insgesamt von einer repräsentativen Verteilung der im Folgenden untersuchten Biogasanlagen auszugehen.

Tabelle 3-4: Rücklauf der Betreiberbefragung – Größenklassenverteilung und Anteil am Gesamtanlagenbestand

Installierte elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Rücklauf (Anzahl)	Anteil am Rücklauf (%)	Anteil am Gesamtanlagenbestand* (GG) (%)
≤ 70	67	9,6	15
71 – 150	76	10,9	9,5
151 – 500	378	54,3	59,5
501 – 1 000	111	15,9	12,2
> 1 000	36	5,2	3,8
keine Angaben	28	4,0	-

*Schätzung auf Grundlage der Angaben der Länderinstitutionen, Angaben und Referenzen der Biogasanlagenhersteller und Datenbank des DBFZ, GG - Grundgesamtheit

In Abb. 3-8 ist die regionale Verteilung der Biogasanlagen, die an der Betreiberbefragung teilgenommen haben, dargestellt. Deutlich wird dabei, dass diese Biogasanlagen bezogen auf den Anlagenbestand in Deutschland räumlich gleichmäßig verteilt sind.

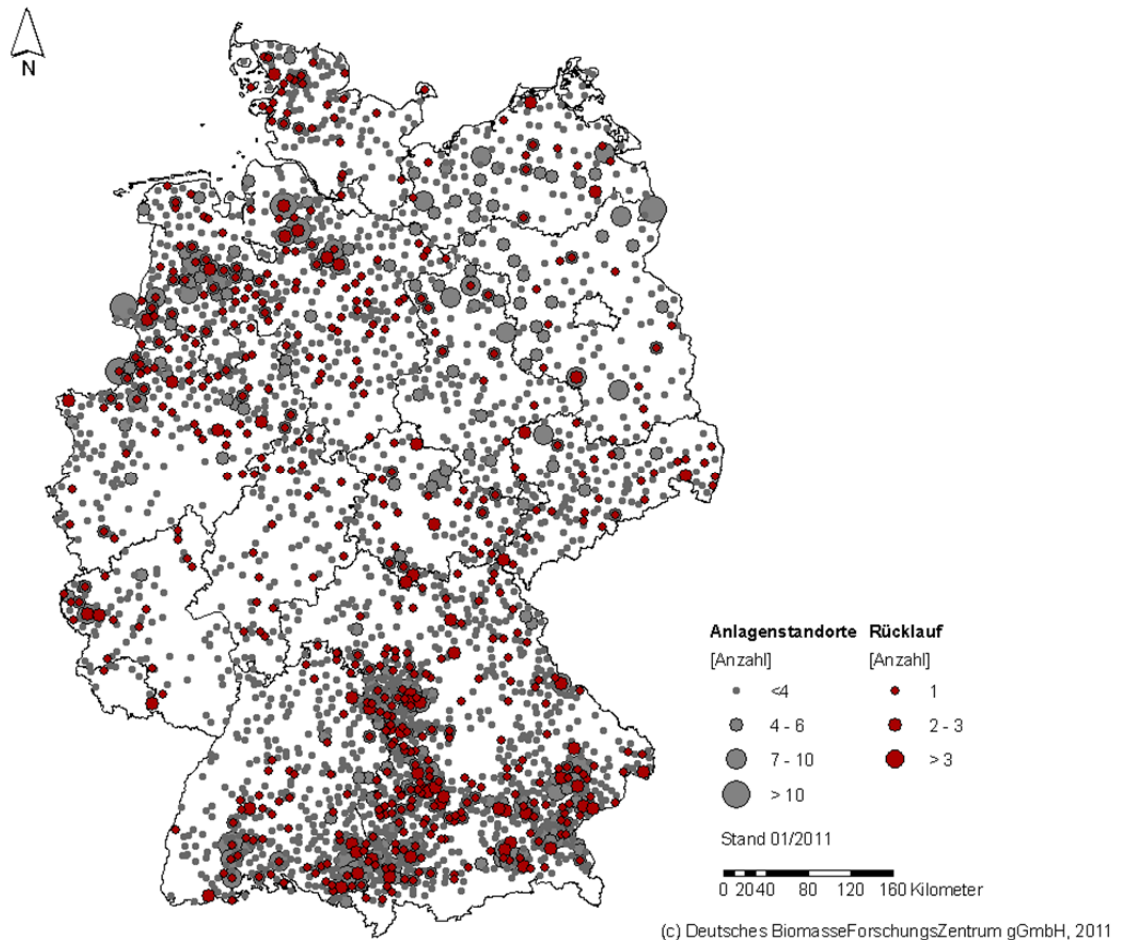


Abb. 3-8: Betreiberbefragung 2010 - Anlagenbestand und Rücklauf, Bezugsebene: Postleitzahl

Insgesamt gaben unter den Rückläufen 22 Betreiber an, dass die Biogasanlage stillgelegt wurde. Mit einer Ausnahme lagen die Inbetriebnahmejahre dieser stillgelegten Anlagen vor dem Jahr 2000. Alle Anlagen wurden vor 2008 stillgelegt, in den meisten Fällen aufgrund von Havarien oder baulicher Fehler, sofern in den Fragebögen Angaben dazu vermerkt waren. Damit lassen die Angaben keine Rückschlüsse auf Stilllegungen von Biogasanlagen im vergangenen Jahr zu. Generell ist davon auszugehen, dass dieser Fall eher eine untergeordnete Rolle spielt. Lediglich für eine dieser stillgelegten Biogasanlagen ist der Wiederaufbau und eine neue Inbetriebnahme geplant. Weitere fünf Anlagenbetreiber gaben an, dass die Biogasanlage vorübergehend außer Betrieb ist. Bei weiteren 11 Anlagen handelte es sich um Klärgasanlagen, die in der folgenden Auswertung nicht berücksichtigt werden. Somit stehen für die Auswertung der Betreiberbefragung 658 ausgefüllte Fragebögen zur Verfügung, wobei jedoch nicht für alle Abfragekriterien eine vollständige Beantwortung erfolgte.

Insgesamt wurden mit dem Rücklauf der Betreiberbefragung 35 Biogasanlagen erfasst, die im Jahr 2010 in Betrieb gegangen sind und weitere 7 Anlagen, die sich aktuell im Bau oder in der Planung befinden (voraussichtliche Inbetriebnahme 2011). Verglichen mit dem Vorjahr konnte damit in diesem Jahr der Umfang von Neuanlagen in der Befragung verdoppelt werden. Zum Inbetriebnahmejahr 2009 wurden bei der Betreiberbefragung 56 Biogasanlagen erfasst. Damit stehen für Fragestellungen „Neuanlagen seit der EEG-Neufassung 2009“ insgesamt 98 Rückmeldungen für die Auswertung zur Verfügung.

Nach Angaben der Betreiber, handelt es sich bei ca. 90 % der betrachteten Biogasanlagen um landwirtschaftliche Biogasanlagen, in denen neben Gülle nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden. Bei etwa 10 % der Rückmeldungen der Betreiberbefragungen handelt es sich um Biogasanlagen, die Bioabfälle und landwirtschaftliche oder industrielle Reststoffe einsetzen (n=648). Eine genaue Rückkopplung zum Biogasanlagenbestand in Deutschland gestaltet sich schwierig, da keine genauen Angaben über die Anzahl an Bioabfall- und Reststoffanlagen vorliegen. Insbesondere in Hinblick auf den gemeinsamen Einsatz von Bioabfällen und Gülle in einer Anlage, ist eine genaue Bewertung schwierig. Nach Schätzungen des DBFZ handelt es sich bei etwa 5-8 % des Biogasanlagenbestandes um Bioabfall- und Reststoffanlagen. Vor diesem Hintergrund ist mit der Betreiberbefragung die Verteilung der Biogasanlagen nach Branchen am Biogasanlagenbestand gut abgebildet.

Branche und Rechtsform

Die Mehrheit der Biogasanlagen (> 75 %) werden als Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR), GmbH & Co. KG oder als GmbH betrieben (Abb. 3-9). Die besonders in den neuen Bundesländern üblichen Genossenschaften (e.G.) haben einen Anteil von rund 9 % am Anlagenbestand der befragten Betreiber. Nach Rückmeldungen der Betreiber werden etwa 8 % der Biogasanlagen als Einzelunternehmen betrieben. Weitere Rechtsformen wie Kommanditgesellschaften (KG), offene Handelsgesellschaften (OHG), eingetragene Vereine (e.V.) und die Unternehmergesellschaft (haftungsbeschränkt) & Co. KG, zusammengefasst unter "sonstige", sind eher selten. Die Verteilung der Rechtsformen bezogen auf die Anlagengröße zeigt, dass die Biogasanlagen im Leistungsbereich über 500 kW_{el} installierter Leistung überwiegend als GmbH oder GmbH & Co. KG betrieben werden. Die in den neuen Bundesländern häufig auftretende Rechtsform der eingetragenen Genossenschaft tritt vorwiegend im mittleren Leistungsbereich zwischen 150 und 500 kW_{el} auf. Im kleineren Leistungsbereich (< 50 kW_{el}) werden die Biogasanlagen in der Regel als Einzelunternehmen oder Gesellschaft bürgerlichen Rechts betrieben.

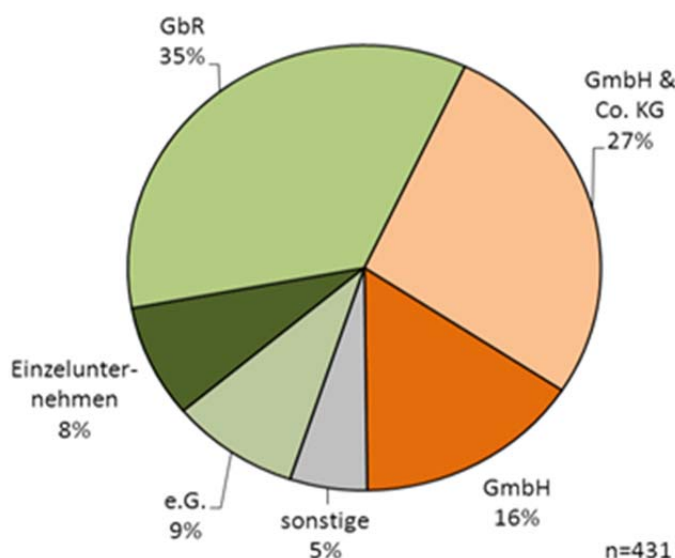


Abb. 3-9: Rechtsform der Betreiberunternehmen von Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Genehmigung

Für die Genehmigung von Biogasanlagen kommen verschiedene Genehmigungsverfahren zur Anwendung: die baurechtliche Genehmigung oder eine Genehmigung nach Bundesimmissions-

schutzgesetz (BImSchG). Gemäß der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (4. BImSchV) ist festgelegt, welche Biogasanlagen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen oder ob ein baurechtliches Genehmigungsverfahren ausreichend ist. Entscheidend sind dabei Menge, Art und Herkunft der eingesetzten Substrate sowie die Feuerungswärmeleistung der Anlage [29].

Die Auswertung der Betreiberbefragung zeigt, dass etwas mehr als die Hälfte der Biogasanlagen (ca. 54 %) eine baurechtliche Genehmigung erhalten hat. Etwa 45 % der Biogasanlagen haben das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren durchlaufen. Eine zur Genehmigung nach BImSchG zusätzliche Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) spielt bei der Genehmigung der Biogasanlagen eher eine untergeordnete Rolle (Abb. 3-10).

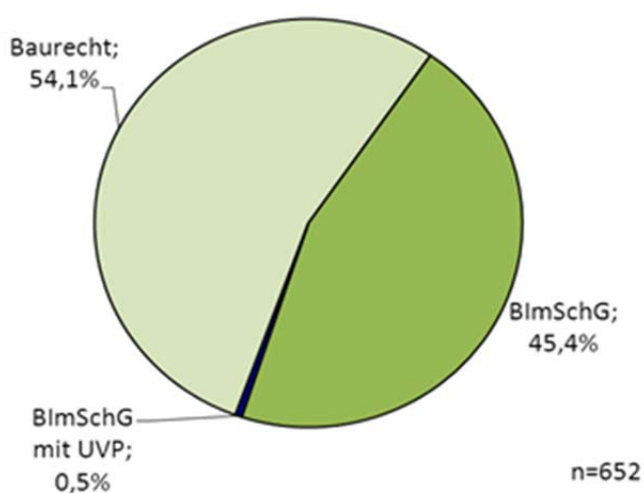


Abb. 3-10: Verteilung der Art der Anlagengenehmigung bei Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

In Hinblick auf die Ergebnisse der Vorjahre der Betreiberbefragung hat sich die Verteilung umgekehrt – im vergangenen Jahr gaben etwa 53 % der Betreiber an eine Genehmigung nach BImSchG erhalten zu haben. Insgesamt lassen sich diese Abweichungen auf unterschiedliche Rückläufe der Befragung zurückführen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass mit dem EEG 2009 insbesondere Anlagen im mittleren und kleinen Leistungsbereich gefördert und zugebaut werden. Diese durchlaufen zum überwiegenden Teil ein baurechtliches Genehmigungsverfahren. Nach Angaben der Anlagenbetreiber, deren Biogasanlage 2009 oder später in Betrieb gegangen ist, sind ca. 64 % der Neuanlagen nach EEG 2009 (Inbetriebnahme 2009, 2010 oder geplant für 2011) nach Baurecht genehmigt.

Biogasanlagen können nach § 35 BauGB als privilegierte Vorhaben gebaut werden. Nach § 35 BauGB ist geregelt, dass Bauvorhaben im Außenbereich zulässig sind, wenn die energetische Nutzung von Biomasse einem land- oder forstwirtschaftlichen Betrieb oder dem Anschluss an öffentliche Versorgungseinrichtungen dient. Die installierte elektrische Leistung der Anlage darf dabei 500 kW nicht überschreiten. Nach Angaben der Anlagenbetreiber in der Befragung ist die Mehrheit der Biogasanlagen (ca. 70 %) privilegiert gebaut worden. Rund 30 % der Anlagenbetreiber gaben an, dass es sich bei den betriebenen Biogasanlage nicht um eine nach § 35 BauGB privilegierte Anlage handelt.

Vergütungsstruktur

Mit der Neufassung des EEG 2009 und der damit verbundenen Einführung neuer Boni, hat sich eine Vielzahl an Kombinationen für die Vergütungsstruktur der Biogasanlagen ergeben. Unter Berücksichtigung der genauen Art der Boni bezogen auf die unterschiedlichen Fassungen des EEG (EEG 2004, EEG 2009) wird eine genaue Aufschlüsselung der Vergütungsstrukturen sehr komplex. In Abb. 3-11 sind die Vergütungsstrukturen der befragten Biogasanlagen mit ihrer relativen Verteilung dargestellt. Berücksichtigt wurden dabei alle Rückmeldungen der Betreiber, die Angaben zur Vergütung vorgenommen haben (n=646). Deutlich wird, dass nahezu 40 % der Anlagenbetreiber neben der Grundvergütung sowohl den NawaRo- als auch den KWK- und Güllebonus erhalten. Etwa 22 % der Anlagenbetreiber erhalten zusätzlich zum NawaRo-, KWK- und Güllebonus die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung. Damit erhalten ca. 60 % der Biogasanlagen genau eine dieser beiden Vergütungsstrukturen. Etwa 13 % der Anlagenbetreiber erhalten neben der Grundvergütung nur den NawaRo- und Güllebonus. Neben den vier wesentlichen Vergütungsstrukturen, die in Abb. 3-11 dargestellt sind, sind zahlreiche andere Kombinationen der Boni möglich. Sie sind in Abb. 3-11 unter „andere Vergütungsstrukturen“ zusammengefasst und haben jeweils einen Anteil von weniger als 3 % am Anlagenbestand. Nach Angaben der Betreiber erhalten etwa 2 % der Biogasanlagen lediglich die Grundvergütung und keine weiteren Boni.

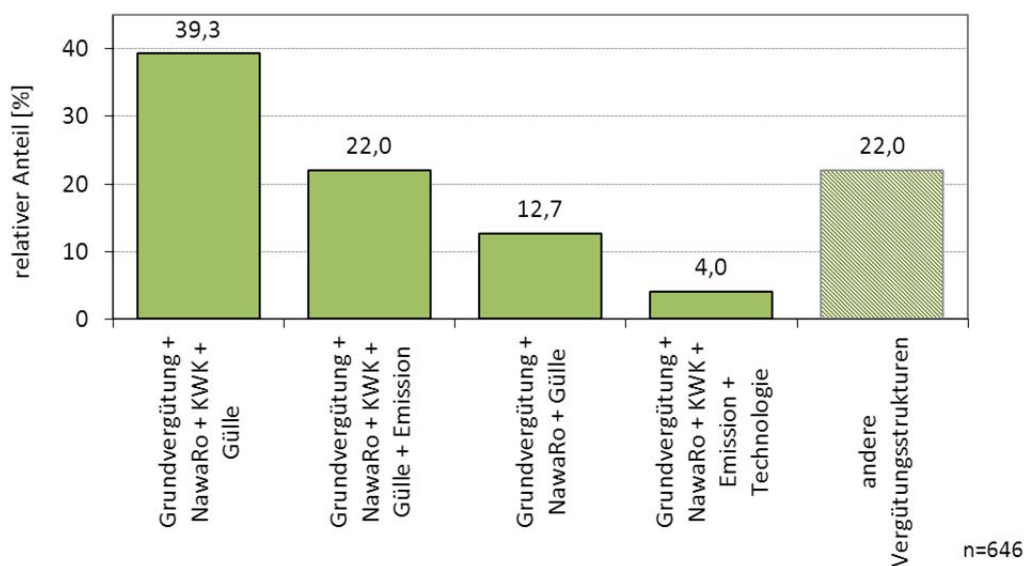


Abb. 3-11: relative Häufigkeit der Vergütungsstruktur der Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Inanspruchnahme der Boni

Neben der Vergütungsstruktur werden die einzelnen Boni hinsichtlich der Häufigkeit ihrer Inanspruchnahme und der genauen Art des Bonus analysiert. In Tabelle 3-5 sind die Ergebnisse der Betreiberumfrage bezüglich der Inanspruchnahme der Boni für den Anlagenbestand dargestellt. Wie bereits anhand der Vergütungsstrukturen zu erkennen ist, erhält die Mehrzahl der Biogasanlagenbetreiber den NawaRo- und den Güllebonus. Mehr als 90 % der Befragten gaben an, den NawaRo-Bonus in Anspruch zu nehmen. Etwa 80 % der Biogasanlagenbetreiber erhalten den KWK-Bonus bzw. den Güllebonus. Damit wird deutlich, dass insbesondere der mit der Neufassung des EEG 2009 neu eingeführte Güllebonus eine breite Anwendung findet. Die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung wird nach Angaben der Betreiber rund 36 % der Biogasanlagen gewährt. Dagegen

erhalten lediglich rund 12 % der Anlagenbetreiber den Technologiebonus. Von den befragten Anlagenbetreibern gaben 10 Betreiber an, den Bonus für den Einsatz von Landschaftspflegematerial zu erhalten bzw. zu beantragen. Wie sich bereits im Vorjahr abzeichnete, wird der Landschaftspflegebonus nur sehr selten beantragt. Dies ist vor allem auf Schwierigkeiten der Substratbereitstellung, der Grenze des Einsatzes von wenigstens 50 % und der zum Teil mangelhaften Wirtschaftlichkeit derartiger Konzepte zurückzuführen. Im Vergleich zu den Ergebnissen des Vorjahres zeigt sich, dass vor allem die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung und der Güllebonus von einer zunehmenden Anzahl an Betreibern in Anspruch genommen werden. Diese Entwicklung ist darauf zurückzuführen, dass im vergangenen Jahr – kurz nach Inkrafttreten der Neufassung des EEG – die Mehrzahl der Betreiber die neu eingeführten Boni lediglich geplant bzw. beantragt haben.

Tabelle 3-5: Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung neben der Grundvergütung für Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

	NawaRo	KWK	Gülle	Landschafts- pflege	Technologie	Vergütungs- erhöhung für Emissions- minderung	keine Boni
Anzahl der Rückmeldungen	606	515	523	10	77	232	15
Anteil an Rückmeldungen (%) (n=646)	93,8	79,7	81,0	1,5	11,9	35,9	

In Hinblick auf die Neuanlagen, die im Jahr 2010 in Betrieb gegangen sind, bzw. für die eine Inbetriebnahme für 2011 geplant ist, sind die Ergebnisse sehr ähnlich: Etwa 65 % der im Jahr 2010 neu in Betrieb genommenen Biogasanlagen, bzw. der in Bau oder Planung befindlichen Anlagen erhalten bezogen auf die Vergütungsstruktur neben der Grundvergütung den NawaRo-, KWK und Güllebonus und/ oder zusätzlich die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung. Nach Angaben der Betreiber erhalten alle Neuanlagen den NawaRo-Bonus bzw. planen diesen zu beantragen. Rund 95 % der Neuanlagen nehmen den Güllebonus in Anspruch, wohingegen der KWK-Bonus lediglich von rund 75 % der Betreiber in Anspruch genommen wird. Bei den befragten Neuanlagen wird der Landschaftspflegebonus von keiner Anlage genutzt (Tabelle 3-6).

Tabelle 3-6: Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung neben der Grundvergütung für Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010/2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

	NawaRo	KWK	Gülle	Landschafts- pflege	Technologie	Vergütungs- erhöhung für Emissions- minderung	keine Boni
Anzahl der Rückmeldungen Neuanlagen	40	30	38	0	4	16	0
Anteil an Rückmeldungen Neuanlagen (%) (n=40)	100,0	75,0	95,0	0	10	40	0

KWK-Bonus

Der KWK-Bonus wird gegenwärtig von rund 80 % der Biogasanlagen in Anspruch genommen (Tabelle 3-5). Nach Angaben der Betreiber erhalten jedoch nur rund 75 % der Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010/2011) den KWK-Bonus. Unter Einbeziehung der Anlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb gegangen sind, erhalten nur ca. 70 % der „Neuanlagen nach EEG 2009“ den KWK-Bonus. Das ist zum einen auf die höheren Anforderungen an die Gewährung des KWK-Bonus nach EEG 2009 zurückzuführen, deutet auf der anderen Seite jedoch auch auf Defizite bei der Wärmenutzung der Biogasanlagen hin.

Die Differenzierung nach Art des KWK-Bonus zeigt, dass nach Angaben der Betreiber etwa 44 % der Biogasanlagen den KWK-Bonus nach EEG 2009 erhalten, die Mehrheit der Biogasanlagen jedoch den KWK-Bonus nach EEG 2004 erhält (Abb. 3-12 – A). Von den Anlagen, die vor 2009 in Betrieb gegangen sind und demnach nicht automatisch unter das EEG 2009 fallen, nehmen lediglich 36 % der Betreiber den KWK-Bonus nach EEG 2009 in Anspruch (Abb. 3-12 – B). Dabei wird deutlich, dass die Anreize zur verbesserten Wärmenutzung beim Anlagenbestand nur eine begrenzte Wirkung gezeigt haben. So erfüllen zahlreiche Anlagen die Anforderungen an den neuen KWK-Bonus nicht. Zudem stellt die Nachweispflicht durch einen Umweltgutachter ein Hemmnis dar.

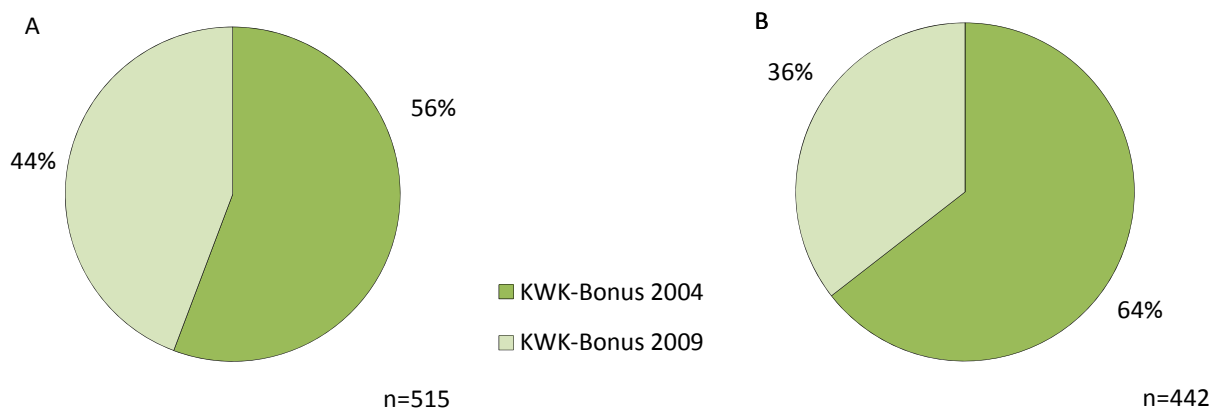


Abb. 3-12: Inanspruchnahme des KWK-Bonus differenziert nach KWK-Bonus 2004 und KWK-Bonus 2009 (Betreiberbefragung DBFZ 2010); A - Anlagenbestand, B – Inbetriebnahme vor 2009

Gülle-Bonus

Nach Angaben der Betreiber erhalten gegenwärtig rund 81 % der Biogasanlagenbetreiber den Gülle-Bonus für den Einsatz von Gülle und Festmist. Bei Neuanlagen wird der Bonus sogar von mehr als 90 % der Betreiber in Anspruch genommen. Eine Aufschlüsselung der Inanspruchnahme bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung zeigt, dass vor allem im kleinen und mittleren Leistungsbereich der Güllebonus genutzt wird (Tabelle 3-7). Besonders deutlich ist, dass in der Leistungsklasse von 71 bis 150 kW_{el} mehr als 90 % der Biogasanlagen den Güllebonus erhalten. Bei Kleinanlagen kleiner 70 kW_{el} wird der Güllebonus bei weniger als 80 % der Anlagenbetreiber gewährt.

Tabelle 3-7: Inanspruchnahme des Güllebonus bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

installierte elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Anteil Biogasanlagen mit Güllebonus (%)	Anteil Biogasanlagen ohne Güllebonus (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	79	21	59
71 - 150	93	7	76
151 - 500	89	11	374
501 – 1 000	63	37	110
> 1 000	39	61	33
Gesamt	81	19	646

Technologie-Bonus

Der Technologie-Bonus wird gegenwärtig von rund 12 % der Biogasanlagenbetreiber in Anspruch genommen. Bei den Neuanlagen erhalten rund 10 % der Betreiber den Technologie-Bonus (vgl. Tabelle 3-6). Eine Aufschlüsselung der Inanspruchnahme des Technologie-Bonus‘ nach dessen Art (Technologie-Bonus 2004 oder 2009) zeigt, dass die Mehrheit der Betreiber den Technologie-Bonus nach EEG 2004 erhält (Abb. 3-13). Dieser Bonus wird für die Mehrzahl der Betreiber für das Trockenfermentationsverfahren gewährt (Abb. 3-13). Zwei Betreiber erhalten den Technologie-Bonus

2004 für die Verstromung von Biomethan. Für die übrigen Biogasanlagen, die den Technologie-Bonus 2004 erhalten, sind nach den Rückmeldungen der Betreiberbefragung keine Informationen vorhanden, die Rückschlüsse darauf zulassen, wofür diese Anlagen den Technologie-Bonus erhalten (dargestellt in Abb. 3-13 unter „sonstiges, keine Angabe“).

Hinsichtlich des Technologie-Bonus 2009 (10 Rückmeldungen) gaben 3 Betreiber an, diesen für den ausschließlichen Einsatz von Bioabfällen zu erhalten. Ein Betreiber erhält den Technologie-Bonus 2009 für die Aufbereitung, Einspeisung und anschließende Verstromung des Biogases. Für die übrigen Anlagen liegen keine genauen Informationen vor.

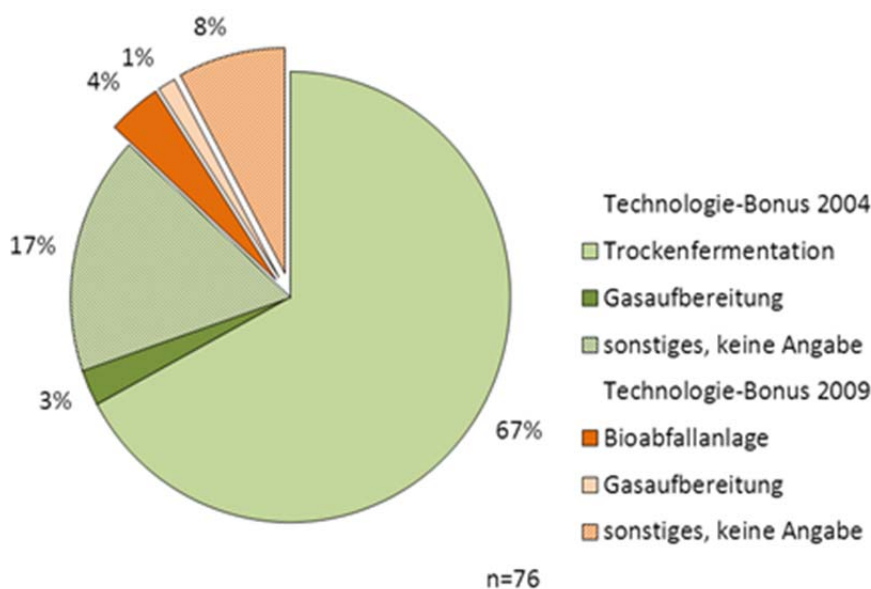


Abb. 3-13: Inanspruchnahme des Technologie-Bonus differenziert nach Technologie-Bonus 2004 und Technologie-Bonus 2009 (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Mehrheit der Anlagen, die den Technologie-Bonus in Anspruch nehmen, diesen für das Trockenfermentationsverfahren erhalten. Für Neuanlagen spielt der Technologie-Bonus gegenwärtig eher eine untergeordnete Rolle. Der Bonus wird vorrangig für Altanlagen gewährt, die diesen für die Trockenfermentation beanspruchen.

Vergütungserhöhung für Emissionsminderung

Die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung wird nach Angaben der Betreiber rund 36 % der Anlagenbetreiber in Anspruch zugestanden. Eine Aufschlüsselung der Inanspruchnahme bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung der Biogasanlagen zeigt, dass vor allem Anlagen im mittleren und höheren Leistungsbereich diesen Bonus erhalten. Im kleinen Leistungsbereich ($< 150 \text{ kW}_{el}$) ist die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung eher selten, wohingegen die Mehrheit der Biogasanlagen im großen Leistungsbereich ($> 500 \text{ kW}_{el}$) diese Vergütungserhöhung in Anspruch nimmt (Tabelle 3-15).

Eine detaillierte Betrachtung nach Art der Abgasreinigung bei Biogasanlagen erfolgt in Kapitel 3.3.

Tabelle 3-8: Inanspruchnahme der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung bezogen auf die Anlagengröße (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

installierte elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Anteil Biogasanlagen mit Vergütungserhöhung (%)	Anteil Biogasanlagen ohne Vergütungserhöhung (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	0	100	57
71 - 150	6,6	93,4	76
151 - 500	34,8	65,2	368
501 – 1 000	71,8	28,2	110
> 1 000	67,7	32,3	31
Gesamt	35,9	64,1	646

3.2 Strom- und Wärmeerzeugung

Biogas wird nach wie vor überwiegend zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Hinsichtlich einer möglichst hohen Wärmenutzung wurden bei der Stromerzeugung aus Biogas in den letzten Jahren zunehmend Konzepte umgesetzt, um das Biogas zum Ort der Energienachfrage zu transportieren. Dabei werden neben der bisherigen Vor-Ort-Verstromung von Biogas alternative Biogasnutzungsoptionen relevant. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit anschließender Gaseinspeisung in das Erdgasnetz oder die Verwendung von Mikrogasnetzen zur zentralen Verstromung des Biogases gewinnen immer mehr an Bedeutung.

Im folgenden Kapitel werden neben den Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas im Jahr 2010 einige ausgewählte Parameter, die im Rahmen der Betreiberbefragung hinsichtlich der Strom- und Wärmeerzeugung erhoben wurden, dargestellt.

3.2.1 Stromerzeugung

Die potenzielle Stromerzeugung von Biogas für das Jahr 2010, geschätzt auf Basis der bis Jahresende installierten elektrischen Anlagenleistung, beträgt etwa 17,3 TWh_{el}⁸. Die reale Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 2010 ist unter Berücksichtigung des über das Jahr verteilten Zubaus von Neuanlagen geringer abzuschätzen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die reale Stromerzeugung im Jahr 2010 rund 15,6 TWh_{el}⁹ betrug. Dies entspricht einem Ausbau der Stromproduktion aus Biogas gegenüber dem Vorjahr um 3,5 TWh_{el}.

Unter Berücksichtigung eines prognostizierten Anlagenzubaus von etwa 350 MW_{el} im Jahr 2011, kann für 2011 eine Stromproduktion aus Biogas von etwa 18,8 TWh_{el} prognostiziert werden.

⁸ Abschätzung der potenziellen Stromerzeugung auf Basis einer installierten elektrischen Anlagenleistung Ende 2010 von 2 300 MW_{el}, mittlerer Volllaststunden von 7 650 h, wobei der Zeitpunkt der Inbetriebnahme von Neuanlagen nicht berücksichtigt ist.

⁹ Abschätzung der realen Stromerzeugung anhand folgender Annahmen: Volllaststunden des Anlagenbestandes Ende 2009 7 650h, Neuanlagen mit Inbetriebnahme im ersten Halbjahr 2010 mit 5 000 Volllaststunden und Neuanlagen mit Inbetriebnahme in der zweiten Jahreshälfte 2010 mit 1 600 Volllaststunden.

Gasverwertung

Die Verwertung des Biogases erfolgt in der Regel als gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Blockheizkraftwerken. Die Anwendung in Verbrennungsmotoren ist als Stand der Technik anzusehen. Als Verbrennungsmotoren werden vorwiegend Gas-Otto-Motoren oder Zündstrahlaggregate eingesetzt. Diese erreichen elektrische Wirkungsgrade bis über 40 %. In der Praxis werden beide Motorenarten in unterschiedlichen Leistungsklassen oftmals kombiniert. Während Gas-Otto-Motoren überwiegend im mittleren und höheren Leistungsbereich ($> 250 \text{ kW}_{\text{el}}$) zum Einsatz kommen, werden Zündstrahlmotoren im Leistungsbereich bis $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ eingesetzt. Für Zündstrahl-Anlagen, die nach 2007 in Betrieb gegangen sind, sind nur noch Pflanzenöl oder Pflanzenölmethylester als Zünd- und Stützfeuerung für Zündstrahlmotoren zulässig, um den Vergütungsanspruch nicht zu verlieren [54].

Nach Angaben der Betreiber im Rahmen der Betreiberbefragung kommen als Verbrennungsmotoren überwiegend Gas-Otto-Motoren zum Einsatz. Bei etwa 24 % der Biogasanlagen wird zur Verstromung des Biogases ein Zündstrahl-BHKW eingesetzt. Eine Kombination beider Motorenarten wird nach Angaben der Betreiber bei etwa 10 % der Biogasanlagen vorgenommen. Bei den Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010, 2011) ist diese Verteilung deutlich zugunsten der Gas-Otto-Motoren verschoben. Etwa 83 % der Neuanlagen setzen einen Gas-Otto-Motor zur Verstromung des Biogases ein. Die Ergebnisse sind damit vergleichbar mit den Vorjahren und zeigen, dass Neuanlagen nach wie vor am häufigsten mit Gas-Otto-Motoren betrieben werden.

Darüber hinaus werden vereinzelt Mikrogasturbinen zur Strombereitstellung angeboten. Gegenwärtig werden diese jedoch nur vereinzelt in Biogasanlagen eingesetzt. Genaue Angaben über die Anzahl am Biogasanlagenbestand in Deutschland liegen dazu nicht vor. Im Rahmen der Betreiberbefragung gab ein Anlagenbetreiber an, eine Mikrogasturbine zur Stromerzeugung einzusetzen. Des Weiteren werden Stirlingmotoren und Brennstoffzellen vorwiegend in Forschungsprojekten betrieben.

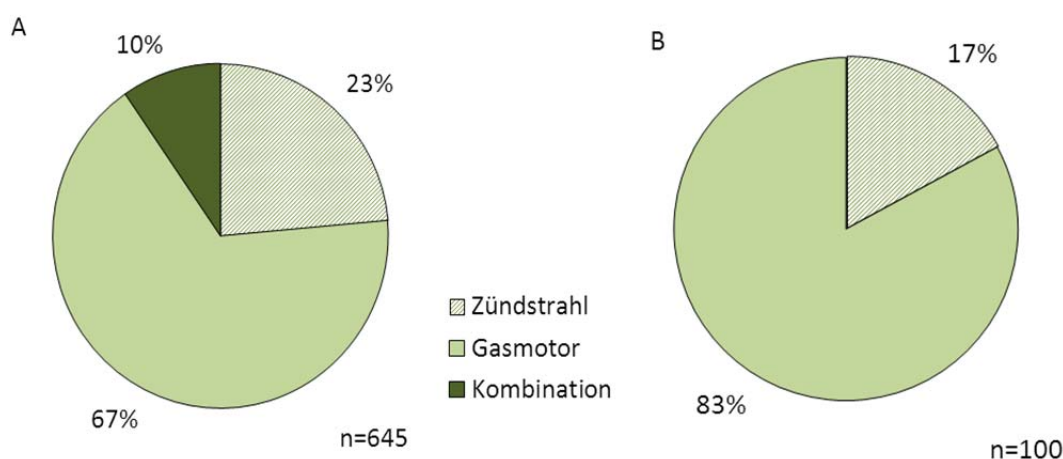


Abb. 3-14: Einsatz von Gas-Otto- und Zündstrahl-Motoren zur Verstromung des Biogases (Betreiberbefragung DBFZ 2010) A - Anlagenbestand, B - Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010, 2011)

In den vergangenen Jahren sind zunehmend Anlagenkonzepte interessant geworden, bei denen das Biogas an den Ort der Nachfrage transportiert werden kann. Dabei spielen Mikrogasnetze und Satelliten-BHKW

zunehmend eine Rolle. Das BHKW ist in diesen Fällen räumlich von der Biogasanlage abgesetzt und über eine Mikrogasleitung mit dieser verbunden. Auf diese Weise kann die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme einer besseren Nutzung – am Standort des Wärmeabnehmers – zugeführt werden. In Deutschland wurden bislang vielfach Mikrogasnetze realisiert [1]. Im Rahmen der Betreiberbefragung gaben 22 Anlagenbetreiber an, über ein Mikrogasnetz das Biogas zu einem Satelliten-BHKW zu transportieren und dort Strom und Wärme zu erzeugen. Das entspricht etwa 3,5 % der Rückmeldungen.

Betriebs- und Volllaststunden

In Hinblick auf eine genauere Differenzierung der Auslastung der Biogasanlagen in Deutschland wurden die Betreiber nach den Betriebs- und Volllaststunden des BHKW befragt. Nach Angaben der Betreiber liegt die mittlere Betriebsstundenanzahl der Biogasanlagen bei 8 225 Stunden im Jahr. Der statistische Median liegt dabei bei 8 500 h/a. Das zeigt, dass nach Angaben der Betreiber die Hälfte der Biogasanlagen eine Betriebsstundenzahl von > 8 500 aufweist (Tabelle 3-9). Die mittlere Volllaststundenzahl der Biogasanlagen liegt nach Angaben der Betreiber bei 7 673 h/a. Der statistische Median liegt dabei bei 8 000 h/a. In Tabelle 3-9 sind die wesentlichen statistischen Kennzahlen zur Betriebsstunden- und Volllaststundenzahl als Ergebnis der Betreiberbefragung dargestellt. Zu berücksichtigen ist, dass deutlich weniger Betreiber Aussagen zur Volllaststundenzahl als zur Betriebsstundenzahl vorgenommen haben. Die ausgewiesene Standardabweichung zeigt deutlich, dass insbesondere bei der Angabe der Volllaststunden die Daten sehr weit streuen.

Tabelle 3-9: Mittlere Betriebsstunden- und Volllaststundenzahl sowie Standardabweichung und Median (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

	Mittelwert \bar{x} (h/a)	Standardab- weichung σ	Median	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
Betriebsstunden	8225	947	8500	510
Volllaststunden	7673	1369	8000	359

Eine Aufschlüsselung der Volllaststunden nach dem Inbetriebnahmejahr der Anlage zeigt, dass jüngere Biogasanlagen nach Angaben der Betreiber eine höhere Volllaststundenzahl erreichen als ältere Biogasanlagen. Während 50 % Biogasanlagen, die vor 2000 in Betrieb gegangen sind eine Volllaststundenzahl über 7 900 h/a erreichen, erzielen 50 % Biogasanlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb gegangen sind eine Volllaststundenzahl von über 8 200 h/a (Median, Tabelle 3-10). Zudem ist der Schwankungsbereich der erzielten Volllaststunden bei älteren Biogasanlagen größer als bei neueren Biogasanlagen (Tabelle 3-10).

Tabelle 3-10: mittlere Betriebsstunden- und Volllaststundenzahl, Standardabweichung und Median in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Jahr der Inbetriebnahme	Mittelwert \bar{x} (h/a)	Standardabweichung σ	Median	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
vor 2000	6938	2114	7900	37
2000 - 2003	7416	1584	8000	85
2004 - 2008	7891	940	8000	187
2009	8022	739	8200	38

keine Berücksichtigung der Biogasanlagen, die 2010 in Betrieb gegangen sind, da kein vollständiges Betriebsjahr zugrunde liegt

Eigenstrombedarf

Hinsichtlich des Eigenstrombedarfs der Biogasanlagen zeigt sich, dass der Strombedarf der Anlagen im Mittel bei 7,8 % - bezogen auf die produzierte Strommenge - liegt. Diesbezüglich konnten 473 Rückmeldungen der Anlagenbetreiber berücksichtigt werden. Damit liegt der ermittelte Eigenstrombedarf in der Größenordnung der Befragungen der Vorjahre und entspricht Angaben der Literatur [1],[28]. In Abb. 3-15 ist der Eigenstrombedarf der installierten elektrischen Anlagenleistung gegenübergestellt. Deutlich wird, dass Eigenstrombedarfe über 20 % der produzierten Strommenge eher die Ausnahme darstellen. 68,3 % der Anlagen haben einen Eigenstrombedarf zwischen 3 und 12 % ($\bar{x} \pm \sigma$).

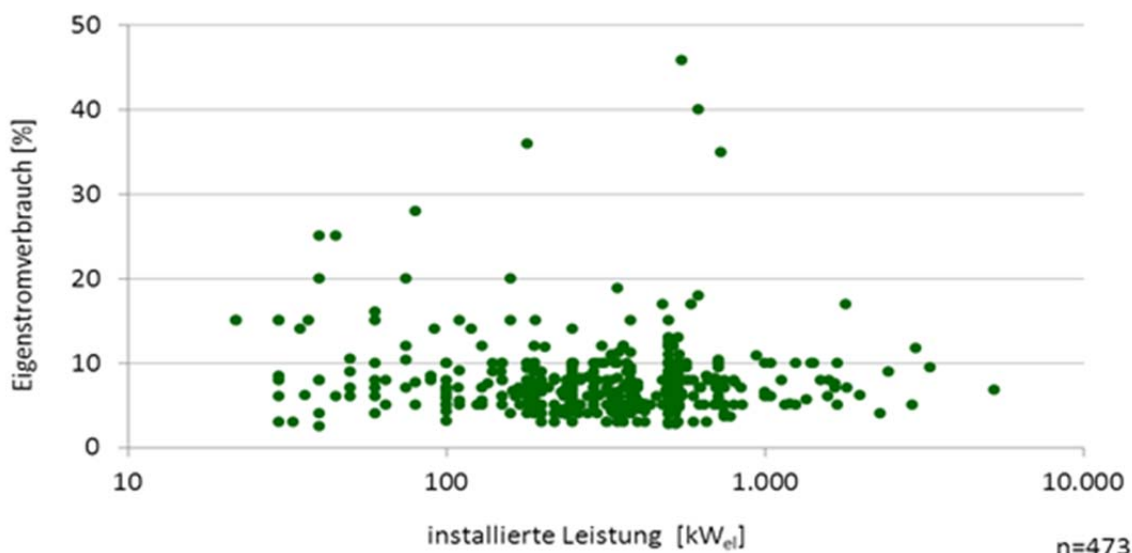


Abb. 3-15: Verteilung des Eigenstrombedarfs in Abhängigkeit von der installierten Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Der mittlere Eigenstrombedarf der Anlagen bezogen auf die installierte Leistung ist in Tabelle 3-11 detaillierter dargestellt. Es ist zu erkennen, dass insbesondere im kleineren Leistungsbereich ($\leq 70 \text{ kW}_{el}$)

die Biogasanlagen einen höheren Anteil des Eigenstrombedarfs an der produzierten Strommenge aufweisen. Ein genereller Zusammenhang zwischen der Anlagengröße und dem Eigenstrombedarf der Anlagen ist jedoch nicht erkennbar. Eine Betrachtung der linearen Regression ergibt dabei ein Bestimmtheitsmaß (R^2) von 0,0005. Damit ist statistisch kein Zusammenhang zwischen der Anlagengröße und dem Eigenstrombedarf erkennbar.

Tabelle 3-11: Mittlerer Eigenstrombedarf und Standardabweichung in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

installierte elektr. Anlagenleistung (kW_{el})	Mittlerer Eigenstrombedarf (%)	Standardabweichung σ	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	10,1	5,9	33
71 - 150	8,6	4,4	44
151 - 500	7,2	3,2	275
501 – 1 000	8,3	6,5	93
> 1 000	7,7	2,8	27
Gesamt	7,8	4,4	472

3.2.2 Wärmeerzeugung

Mit der Einführung des KWK-Bonus bei der Novellierung des EEG im Jahr 2004 wurde ein Anreiz zur Steigerung der Gesamteffizienz der Biogasanlagen geschaffen. Das führte zu einer deutlichen Zunahme der Abwärmenutzung und verstärkten Umsetzung von Wärmenutzungskonzepten bei der Stromerzeugung aus Biogas. Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 wurde der KWK-Bonus erhöht und der Anreiz zum weiteren Ausbau der Wärmenutzung verstärkt, ob der bislang ungenutzten Potenziale. Wie bereits in Abschnitt 3.1.3 dargestellt, erhalten rund 80 % der Betreiber den KWK-Bonus. Dabei wird überwiegend der KWK-Bonus nach EEG 2004 gewährt. Von den Anlagen, die vor 2009 in Betrieb gegangen sind, wird jedoch der KWK-Bonus nach EEG 2009 nur von knapp 36 % der Betreiber in Anspruch genommen. Unter Berücksichtigung der geschätzten realen Stromerzeugung aus Biogasanlagen (2010: 15,6 TWh_{el}), zu Grunde gelegter durchschnittlicher BHKW-Wirkungsgrade (el: 38%, th: 45%) und eines durchschnittlichen Wärmenutzungsgrades der extern verfügbaren Wärme von 45 % wird die genutzte Wärmemenge aus Biogasanlagen für das Jahr 2010 auf 5,8 bis 6,7 TWh_{th}¹⁰ geschätzt.

Eigenwärmebedarf

Der Eigenwärmebedarf einer Biogasanlage ist stark abhängig vom eingesetzten Substrat, dem Fermentervolumen und der Anlagengröße. Im Ergebnis der Betreiberbefragung liegt der mittlere Eigenwärmebedarf der betrachteten Biogasanlagen nach Angaben der Betreiber bei 27 % der produzierten Wärmemenge. Bei 68,3 % der Anlagen wurde ein Eigenwärmebedarf zwischen 9 und 44 %

¹⁰ Zu Grunde gelegte verfügbare Wärmemenge der BHKW: 18,5 TWh_{th}. Ausgehend von der verfügbaren Wärmemenge wird abgeschätzt, dass rund 70 bis 80 %, je nach Eigenwärmebedarf der Anlage, für externe Wärmenutzungen zur Verfügung stehen. Als durchschnittlicher Wärmenutzungsgrad werden rund 45 % angenommen (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs von der verfügbaren Abwärme).

($\bar{x} \pm \sigma$) ermittelt. Diesbezüglich konnten 228 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden. Es ist zu berücksichtigen, dass zahlreiche Betreiber darauf hinwiesen, dass der Eigenwärmeverbrauch der Anlage nicht gemessen wird. Die Angaben der Betreiber sind somit oft mit großen Unsicherheiten behaftet.

Bezogen auf die installierte Anlagenleistung variiert der Eigenwärmebedarf der Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße. In Tabelle 3-12 ist der mittlere Eigenwärmebedarf bezogen auf die installierte Leistung abgebildet. Der Zusammenhang zwischen installierter Anlagenleistung und Eigenwärmebedarf wird dabei sehr deutlich. Biogasanlagen im kleinen Leistungsbereich haben einen deutlich höheren Wärmebedarf als Anlagen im größeren Leistungsbereich ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$). Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass sich im kleineren Leistungsbereich das Verhältnis der Anlagengröße zum Output und Volumen zur Fermenteroberfläche ungünstig darstellt. Zudem hat die Gülle – aufgrund des hohen Wasseranteils mit einem höheren Wärmebedarf als andere Substrate – eine große Bedeutung als Einsatzsubstrat.

Tabelle 3-12: Mittlerer Eigenwärmebedarf und Standardabweichung in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

installierte elektr. Anlagenleistung (kW_{el})	Mittlerer Eigenwärmebedarf (%)	Standardabweichung σ	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	49	19,0	15
71 - 150	45	15,9	21
151 - 500	26	16,2	119
501 – 1 000	23	13,3	55
$> 1 000$	14	7,9	18
Gesamt	27	17,3	228

Externe Wärmenutzung

In Hinblick auf die Angaben der Anlagenbetreiber zur externen Wärmenutzung zeigt sich, dass im Mittel etwa 43 % der verfügbaren Wärmemenge des BHKW (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs) extern genutzt werden. Mit einer Standardabweichung von etwa 27 % setzen 68,3 % der Betreiber zwischen 16 und 70 % der verfügbaren Wärmemenge nach Abzug des Eigenwärmebedarfs für eine externe Wärmenutzung ein. Dabei konnten insgesamt 352 Rückmeldungen von Biogasanlagenbetreibern berücksichtigt werden. Die Spannweite des Anteils der extern genutzten Wärmemenge liegt zwischen 2 und 100 %, sofern angegeben wurde, dass überhaupt eine Wärmenutzung erfolgt.

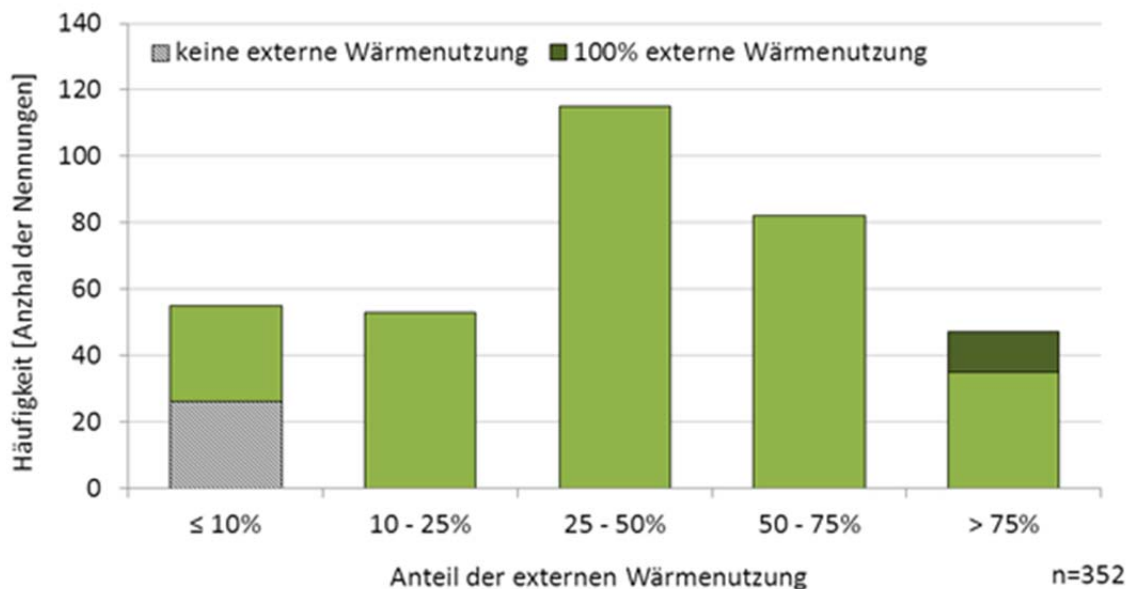


Abb. 3-16: Verteilung des Anteils der externen Wärmenutzung bezogen auf die Rückmeldungen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Von den neu in Betrieb gegangenen Biogasanlagen gaben 14 Anlagenbetreiber den Umfang der externen Wärmenutzung an. Im Mittel liegt der Wärmenutzungsgrad demnach bei ca. 51 %. Bei der Mehrzahl der Neuanlagen liegt der Wärmenutzungsgrad der extern verfügbaren Wärme nach Aussagen der Betreiber über 40 %. Inwieweit es sich dabei um Planungen oder realisierte Konzepte handelt, geht aus den Fragebögen nicht hervor.

In Abb. 3-16 ist die Häufigkeit der Nennungen hinsichtlich des externen Wärmenutzungsgrades dargestellt. Nach Angaben der Betreiber nutzt die Mehrheit der Biogasanlagen weniger als 50 % der verfügbaren Wärmemenge (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs). 26 Anlagenbetreiber gaben an, die verfügbare Wärmemenge für keine weitere Nutzung einzusetzen (7,5 % der befragten Betreiber). Demgegenüber gaben 12 Anlagenbetreiber eine externe Wärmenutzung von 100 % an. Deutlich wird, dass der Grad der Wärmenutzung bei Biogasanlagen stark variiert und nach wie vor Defizite bestehen. In Tabelle 3-13 ist der Wärmenutzungsgrad bezogen auf die Anlagengröße aufgeschlüsselt. Im Kleinstanlagenbereich ($\leq 70 \text{ kW}_{el}$) und im großen Leistungsbereich ($> 500 \text{ kW}_{el}$) werden im Mittel die höchsten Wärmenutzungsgrade erreicht. Insbesondere im mittleren Leistungsbereich zwischen 150 und 500 kW gibt es noch zahlreiche Biogasanlagen, die die extern verfügbare Wärmemenge keiner weiteren Nutzung zuführen. Das ist vordergründig darauf zurückzuführen, dass Anlagenbetreiber kleiner Biogasanlagen die verfügbare Wärme in der Regel vor Ort in vorhandenen Wärmesenken (Stallbeheizung, Wohnhaus) einsetzen können. Für Anlagen im großen Leistungsbereich besteht oftmals ein gesondertes Wärmekonzept für die Abnahme der verfügbaren großen Wärmemengen. Im Ergebnis der Auswertung zeigt sich, dass die externe Wärmenutzung im mittleren Leistungsbereich offensichtlich schwieriger zu realisieren ist.

Tabelle 3-13: Mittlerer externer Wärmenutzungsgrad und Standardabweichung in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

installierte elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Mittlerer externer Wärmenutzungsgrad (%)	Standardabweichung σ	Anlagen ohne externe Wärmenutzung (Anzahl)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	47,0	25,7	3	26
71 - 150	37,6	25,8	2	33
151 - 500	38,8	26,8	18	200
501 – 1 000	50,7	25,8	2	73
> 1 000	55,5	28,7	1	19

In Bezug auf die Art der externen Wärmenutzung konnten im Rahmen der Befragung 402 Rückmeldungen berücksichtigt werden. Dabei waren Mehrfachnennungen zur Wärmenutzung möglich. Im Ergebnis zeigt sich, dass nach wie vor überwiegend Sozialgebäude, Wohnhäuser inkl. Warmwasserbereitung sowie Büros und Werkstätten beheizt werden. Diese sind in Abb. 3-17 unter der Kategorie Sozialgebäude zusammengefasst. Rund 70 % der Anlagenbetreiber nutzen die extern verfügbare Wärmemenge für die Beheizung und Warmwasserbereitung von Wohnraum bzw. Arbeits- und Werkstätten. Daneben wird die Wärme von jeweils etwa 30 % der Anlagenbetreiber zur Stallbeheizung und für Trocknungsprozesse genutzt. Gegenüber den Vorjahren hat die Bedeutung von Fernwärme und Nahwärmenetzen bei der Umsetzung von Wärmekonzepten leicht zugenommen. Nach Angaben der Betreiber werden derartige Konzepte zunehmend angestrebt und bieten insbesondere im ländlichen Raum und bei Bestandsanlagen hohe Potenziale. Im Rahmen der Befragung gaben drei Anlagenbetreiber an, ein Nahwärmenetz aktuell zu planen und realisieren. Darüber hinaus wird die Wärme für die Beheizung von Schulen, Turnhallen, Schwimmbädern oder anderen öffentlichen Einrichtungen genutzt. Unter der Kategorie sonstige Wärmenutzung sind eine Vielzahl von Konzepten wie Fischzucht, Kühlprozesse, Verwaltungsgebäude, Sauna u.a. zusammengefasst, die nicht in den anderen Kategorien aufgeführt sind (Abb. 3-17).

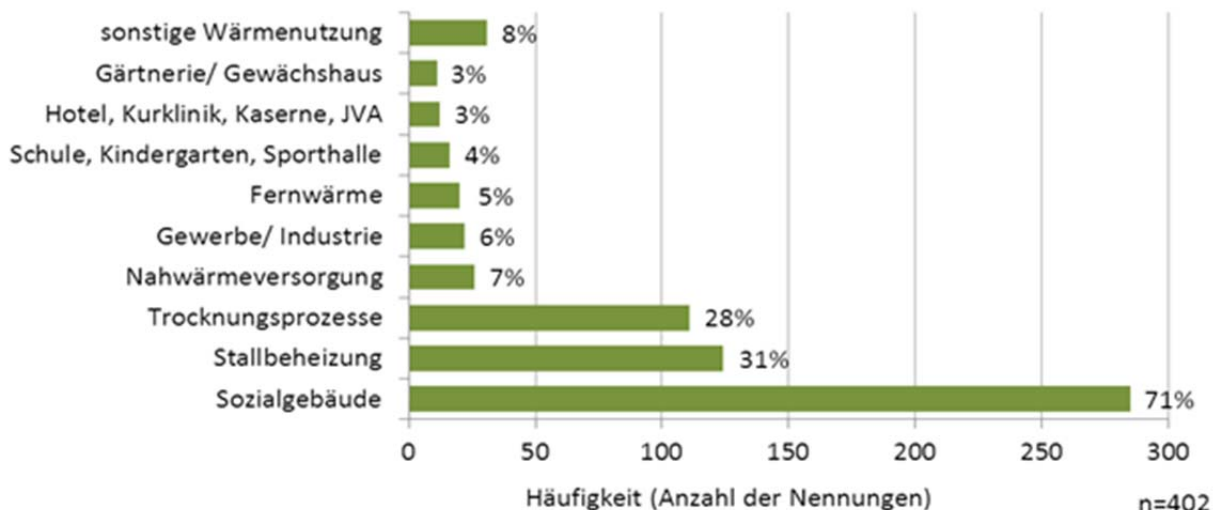


Abb. 3-17: Häufigkeit der Wärmenutzung, absolut und relativ (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Eine genaue Angabe zur Art der Trocknungsprozesse wurde von 80 Betreibern vorgenommen. Demnach spielt die Trocknung von Getreide die größte Rolle, wobei jedoch die Holz- bzw. Scheitholztrocknung sowie die Hackschnitzeltrocknung eine ähnliche Bedeutung haben (Abb. 3-18). 5 % der Betreiber gaben an, eine Gärresttrocknung vorzunehmen.

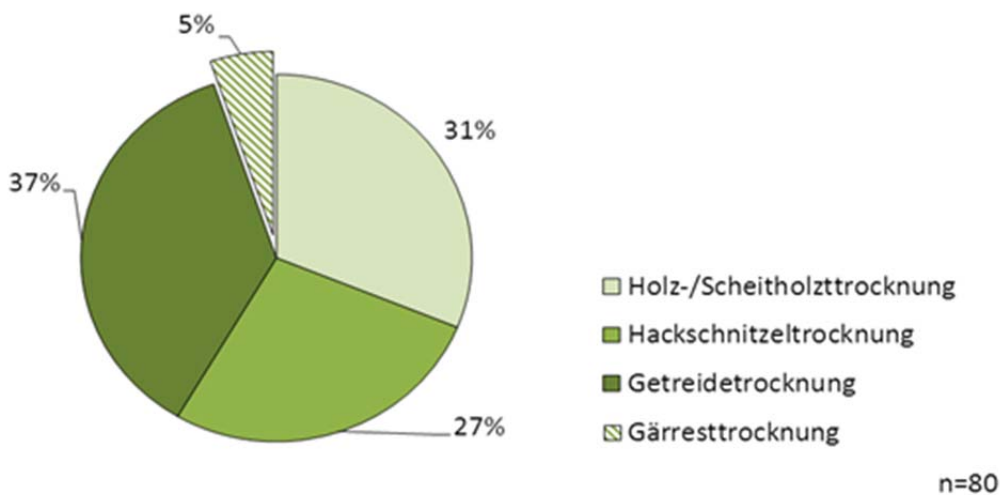


Abb. 3-18: Verteilung nach Art der Trocknungsprozesse (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

3.3 Technologien und Verfahren

Aus technischer Sicht bietet Biogas den Vorteil, dass es mit etablierten und verlässlichen Technologien für die Bereitstellung von Strom, Wärme und/ oder Kraftstoff sehr flexibel eingesetzt werden kann. Im nachfolgenden Kapitel sollen einige ausgewählte Parameter entlang der Prozesskette der Biogaserzeugung hinsichtlich der eingesetzten Technologien dargestellt werden. Zudem wird der Aspekt der Ausfallzeiten von Biogasanlagen auf Grundlage der Betreiberbefragung dargestellt.

Mit dem schnellen Wachstum der Biogasbranche und des Anlagenbestandes in Deutschland gibt es vielfältige verfahrenstechnische Entwicklungen hinsichtlich der angebotenen und verfügbaren

Technologien zur Biogasgewinnung. Ein umfassender Überblick über die am Markt verfügbaren verfahrenstechnischen Konzepte von Biogasanlagen und die eingesetzte und verfügbare Technik wird in der Studie „Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen“ [54] gegeben.

3.3.1 Ausgewählte Parameter – Ergebnisse Betreiberbefragung

Silo

Für die Lagerung und Silierung der pflanzlichen Substrate für die Biogaserzeugung werden Silos genutzt. Dabei werden nach Angaben der Betreiber in der Regel Fahrsilos verwendet. So gaben mehr als 85 % der Betreiber an, ein Fahrsilo zu nutzen. An den übrigen Biogasanlagen werden vorrangig befestigte Bodenplatten zur Lagerung und Silierung genutzt (Freigärhaufen), aber auch Schlauchsilos.

Die Abdeckung der Silos erfolgt in der Regel mit einer Folie. Nach Angaben der Betreiber sind nahezu alle Silos (98 %) mit einer Folienabdeckung versehen. 12 Anlagenbetreiber gaben an, das Silo nicht abzudecken.

Sofern Niederschlagswasser während des Lagerungs- und Entnahmezeitraumes durch die Silage oder Silagereste dringt, reichert sich dieses mit organischen Stoffen an (sog. Sickersaft). Aufgrund der organischen Belastung des Sickersaftes ist ein Versickern oder Einleiten in die Kanalisation oder in den Boden nicht zulässig und die Errichtung eines Sammelbehälters notwendig [58]. In zahlreichen Biogasanlagen wird dieser anfallende Sickersaft in der Biogasanlage eingesetzt. Nach Angaben der Betreiber nutzen 75 % der Anlagenbetreiber den anfallenden Sickersaft in der Biogasanlage als Gärsubstrat. 25 % der Betreiber gaben an den Sickersaft nicht in der Biogasanlage zu nutzen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass einige Betreiber angaben, dass kein Sickersaft anfallt und daher nicht ausgeschlossen werden kann, dass Betreiber angaben, Sickersaft nicht in der Biogasanlage einzusetzen, wengleich kein Sickersaft anfällt. Angaben zur Nutzung des Sickersaftes in Biogasanlage wurden von 558 Betreibern vorgenommen.

Prozessführung

Die Nassfermentation ist hinsichtlich der Prozessführung von Biogasanlagen die Technologie, die am meisten in Biogasanlagen eingesetzt wird. Der Anteil sogenannter Trockenfermentationsverfahren¹¹ am Anlagenbestand ist demgegenüber gering und liegt zwischen 7 und 12 % [28],[29]. Mit der Neufassung des EEG 2009 haben Neuanlagen mit Trockenfermentation keinen Anspruch mehr auf den Technologie-Bonus. Die Technologie ist jedoch am Markt etabliert und im vergangenen Jahr sind weitere Trockenfermentationsanlagen in Betrieb gegangen. Für 2011 sind vereinzelt neue Projekte in der Planung.

Nach Angaben der Biogasanlagenbetreiber im Rahmen der Betreiberbefragung werden ca. 91 % der Biogasanlagen mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben. Knapp 9 % der Betreiber gaben an, dass die Biogasanlage als Trockenfermentationsanlage betrieben wird (Abb. 3-19). Von den klassisch betriebenen Trockenfermentationsanlagen mit sogenannten Garagenverfahren (Boxenfermenter) im landwirtschaftlichen Sektor dürften in Deutschland Ende 2010 etwa 60 Anlagen existieren. Nach Angaben der Hersteller sind im vergangenen Jahr etwa 6 bis 10 neue klassische Trockenfermentationsanlagen in Betrieb gegangen. Dabei handelt es sich vor allem um Anlagen, die

¹¹ Nach der für den Erhalt des Technologie-Bonus nach EEG 2004 gültigen Definition: diskontinuierlich betrieben: u.a. Boxen und Garagenfermenter / Batchverfahren; kontinuierlich betreiben: Pfropfenstromverfahren

Bioabfälle einsetzen. Im Rahmen der Betreiberbefragung wird von den neu in Betrieb gegangenen Biogasanlagen keine Anlage mit Trockenfermentation betrieben.

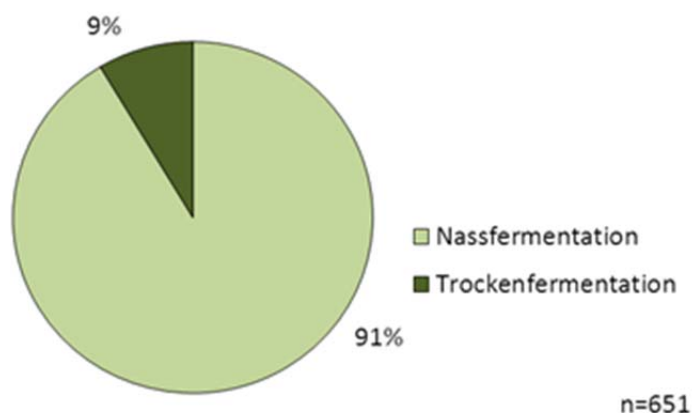


Abb. 3-19: Prozessführung der Biogasanlagen (nach Definition "Trockenfermentation" EEG 2004) (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Gasreinigung, Entschwefelung

Rohbiogas enthält neben Biomethan und Kohlenstoffdioxid unter anderem auch signifikante Mengen von Schwefelwasserstoff. Zudem ist Rohbiogas wasserdampfgesättigt und bedarf daher vor dem Einsatz in einem BHKW einer Grundaufbereitung. Diese umfasst in der Regel die Entschwefelung und Trocknung des Biogases [29].

Im Rahmen der Betreiberbefragung wurden die Verfahren zur Entschwefelung/ Gasreinigung erfasst. Nach Angaben der Betreiber findet dabei die biologische Entschwefelung mittels Luftenblasung die meiste Anwendung. Mehr als 80 % der Betreiber nutzen dieses Verfahren zur Entschwefelung. Daneben sind der Einsatz von Aktivkohle und die Sulfidfällung (Zudosierung von Eisen) weitere Verfahren, die jeweils bei etwa 30 % der Anlagen zu Einsatz kommen. In Tabelle 3-14 ist die Einsatzhäufigkeit der einzelnen Verfahren dargestellt.

Tabelle 3-14: Einsatzhäufigkeit der Verfahren zur Gasreinigung/ -entschwefelung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

	Lufteinblasung	Aktivkohle	Eisenzudosierung	Biowäscher	sonstige verfahren
Anzahl der Rückmeldungen	554	193	175	30	13
Anteil an Rückmeldungen (%) (n=626)	88,5	30,8	28,0	4,8	2,1

Bei einer Vielzahl der Biogasanlagen erfolgt eine Kombination der unterschiedlichen Verfahren zur Grob- und Feinentschwefelung. Dabei werden am häufigsten die Verfahren der biologischen Entschwefelung mittels Luftenblasung und Aktivkohlefilter miteinander kombiniert (ca. 15 % der Biogasanlagen). Eine Kombination der Sulfidfällung (Eisenzudosierung) und Luftenblasung findet

ebenso häufig Anwendung. Dennoch erfolgt bei der Mehrheit der Biogasanlagen (ca. 48 %) die Gasentschwefelung allein über die biologische Entschwefelung mittels Luftenblasung.

Eine Beschreibung und Gegenüberstellung der einzelnen Verfahren zur Entschwefelung wird in der Studie „Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung“ [29] gegeben.

Abgasbehandlung

Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 wurde die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung neu eingeführt. Demnach haben alle Biogasanlagen, die nach Bundesimmissionsschutzgesetz genehmigt sind und Biogas zur Verstromung im BHKW einsetzen Anspruch auf eine Vergütungserhöhung sofern die Formaldehydgrenzwerte nach dem Emissionsminderungsgebot der TA Luft eingehalten werden. In diesem Zusammenhang wurden seit der Neufassung des EEG 2009 an zahlreichen Biogasanlagen im Zuge der Abgasbehandlung Oxidationskatalysatoren oder eine Thermische Nachverbrennung installiert. Wie in Kapitel 3.1.3 dargestellt, erhalten gegenwärtig knapp 36 % der Betreiber die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung.

Nach Angaben der Betreiber sind bei rund 28 % der Biogasanlagen eine Abgasbehandlung mit Oxidationskatalysator oder thermischer Nachverbrennung installiert. Die Mehrheit der Biogasanlagen (etwa 72 %) verfügt nach Angaben der Betreiber über keine weitere Abgasreinigung. Diesbezüglich konnten 604 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden. Bei den Neuanlagen ist nach Angaben der Betreiber bei nahezu der Hälfte der Biogasanlagen eine zusätzliche Abgasbehandlung installiert, bei der anderen Hälfte der Anlagen wird von den Betreibern angegeben, dass keine weitere Abgasbehandlung erfolgt (n=37). Eine Differenzierung nach Art der Abgasbehandlung zeigt, dass bei rund 92 % der Biogasanlagen ein Oxidationskatalysator zur weiteren Abgasbehandlung installiert wurde. Die thermische Nachverbrennung spielt als Verfahren zur Abgasbehandlung nach Angaben der Betreiber eher eine untergeordnete Rolle.

Eine Differenzierung der Abgasbehandlung nach installierter elektrischer Anlagenleistung der Biogasanlagen zeigt, dass diese im kleinen und mittleren Leistungsbereich eher selten zur Anwendung kommt (Tabelle 3-15). Demgegenüber erfolgt in Anlagen im mittleren und größeren Leistungsbereich deutlich öfter eine zusätzliche Abgasbehandlung. Die Inanspruchnahme der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung (vgl. Kapitel 3.1.3) zeigt, dass vorrangig Anlagen im mittleren und höheren Leistungsbereich diesen Bonus erhalten. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Investitionsbedarf für einen Oxidationskatalysator oder eine thermische Nachverbrennung für Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich vergleichsweise hoch ist, als dass eine zusätzliche Abgasbehandlung rentabel installiert werden kann.

Tabelle 3-15: Verfügbarkeit Abgasreinigungsverfahren an Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

installierte elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Anteil Biogasanlagen mit Abgasbehandlung (%)	Anteil Biogasanlagen ohne Abgasbehandlung (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	3,7	96,3	54
71 - 150	2,8	97,2	72
151 - 500	21,1	78,9	342
501 – 1 000	68,0	32,0	103
> 1 000	80,0	20,0	30
Gesamt	28,3	71,7	604

Gasfackel

Für den Fall, dass produziertes Biogas in der Anlage nicht verwertet werden kann (z.B. bei gefülltem Gasspeicher, Wartungsarbeiten, sehr schlechter Gasqualität), ist das Biogas schadlos zu entsorgen. Bundeslandspezifisch sind hier die Vorgaben zur Betriebsgenehmigung unterschiedlich. Bei Gasströmen über 20 m³/h ist die Installation einer Alternative zum BHKW vorgeschrieben. Dies kann ein zweites BHKW oder eine Gasfackel sein, um die Möglichkeit der Gasentsorgung nachzuweisen. Im Rahmen der Betreiberbefragung gaben knapp die Hälfte (49 %) der Betreiber an, über eine Gasfackel zu verfügen, bzw. auf eine mobile Gasfackel Zugriff zu haben (Abb. 3-20 - A). Bei den Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010, 2011) verfügt die Mehrheit der Anlagen über eine Gasfackel (Abb. 3-20 – B). Zu beachten ist, dass im Rahmen der Befragung zahlreiche Betreiber die Verfügbarkeit einer mobilen Fackel nicht als „vorhandene Fackel“ eingestuft haben.

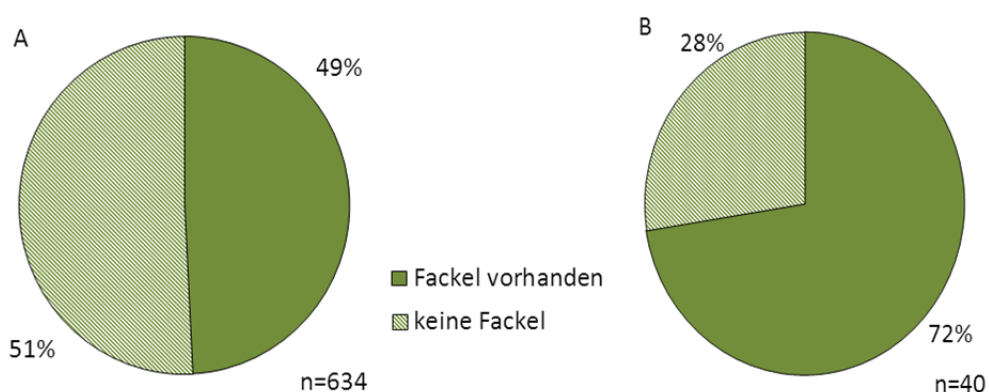


Abb. 3-20: Verfügbarkeit einer Gasfackel (Betreiberbefragung DBFZ 2010); A – Anlagenbestand, B – Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010, 2011)

Eine Differenzierung nach der Art der Fackel (stationär, mobil) zeigt dabei auf, dass die Mehrheit der Betreiber über eine stationäre Gasfackel am Standort der Biogasanlage verfügt. Etwa 40 % der Betreiber haben Zugriff auf eine mobile Fackel. Diese kann gemietet und im Bedarfsfall zur Anlage transportiert werden. Dieses Vorgehen wird in der Regel in einem Vertrag fixiert und der Betreiber kann das Vorhalten einer mobilen Fackel nachweisen. Weiterhin kommt es vor, dass mehrere Anlagenbetreiber

gemeinsam in eine mobile Fackel investieren und diese nach Bedarf eingesetzt wird. Die Verfügbarkeit einer stationären oder mobilen Fackel bezogen auf die Anlagengröße ist in Tabelle 3-16 dargestellt. Deutlich wird, dass mit zunehmender Anlagengröße der Anteil der Anlagen, die über eine stationäre Fackel am Anlagenstandort verfügen, steigt. Im Leistungsbereich über 500 kW_{el} sind mehr als 80 % der Fackeln stationär am Anlagenstandort installiert. Im kleinen Leistungsbereich wird die Fackel eher als mobile Fackel vorgehalten. Die Aufschlüsselung der Verfügbarkeit einer Fackel zeigt, dass insbesondere im kleineren Leistungsbereich oftmals keine Fackel vorhanden ist, während im mittleren und größeren Leistungsbereich die Mehrheit der Biogasanlagen über eine Fackel verfügt (Tabelle 3-16).

Tabelle 3-16: Verfügbarkeit einer Gasfackel und Differenzierung nach Art der Gasfackel (stationär, mobil) bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung

Install. elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Fackel vorhanden (%)	ohne Fackel (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)	Anteil mobile Fackel (%)	Anteil stationäre Fackel (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	9	91	56	33	67	3
71 - 150	32	68	73	61	39	23
151 - 500	50	50	361	50	50	159
501 – 1 000	72	28	107	19	81	68
> 1 000	72	28	32	14	86	14

Gärrestlager und Gärrestlagerabdeckung

Die Lagerung der vergorenen Substrate erfolgt in Gärrestlagern, die in der Regel mit einer Speicherkapazität von 180 Tagen ausgelegt werden [29]. Im Rahmen der Betreiberbefragung wurde das Volumen der Gärrestlager abgefragt. Im Mittel liegt das Gärrestlagervolumen der Biogasanlagen bei rund 3 600 m³. In Tabelle 3-17 ist das Gärrestlagervolumen in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung dargestellt.

Tabelle 3-17: mittleres Gärrestlagervolumen, Standardabweichung und Median bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung

installierte elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Mittleres Gärrestvolumen (m ³)	Standardabweichung σ	Median	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	841	468	800	55
71 - 150	1580	1020	1265	68
151 - 500	3222	2493	2500	325
501 – 1 000	4793	2799	4200	99
> 1 000	9197	6632	8000	29

Mit der Neufassung des EEG 2009 ist für neu in Betrieb genommene Biogasanlagen, die nach BImSchG genehmigt sind, eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers erforderlich, damit ein Anspruch auf den NawaRo-Bonus gewährleistet ist. Zudem bieten gasdichte Abdeckungen die Möglichkeit zur Nutzung des Restgaspotenzials der Gärreste.

Im Ergebnis der Betreiberbefragung zeigt sich, dass mehr als ein Drittel der Betreiber über ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager verfügen. Dabei konnten insgesamt 638 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden. Rund 27 % der Betreiber geben an, ein geschlossenes, jedoch kein gasdichtes, Gärrestlager zu haben. Rund 36 % der Betreiber verfügen lediglich über ein offenes Gärrestlager (Abb. 3-21 – A). Die in Abb. 3-21 dargestellte Verteilung ergibt sich aus den Nennungen der Betreiber im Rahmen der Befragung. Dabei waren auch Mehrfachnennungen möglich. 20 Anlagenbetreiber gaben an, sowohl ein offenes als auch ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager zu haben. Diese sind in der Graphik sowohl bei der Anzahl der offenen als auch bei der Anzahl der gasdicht geschlossenen Gärrestlager berücksichtigt.

Für die Neuanlagen nach EEG 2009 zeigt sich eine abweichende Verteilung (Abb. 3-21 – B). Die Mehrheit der Neuanlagen, die nach EEG 2009 in Betrieb gegangen sind, verfügt über ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager. Nach Angaben der Betreiber sind 22 % der Gärrestlager offen.

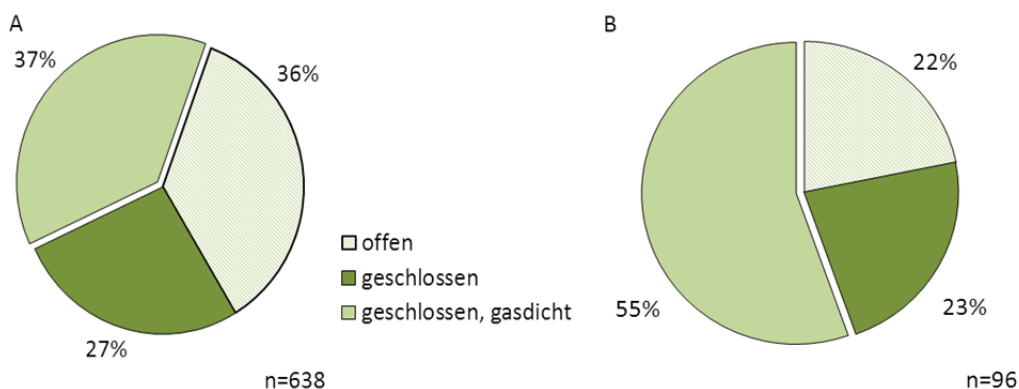


Abb. 3-21: Abdeckung von Gärrestlagern (Betreiberbefragung DBFZ 2010); A - Anlagenbestand, B - Neuanlagen nach EEG 2009 (Inbetriebnahme 2009, 2010, 2011)

Ausfallzeiten

Die Anlagenverfügbarkeit und damit die Volllaststundenzahl der Biogasanlagen sind stark abhängig von Ausfallzeiten entlang der gesamten Prozesskette.

Hinsichtlich der Ausfallzeiten stellen nach Angaben der Betreiber die Eintragstechnik und das BHKW diejenigen Komponenten dar, die am häufigsten zu Ausfallzeiten führen. Eine genaue Differenzierung der einzelnen Gründe für Ausfallzeiten konnte aufgrund des beschränkten Umfangs der Befragung nicht erhoben werden. Nach Angaben der Betreiber hat das BHKW im vergangenen Jahr bei mehr als 70 % der Biogasanlagen zu Ausfallzeiten geführt. Bei etwa 47 % der Biogasanlagen kam es aufgrund von Störungen der Eintragstechnik zu Ausfallzeiten. Demgegenüber gaben rund 95 % der Betreiber an, keine Ausfälle infolge von Schaumbildung oder Korrosion gehabt zu haben. Insgesamt sind neben dem BHKW vor allem die Eintragstechnik und die Rührtechnik als wesentliche Ursachen für Ausfälle festzuhalten. Diesbezüglich konnten 561 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden. In Tabelle 3-18 sind die Häufigkeiten und die Verteilung des Auftretens von Ausfallzeiten an Biogasanlagen dargestellt.

Tabelle 3-18: Verteilung der Ursachen von Ausfallzeiten (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

	Eintrags- technik	Rühr- technik	Schaum	Schwimm- schicht	Über- säuerung	Korrosion	BHKW
Anzahl der Rückmeldungen	263	186	24	52	46	26	410
Anteil an Rückmeldungen (%) (n=561)	46,9	33,2	4,3	9,3	8,2	4,6	73,1

Der Umfang der Ausfallzeiten im Jahr 2010 an den befragten Biogasanlagen liegt im Mittel bei 7, 2 Tagen. Nach Angaben der Betreiber lagen die Ausfallzeiten bei der Hälfte der Biogasanlagen insgesamt unter 4 Tagen, bei der anderen Hälfte darüber (Median: 4 d). Ein Betreiber gab an, dass die Ausfallzeit im vergangenen Jahr bei 100 Tage lag. Es wurden jedoch keine Angaben zum Grund dieses langen Ausfalls angegeben. 28 Betreiber gaben an, dass es im vergangenen Jahr an ihrer Anlage zu keinen Ausfallzeiten gekommen ist. Insgesamt konnten Angaben zum Umfang der Ausfallzeiten von 447 Betreibern berücksichtigt werden. Abb. 3-22 verdeutlicht, dass die Mehrheit der Anlagen Ausfallzeiten bis zu 5 Tagen im Jahr aufweisen. Bei über 30 % der Anlagen liegen die jährlichen Ausfallzeiten zwischen 3 und 5 Tagen. Eine Differenzierung der Ausfallzeiten nach Größenklassen hat keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich der auftretenden Ausfallzeiten gezeigt.

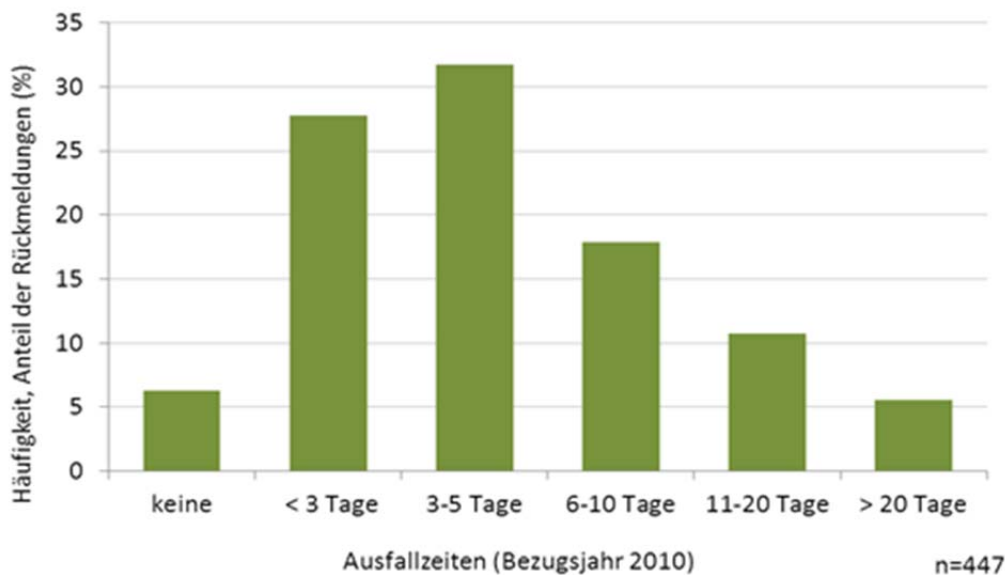


Abb. 3-22: Verteilung der Ausfallzeiten bezogen auf die Rückmeldungen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Die genauen Ursachen für die jeweiligen Ausfälle wurden im Rahmen der Befragung nicht erhoben. Von zahlreichen Betreibern wurden jedoch Ausfallzeiten, die dem BHKW zuzuordnen sind, mehrfach als planmäßige Ausfälle infolge von Wartungsarbeiten benannt.

Für Neuanlagen können in der Auswertung keine Aussagen zu Ausfallzeiten getroffen werden, da diese noch kein ganzes Jahr im vollen Betrieb sind bzw. sich zum Zeitpunkt der Befragung in der Anfahrphase befanden.

3.3.2 Biogasaufbereitung und -einspeisung

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität zur Einspeisung in das Erdgasnetz gewinnt in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung. Damit kann die Nutzung des Biogases vom Ort der Entstehung entkoppelt und flexibler eingesetzt werden. Besondere Bedeutung gewinnt die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz dann, wenn beispielsweise eine zentrale Verstromung des Biogases an einem Standort mit hoher Wärmenachfrage erfolgt. Auf diese Weise können im Vergleich zur sonst üblichen Vor-Ort-Verstromung höhere Gesamtnutzungsgrade erzielt werden.

Zum Stand 31.12.2010 sind in Deutschland 48 Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen mit einer installierten Gasleistung von knapp 340 MW in Betrieb. Die jährliche Biomethaneinspeisekapazität dieser Anlagen liegt bei 280 Millionen Nm³, was etwa 0,4 % des deutschen Erdgasverbrauchs des Jahres 2009 entspricht. Gegenwärtig befinden sich weitere 86 Anlagen, für die eine Inbetriebnahme in den Jahren 2011 und 2012 geplant ist, im Bau und in der Planung. Die regionale Verteilung der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland ist in Abschnitt 3.1.2 bereits dargestellt worden. Zunehmend verlagert sich der Anlagenzubau der Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in die östlichen Bundesländer. Zunehmend wird auch die Umrüstung stromerzeugender Biogasanlagen zu Konzepten, die mit der Technologie der Biogasaufbereitung und -einspeisung betrieben werden, umgesetzt. Vereinzelt wurden derartige Umrüstungen bereits realisiert.

Unter der Berücksichtigung der unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkte und der Leistungsgrößen der Aufbereitungsanlagen wird die reale Gaseinspeisung in das Erdgasnetz für das Jahr 2010 auf 2,53 TWh geschätzt. Der Großteil des Biomethans wird in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Jedoch finden bisher nur geringe Mengen des erzeugten Biomethans Absatz im Kraftstoff- und Wärmemarkt. An zwei Anlagenstandorten (Jameln und Bottrop) wird das Biomethan direkt als Fahrzeugkraftstoff verwendet.

Die Mehrheit der Aufbereitungsanlagen basiert auf der Fermentation nachwachsender Rohstoffe, wobei Maissilage, Getreide, Ganzpflanzensilagen und Gras die größte Rolle spielen, ergänzt durch Gülle. Darüber hinaus sind bislang 3 Anlagen auf Basis von Abfällen in Betrieb. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig weitere Aufbereitungsanlagen auf Basis von Abfall in Betrieb gehen werden. Für die Aufbereitung des Biogases finden überwiegend die Verfahren der Druckwechseladsorption (DWA), Druckwasserwäsche (DWW) und die Aminwäsche Anwendung. Zudem kommt bei einigen Biogasaufbereitungsanlagen der sog. BiogasVerstärker als Aufbereitungsverfahren zum Einsatz. Vereinzelt findet auch die Aufbereitung mit Hilfe des Membranverfahrens Anwendung.

3.4 Biomasseeinsatz

3.4.1 Eingesetzte Stoffströme

Die dominierenden Einsatzstoffe in Biogasanlagen sind nach wie vor tierische Exkremente und nachwachsende Rohstoffe. Mit der Einführung des NawaRo-Bonus 2004 wurde der Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen kontinuierlich gesteigert. Mit der Neufassung des EEG 2009 werden weiterhin nachwachsende Rohstoffe und der Einsatz tierischer Exkremente (Gülle und Mist) besonders gefördert. Daneben haben Bioabfälle und Reststoffe aus der Industrie und Landwirtschaft eher eine geringe Bedeutung am Substrateinsatz in Biogasanlagen.

Die Verteilung der eingesetzten Substrate in Biogasanlagen auf Basis der Betreiberbefragung 2010 ist in Abb. 3-23 dargestellt. Die prozentualen Angaben beziehen sich dabei auf die massebezogene Verteilung (Frischmasse) aller Substratmengen, die auf Basis der Betreiberbefragung ermittelt werden konnten. Insgesamt konnten 622 Rückmeldungen mit Angabe der Substratmenge in der Auswertung berücksichtigt werden. Zu beachten ist jedoch, dass davon auszugehen ist, dass der Substratinput nicht immer vollständig auf dem Fragebogen angegeben wurde.

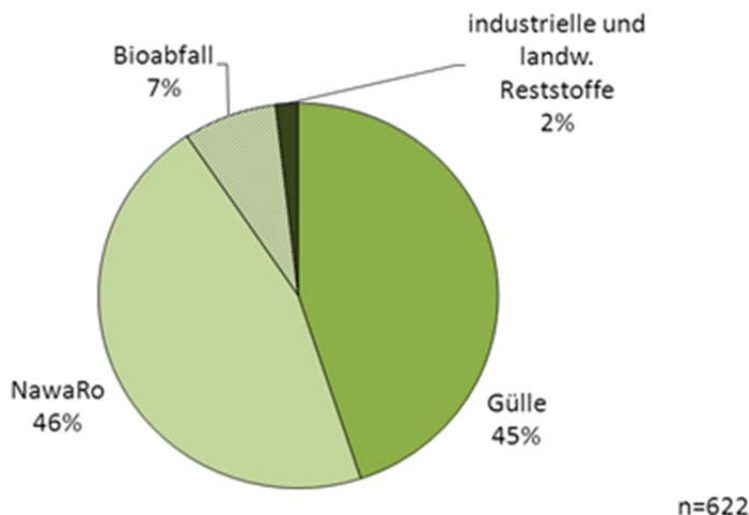


Abb. 3-23: Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Massebezogen nehmen Gülle und nachwachsende Rohstoffe etwa 90 % der Substratinputströme der befragten Biogasanlagen ein. NawaRo und Gülle nehmen dabei etwa den gleichen Anteil ein. Nach Angaben der Betreiber liegt der Einsatz von Bio- und Speiseabfällen bei etwa 7 %, während der Anteil industrieller und landwirtschaftlicher Reststoffe eine untergeordnete Rolle am gesamten Substratinput haben. Damit ist im Vergleich zum Vorjahr der Anteil von Gülle und NawaRo am gesamten Substratinput gestiegen, während die Bedeutung von Bioabfällen sowie industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffen zurückgegangen ist. Diese Entwicklung ist klar auf die im EEG 2009 gesetzten Anreize zum Einsatz von Gülle und NawaRo zurückzuführen. Im Rahmen der Betreiberbefragung gaben 4 Betreiber gesondert an, ihre Biogasanlage im Zuge der Neufassung des EEG 2009 von Abfällen auf den Einsatz von NawaRo und Gülle umgestellt zu haben.

Eine Aufschlüsselung des Substrateinsatzes nach installierter elektrischer Anlagenleistung zeigt, dass der Anteil von Gülle am Gesamtinput mit zunehmender Anlagenleistung sinkt (Tabelle 3-19). Während im Leistungsbereich $< 70 \text{ kW}_{\text{el}}$ im Mittel rund 75 % Gülle in Biogasanlagen eingesetzt werden, sind es im Leistungsbereich $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$ nur noch knapp 30 % oder weniger. In Tabelle 3-19 sind die Ergebnisse des durchschnittlichen Substrateinsatzes bezogen auf die Anlagengröße dargestellt. Der Anteil nachwachsender Rohstoffe am Substrateinsatz steigt dagegen mit zunehmender Anlagengröße. Bioabfälle und industrielle Reststoffe werden fast ausschließlich in Anlagen größeren Leistungsbereichs ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) eingesetzt. Zu berücksichtigen ist, dass der Mittelwert des Einsatzes von Bioabfällen und industriellen/ landwirtschaftlichen Reststoffen verzerrt ist, da diese Substrate in nur wenigen Anlagen eingesetzt werden, dann jedoch mit einem verhältnismäßig großen Anteil ($> 70 \%$).

Tabelle 3-19: mittlerer Substratmix in Biogasanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Install. elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Gülle	NawaRo	Bioabfall	indust./ landw. Reststoffe	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
	Mittelwert (%)	Mittelwert (%)	Mittelwert (%)	Mittelwert (%)	
≤ 70	76	24	0	1	56
71 - 150	50	48	1	1	72
151 - 500	44	53	2	2	354
501 – 1 000	32	56	10	2	105
> 1 000	24	57	16	3	32

Bezogen auf den Energiegehalt der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Verteilung des Gesamtsubstrateinsatzes in Biogasanlagen deutlich hin zu nachwachsenden Rohstoffen (Abb. 3-24). Rund 80 % der Energiebereitstellung in Biogasanlagen ist damit auf nachwachsende Rohstoffe zurückzuführen. Der Einsatz von Gülle – massebezogen etwa 45 % - am Substrateinsatz macht lediglich 11 % an der Energiebereitstellung in Biogasanlagen aus.

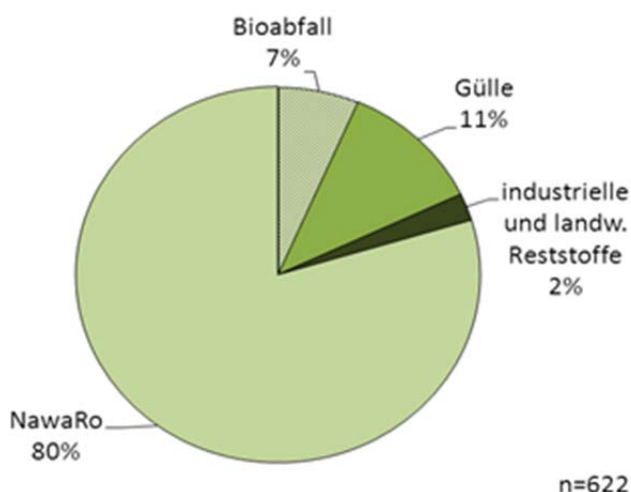


Abb. 3-24: Energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)
Bezugsgröße: spezifische Methanerträge der eingesetzten Substrate

Veränderung Gülleeinsatz in Biogasanlagen

Die Auswertung des Gülleeinsatzes in Biogasanlagen zeigt, dass die Mehrheit der Anlagen im Jahr 2010 zwischen 30 und 50 % (massebezogen) tierische Exkrementen einsetzen (Tabelle 3-20). Nach Angaben der Betreiber liegt bei etwa 33 % der Biogasanlagen der Input an tierischen Exkrementen bei über 50 %. Rund 24 % der Betreiber setzen demnach weniger als 30 % Exkrementen ein. Hier wird deutlich, dass die Angaben zum Substrateinsatz nicht absolut vollständig angegeben wurden, da nach Angaben der Betreiber jedoch 81 % der Betreiber den Güllebonus erhalten. Demnach dürften nur 19 % der Biogasanlagen weniger als 30 % Exkrementen einsetzen. Diese Fehler sind bei der Bewertung der Daten

zu berücksichtigen. Gegenüber dem Vorjahr ist klar zu sehen, dass der Anteil der Biogasanlagen, die weniger als 30 % Gülle in Biogasanlagen einsetzen, abgenommen hat. Das zeigt zum einen, dass der Gülle-Bonus (Substrateinsatz mindestens 30 % Exkremte) von einer zunehmenden Anzahl von Biogasanlagen genutzt wird und damit auch mehr Gülle in Biogasanlagen eingesetzt wird.

Tabelle 3-20: Verteilung des massebezogenen Substrateinsatzes in Biogasanlagen für tierische Exkremte, (Betreiberbefragung DBFZ 2010), [1]

Einsatz tierischer Exkremte (massebezogen)	2009 – Anteil der Biogasanlagen (%)	2010 - Anteil der Biogasanlagen (%)
< 30 %	31	24
30 – 50 %	30	43
50,1 – 75 %	19	16
75,1 – 100 %	20	17
Anzahl Rückmeldungen	420	622

Im Rahmen der Befragung wurden die Betreiber konkret zur Veränderung des Gülleinsatzes seit 2008 befragt. Insgesamt machten 495 Anlagenbetreiber Angaben inwiefern der Gülleinsatz an der jeweiligen Biogasanlage seit 2008 verändert wurde bzw. ob es eine Veränderung diesbezüglich gab. Neuanlagen nach EEG 2009 (Inbetriebnahme ab 2009) wurde in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, da die Veränderungen im Gülleinsatz der bestehenden Anlagen vor dem EEG 2009 untersucht werden sollten. Nach Angaben der Betreiber wurde bei rund 28 % der Anlagen der Gülleinsatz seit der Neufassung des EEG 2009 verändert. 72 % der Betreiber gaben an, dass der Einsatz von Gülle in der Biogasanlage nicht verändert wurde. Hinsichtlich der Inanspruchnahme des Gülle-Bonus kommt es demnach bei der Mehrheit der Biogasanlagen zu Mitnahmeeffekten.

Sofern der Gülleinsatz in den Biogasanlagen verändert wurde, kam es bei nahezu allen Biogasanlagen zu einer Erhöhung des Gülleinsatzes. Lediglich 4 Anlagenbetreiber gaben an den Einsatz von Gülle in ihrer Biogasanlage seit 2009 verringert zu haben. Alle vier Anlagen erhalten nach eigenen Angaben den Güllebonus. Das deutet darauf hin, dass in Anlagen mit hohen Gülleanteilen der Einsatz von Gülle etwas verringert wird – der Grenzwert von 30 % dennoch erreicht wird. Diese Tendenz wird auch in Tabelle 3-20 bei der Veränderung des Anteils der Biogasanlagen, die mehr als 75 % Gülle einsetzen, deutlich. Während nach Angaben der Betreiber 2009 20 % der Biogasanlagen mehr als 75 % Gülle einsetzten, waren es 2010 nur noch 17 %. Dennoch ist hervorzuheben, dass es nach Angaben der Betreiber bei nahezu 28 % der Biogasanlagen zu einem verstärkten Einsatz von Gülle in Biogasanlagen kommt. Im Mittel werden dann etwa 40 % mehr Gülle in Biogasanlagen eingesetzt. Bei der Hälfte der Biogasanlagen wurde der Gülleinsatz um mehr als 30 % erhöht. In Abb. 3-25 sind die Nennungen des positiv veränderten Gülleinsatzes der Betreiber dargestellt. Es wird deutlich, dass die Mehrheit der Betreiber einen um weniger als 50 % erhöhten Gülleinsatz gegenüber 2008 vornimmt. Ein Anlagenbetreiber gab an, seit dem EEG 2009 400 % mehr Gülle in der Biogasanlage einzusetzen. Rund 13 % der Betreiber gaben an, den Einsatz von Gülle mehr als verdoppelt zu haben ($\geq 100\%$).

Im Ergebnis der Betreiberbefragung lässt sich somit aufzeigen, dass mit der Neufassung des EEG 2009 bei nicht ganz 30 % der Biogasanlagen ein zusätzlicher Einsatz von Gülle in Biogasanlagen mobilisiert werden konnte.

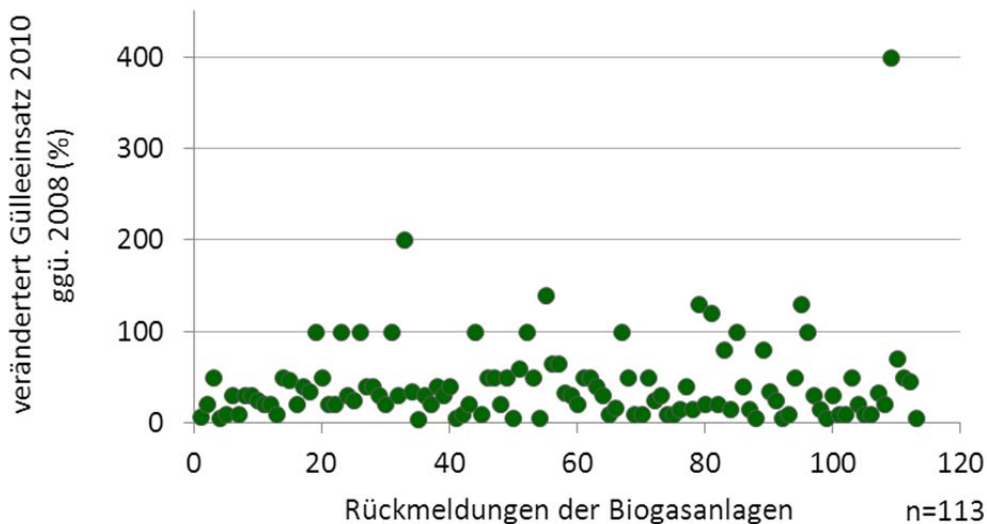


Abb. 3-25: veränderter Gülleeinsatz in Biogasanlagen seit Neufassung des EEG 2009 bezogen auf die Rückmeldungen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

Einsatz nachwachsender Rohstoffe

Eine Aufschlüsselung des Substrateinsatzes nachwachsender Rohstoffe bezogen auf die Masse ist in Abb. 3-26 dargestellt. Deutlich wird, dass der Einsatz von Maissilage nach wie vor die wichtigste Rolle beim Einsatz nachwachsender Rohstoffe einnimmt. Grassilage ist mit einem Anteil von rund 11 % am Gesamteinsatz nachwachsender Rohstoffe beteiligt. Daneben spielen Getreide-GPS und Getreidekorn eine geringe Rolle beim Einsatz in Biogasanlagen. Zuckerrübe als Einsatzstoff in Biogasanlagen wird in der Praxis vielfach diskutiert und zum Teil schon umgesetzt. Gegenwärtig nimmt der Einsatz von Zuckerrüben in Biogasanlagen unter den nachwachsenden Rohstoffen einen Anteil von knapp 1 % ein.

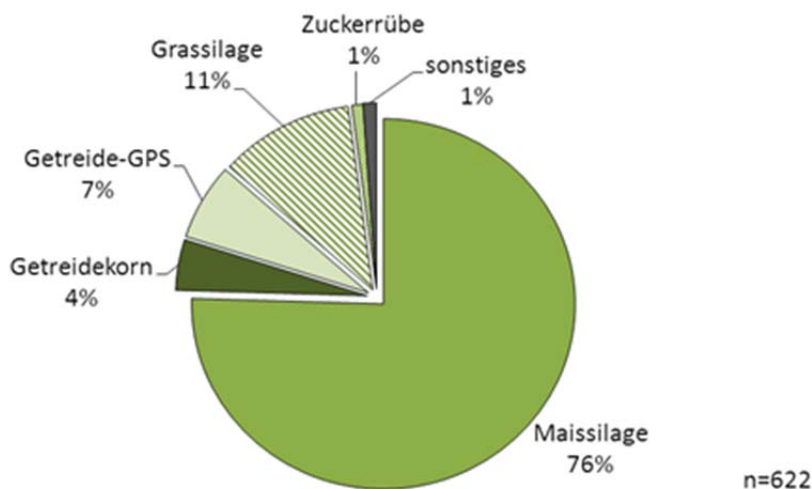


Abb. 3-26: Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)

3.4.2 Flächennutzung zur Biogaserzeugung

Aufgrund der Anreizwirkung des EEG erfolgt ein verstärkter Anbau von Energiepflanzen zur Stromerzeugung. Belastbare statistische Angaben zur Flächenbeanspruchung für die Biogaserzeugung liegen nicht vor. Ausgehend vom Anlagenbestand, der installierten elektrischen Anlagenleistung und der Substratverteilung (vgl. 3.4.1) wird für die Anbaufläche zur Biogaserzeugung eine Abschätzung vorgenommen. Die Auswertung der aktuellen Betreiberbefragung 2010 zeigt, dass der energiebezogene Anteil der nachwachsenden Rohstoffe am gesamten Substrateinsatz rund 80 % beträgt. Ausgehend von der installierten elektrischen Anlagenleistung Ende 2010 mit rd. 2 300 MW_{el} können demnach rd. 1 840 MW_{el} auf den Einsatz nachwachsender Rohstoffe zurückgeführt werden. Unter Berücksichtigung der Substratverteilung entsprechend der Betreiberumfrage 2010 und der Hektarerträge der eingesetzten Kulturarten wurden Ende 2010 rd. 1,1 Mio. ha für Biogas in Anspruch genommen. In Vergleich zu den Vorjahren hat die Flächenbeanspruchung für die Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen somit eine deutliche Zunahme zu verzeichnen. Dies macht sich insbesondere durch den Anstieg des energetischen Anteils der NawaRo am Substrateinsatz bemerkbar (zum Vergleich: 2009: NawaRo-Anteil an der gesamten installierten elektrischen Anlagenleistung rd. 73 %; 2008: rd. 65 %, 2007: rd. 60 %).

3.4.3 Markt- und Preisentwicklungen

In Abhängigkeit von dem Substrateinsatz der Biogasanlage fallen entsprechende Substratkosten an. Für den Einsatz tierischer Exkremate fallen in der Regel keine Substratkosten an bzw. werden auch keine Erlöse erzielt. Bei der Verwertung von Bio- und Speiseabfällen werden üblicherweise Substraterlöse erzielt, die regional unterschiedlich sein können. Demgegenüber sind vor allem bei dem Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Abhängigkeit von der Transportentfernung neben den Substratkosten mitunter auch Transportkosten zu berücksichtigen.

In Kapitel 4 erfolgt eine nähere Darstellung der Substratkosten und mittleren Transportentfernungen der Substrate für den Einsatz in Biogasanlagen.

4 Anlagen zur Nutzung flüssiger Bioenergieträger

Der im Folgenden beschriebene Entwicklungsstand zur Nutzung von flüssigen Bioenergieträgern zur Strombereitstellung in Deutschland beruht auf den Angaben von 68 Anlagenbetreibern von Pflanzenöl-BHKW, die im Rahmen der jährlich durch das DBFZ durchgeführten Betreiberbefragung erhoben wurden. Weiterhin wurde ein Auszug des Anlagenregisters der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) vom 24.03.2011 herangezogen. Die Betreiber von Pflanzenöl-BHKW müssen ihre Anlagen bei der BLE registrieren lassen um im Rahmen der EEG-Einspeisevergütung gegenüber ihrem Netzbetreiber die Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen belegen zu können.

In den Betrachtungen zur Nutzung flüssiger Bioenergieträger werden die im Anlagenregister der BLE enthaltenen Anlagen zur energetischen Verwertung von Produktionsrückständen aus der Papier- und Zellstoffindustrie nicht berücksichtigt.

4.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Entsprechend dem Anlagenregister der BLE waren zum 24.03.2011 im Zuge der Registrierung 2 298 Pflanzenöl-BHKWs an 2 219 Standorten erfasst. Ein großer Teil dieser Anlagen speisen derzeit allerdings keinen EEG-Strom ein. Der Zubau von Pflanzenöl-BHKW belief sich im Jahr 2010 auf 89 Anlagen (vgl. 2009: 83 Neuanlagen) mit einer elektrischen Leistung von 11,3 MW_{el} (vgl. 2009: 6,2 MW_{el}) [12]. Aufgrund der Unsicherheiten, wann und zu welchen Mehrkosten zertifizierte Pflanzenöle zur Verfügung stehen werden, vor allem aber aufgrund der hohen Marktpreise für Pflanzenöle, war der Zubau von neuen Anlagen in 2009 und 2010 deutlich geringer als in den Vorjahren. Diese neuen Anlagen gleichen die abgeschalteten Anlagen und deren installierte elektrische Leistung nicht aus. Für das Jahr 2010 ist daher von etwa 1 400 betriebenen Pflanzenöl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 295 MW_{el} auszugehen.

In Abb. 4-1 ist die Entwicklung der Anlagenzahl sowie der insgesamt installierten elektrischen Leistung der Pflanzenöl-BHKW seit 2004 aufgetragen. Nach dem starken Zubau in den Jahren bis 2005 bis 2007 ist dieser seit 2008 gewissermaßen zum Erliegen gekommen und zahlreiche Anlagen sind stillgelegt worden. Im Jahr 2010 haben vor allem in der 2. Jahreshälfte u.a. aufgrund der stark steigenden Pflanzenölpreise zahlreiche weitere Anlagenbetreiber vorerst den Betrieb eingestellt. Diese Veränderungen wirken sich auf die realisierte Stromerzeugung durch Pflanzenöl-BHKW aus. In Anbetracht der getätigten Investitionen ist davon auszugehen, dass die Anlagen wieder in Betrieb genommen werden, sobald die Pflanzenölpreise auf ein entsprechendes Niveau sinken. Bleibt die Situation langfristig unverändert, wird sich das deutlich auf den Anlagenbestand und die installierte Leistung auswirken.

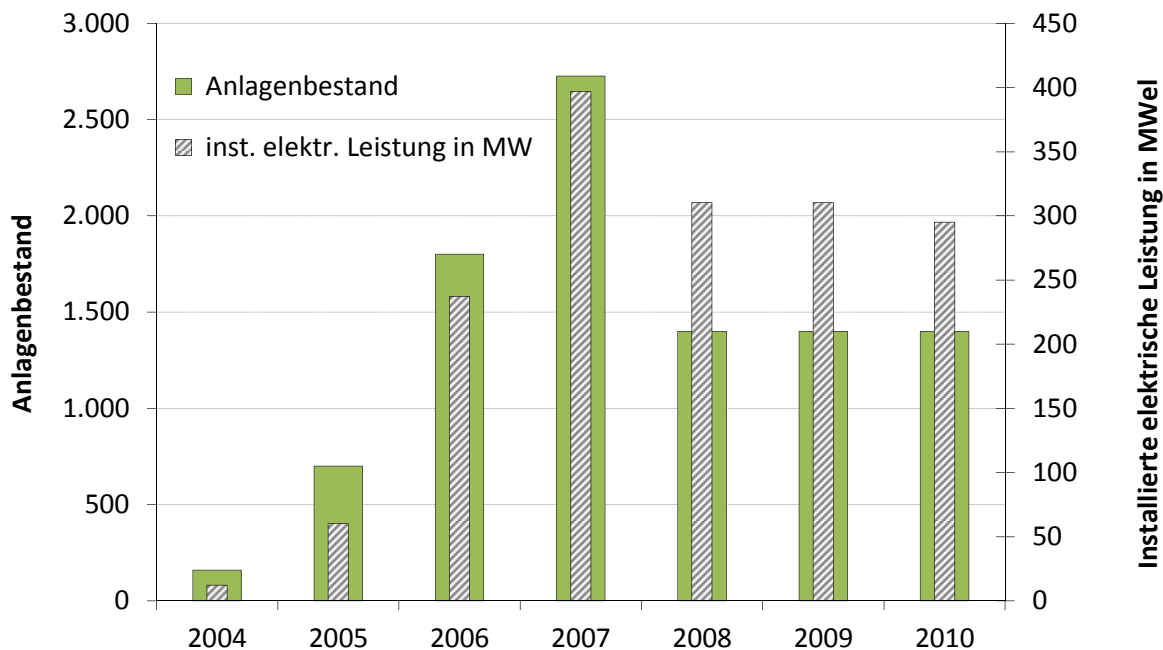


Abb. 4-1 Entwicklung von Anlagenzahl und installierter elektrischer Leistung von Pflanzenöl-BHKW seit 2004

In Abb. 4-2 sind die bei der BLE registrierten Pflanzenöl-BHKW nach den Größenklassen (elektrische Leistung) dargestellt. Etwa 45 % der Anlagen liegen im Leistungsbereich 150-500 kW_{el}, was etwa zwei Drittel der elektrischen Leistung entspricht. Ein Anteil von etwa 15 % der elektrischen Leistung liegt in der Leistungsklasse über 1 MW_{el}, die jedoch lediglich 1 % der Anlagenzahl darstellen. Im niedrigeren Leistungsbereich bis 150 kW_{el} liegen über 50 % der Anlagen, deren Beitrag zur elektrischen Leistung bei etwa 13 % liegt.

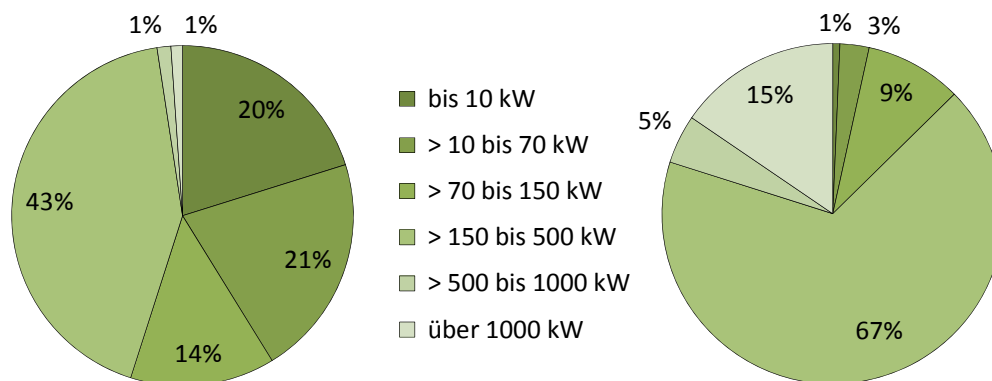


Abb. 4-2 Anteil der registrierten Anlagen nach Leistungsklassen entsprechend Anzahl und elektrischer Leistung [12]

Die Leistungsverteilung der BHKW der Befragung 2010/2011 (siehe Abb. 4-7) repräsentiert gut die Größenverteilung aller registrierten BHKW. In den Ergebnissen der Befragung (siehe Abb. 4-8) wird deutlich, dass derzeit ein erheblicher Teil der Anlagen vorübergehend oder ggf. endgültig stillgelegt ist. Vor allem die Anlagen im Leistungsbereich ab 150 kW_{el} sind stark betroffen (vgl. Abb. 4-8). Falls sich

die Rahmenbedingungen, u.a. der z.Z. hohen Pflanzenölpreise nicht verändern, wird das in 2011 erhebliche Auswirkungen auf die Leistung des Anlagenbestandes haben.

4.2 Brennstoffeinsatz

Nach Angaben der PÖL-BHKW-Betreiber im Anlagenregister der BLE werden pro Jahr maximal 743 Tsd. t Pflanzenöl eingesetzt. Berücksichtigt man die Minimalangaben des Anlagenregisters ergibt sich eine Gesamtmenge von 737 Tsd. t Pflanzenöl pro Jahr [12]. Diese Summen können nur als Orientierungswert dienen, da davon auszugehen ist, dass Betreiber ggf. die Herstellerangaben (Brennstoffverbrauch des BHKW unter Volllast) anstelle des realen Verbrauchs angegeben haben sowie mögliche Stillstandzeiten ggf. nicht berücksichtigt werden. Der überwiegende Teil des angegebenen Pflanzenöls ist Palmöl, da vor allem die Anlagen im mittleren bis hohen Leistungsbereich aus Gründen der Wirtschaftlichkeit mit diesem kostengünstigeren Brennstoff betrieben werden. BHKW im niedrigeren Leistungsbereich werden vorrangig mit Rapsöl als Brennstoff betrieben. Andere Rohstoffe wie beispielsweise Soja-, Sonnenblumen- oder Altspeiseöl sowie Biodiesel (FAME/ RME) spielen für die Pflanzenöl-BHKW derzeit keine signifikante Rolle.

Neben Raps- und Palmöl werden von den Betreibern auch Sojaöl, Sonnenblumenöl, Jatrophaöl, Kokosöl, Biosol oder Sheaöl angegeben [12], [13]. Aufgrund der Marktverfügbarkeit und -preisen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass auch von diesen Betreibern überwiegend Palmöl gefolgt von Rapsöl eingesetzt wird.

Die Betreiberdaten im Anlagenregister der BLE bilden i.d.R. den zum Zeitpunkt der Registrierung eingesetzten Rohstoff ab, ein davor oder danach möglicherweise erfolgter Wechsel des Brennstoffs wird nicht erfasst. Ausgehend von der Annahme, dass v.a. in der zweiten Jahreshälfte 2010 auch die durchschnittliche Auslastung der überhaupt betriebenen Anlagen vor allem aufgrund steigender Pflanzenölpreise abnahm (vgl. Abb. 4-8), liegt der reale Einsatz mit etwa 480 Tsd. t in 2010 deutlich unter der registrierten Pflanzenölmenge von etwa 743 Tsd. t [12]. Im Laufe des Jahres 2010 hat sich vermutlich der Anteil des eingesetzten Rapsöls vergrößert.

In der vom DBFZ im Dezember 2010/ Januar 2011 durchgeführten Umfrage bei den Betreibern von Pflanzenöl-BHKW (siehe dazu Abschnitt 4.3, S. 85) ergab sich hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes die in Abb. 4-3 dargestellte Verteilung. Demnach wird im überwiegenden Teil der befragten Anlagen Rapsöl eingesetzt. Diese Differenz kann zum einen an der geringen Anzahl der Stichproben liegen, was eine verfälschte Darstellung der realen Gesamtsituation zur Folge hätte. Zum anderen besteht die Möglichkeit, dass aufgrund der ggf. besseren Verfügbarkeit zertifizierter heimischer Biomasse einige Anlagenbetreiber ihren eingesetzten Brennstoff im Verlauf des Jahres 2010 gewechselt haben.

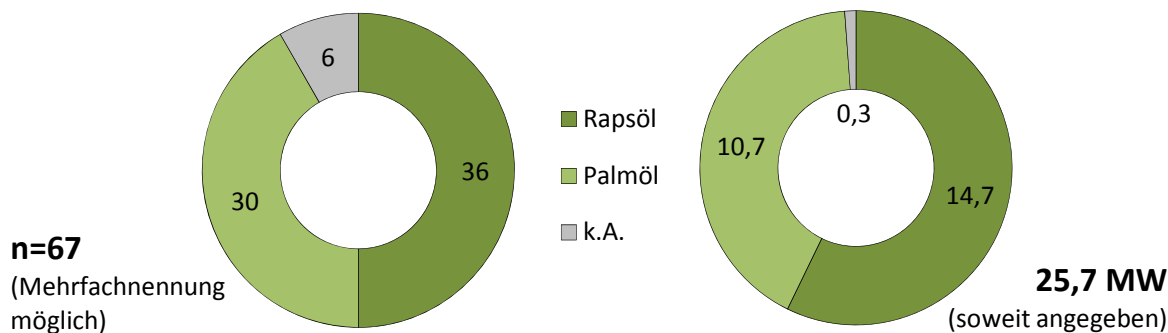


Abb. 4-3 Verteilung des eingesetzten Pflanzenöls bei den befragten PöB-BHKW-Betreibern nach Anlagenzahl und installierter elektrischer Leistung in MW

4.2.1 Preisentwicklung Pflanzenöl

Im Verlauf des Jahres 2010 stiegen die Preise für Rapsöl von etwa 700 €/t auf etwa 1 150 €/t sowie für Palmöl von 650 €/t auf ebenfalls knapp über 1 000 €/t (jeweils Raffinate, nicht zertifiziert, siehe Abb. 4-4). Zu Beginn des Jahres 2011 sanken die Pflanzenölpreise zunächst. Inwiefern dieser Trend länger anhält und ob ggf. mit einer Stabilisierung der Pflanzenölpreise zu rechnen ist, kann derzeit jedoch nicht abgeschätzt werden.

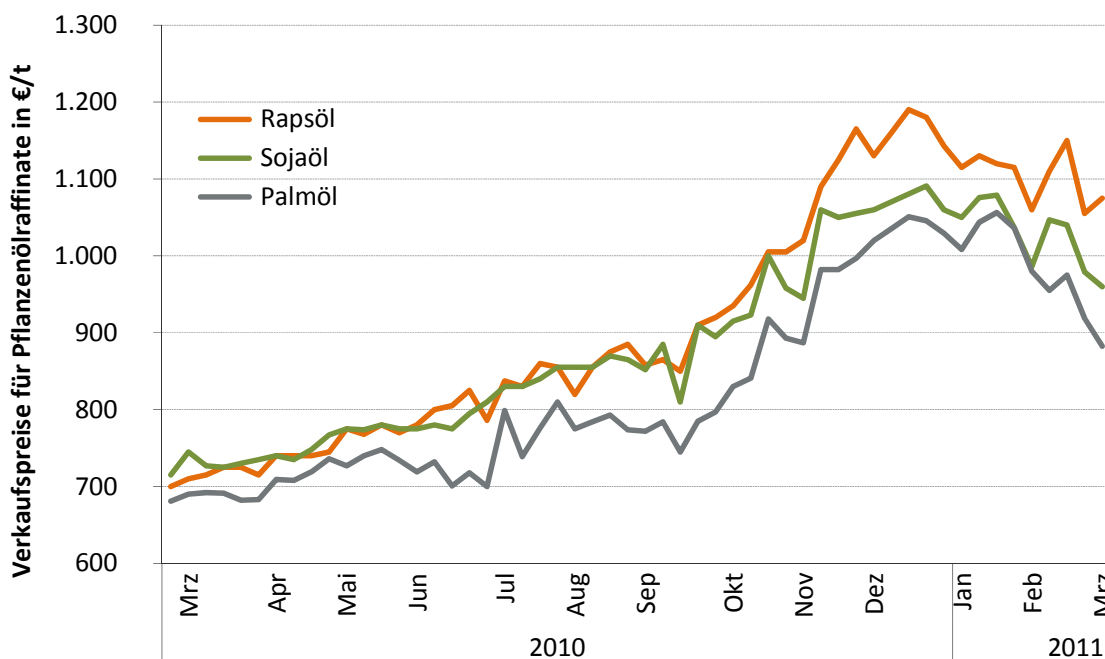


Abb. 4-4 Entwicklung der Preise für Pflanzenölraffinate in Deutschland und Europa 2010/2011 [1]

Die derzeitigen Pflanzenölpreise erreichen mittlerweile auch den bisherigen Peak, der im Juni 2008 erreicht wurde, wie Abb. 4-5 zeigt. Zeitgleich mit der so genannten Wirtschafts- und Finanzkrise brachen die Pflanzenölpreise in der zweiten Jahreshälfte 2008 zusammen, blieben in 2009 relativ konstant und stiegen in 2010, vor allem in der 2. Jahreshälfte sehr stark an. Bis 2007 waren die Pflanzenölpreise über Jahre relativ stabil.

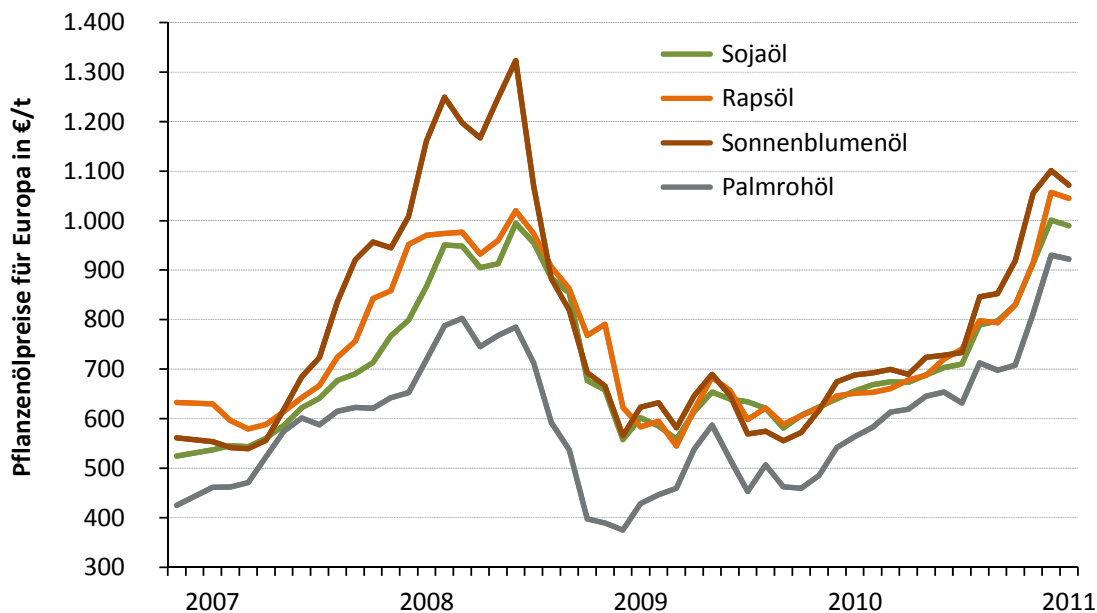


Abb. 4-5 Entwicklung der Pflanzenölpreise in Deutschland und Europa 2007-2011 [37]

4.2.2 Auswirkungen der BioSt-NachV

In PÖL-BHKW, die nach dem EEG vergütet werden, darf ab 01.01.2011 nur noch entsprechend der BioSt-NachV zertifiziertes Pflanzenöl eingesetzt werden. Bisher sind mit ISCC und REDcert zwei Systeme zur Zertifizierung nachhaltiger Biomasse von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zugelassen. ISCC verfügt über 17 (Stand 25.01.2011) und REDcert über 20 zugelassene Zertifizierungsstellen (Stand 08.12.2010).

Nach Auskunft der Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH (AMI) ist das Angebot zertifizierten Pflanzenöls derzeit sehr limitiert und nachhaltige Ware teils ausverkauft. Die Bezugswege der Pflanzenöle können sich stark unterscheiden. Einige BHKW Betreiber verwenden das kaltgepresste Rapsöl aus den kleinen dezentralen Anlagen, dass zu (nahezu) 100 % nachhaltig offeriert wird. Bei den verwendeten Vollraffinaten aus den großen Ölmühlen vom Niederrhein oder von der Elbe werden für zertifizierte Brennstoffe Aufschläge verlangt, die sehr unterschiedlich ausfallen. Auch vollraffiniertes zertifiziertes Palmöl wird eingesetzt. Diese Preise werden durch die AMI derzeit jedoch nicht erfasst.

Die Differenz zwischen zertifiziertem zu nicht zertifiziertem Pflanzenöl beträgt nach Aussage der AMI, derzeit 10-20 €/t ist jedoch auch abhängig vom jeweiligen Standort. Im Rahmen der Umfrage bei Betreibern von Pflanzenöl-BHKWs ergaben sich die in Abb. 4-6 dargestellten Mehrkosten. Für Rapsöl liegen diese überwiegend zwischen 15 und 50 €/t. Zwei Extremwerte liegen bei 150 €/t bzw. bis zu 40 % Mehrkosten. Diese würden, ausgehend von ca. 1 000 €/t Rapsöl im Nov./ Dez. 2010, Mehrkosten von 400 €/t entsprechen. Der Median der benannten Mehrkosten für zertifiziertes Rapsöl liegt bei 33 €/t. Für Palmöl ergeben sich laut Angaben der BHKW-Betreiber Mehrkosten, die sich bei drei von vier im Bereich von 20-30 €/t bewegen. Der Median der benannten Mehrkosten für zertifiziertes Palmöl liegt bei 25 €/t. Die derzeit zum Teil sehr großen Differenzen der Mehrkosten im Einkauf der Pflanzenöle sind in erster Linie mit der Knappheit des Angebotes zertifizierter Öle begründet und nicht mit den tatsächlichen Mehrkosten der Zertifizierung.

Laut Umfrage gibt der überwiegende Teil der Betreiber von Pflanzenöl-BHKW (41 von 66) an, dass durch den Einsatz von zertifiziertem Pflanzenöl Mehrkosten entstehen. Weiterhin antworteten 13 Befragte mit nein und 12 machten dazu keine Angaben. Nach den Rückmeldungen der Betreiber setzten vergleichsweise wenige Anlagen Palmöl ein, von denen nur einer keine Mehrkosten durch die Zertifizierung vermeldete. Bei den Rapsöl-BHKW geben 12 Betreiber an, keine Mehrkosten zu haben.

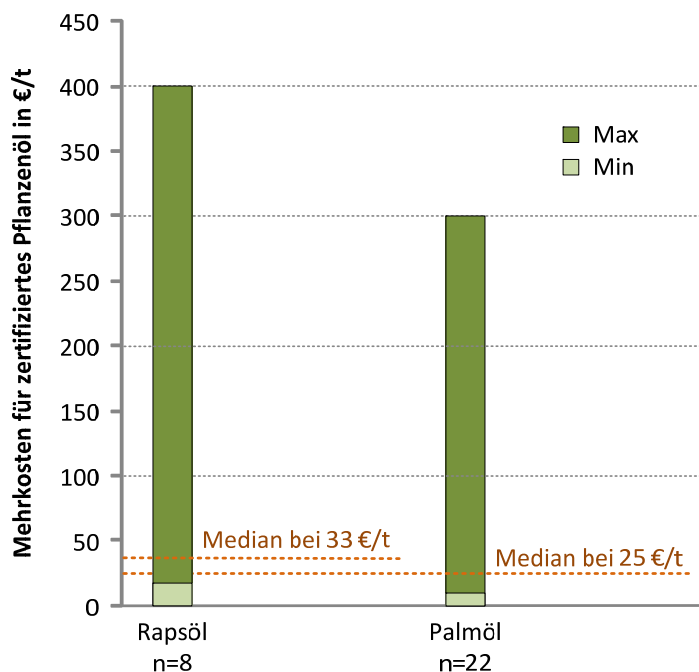


Abb. 4-6 Mehrkosten in €/t für als nachhaltig zertifiziertes Raps- und Palmöl (Umfrage Pöl-BHKW-Betreiber)

4.3 Auswertung der Befragung

Die bereits in Abschnitt 4.2 (Brennstoffeinsatz) ausgewerteten Daten entstammen einer Befragung, die im Dezember 2010/ Januar 2011 bei den Betreibern von Pflanzenöl-BHKWs durchgeführt wurde. Mittels standardisierter Fragebögen wurden charakteristische Anlagendaten erhoben, die von 63 Betreibern beantwortet wurden. Teilweise sind Daten weiterer 4 BHKW-Betreiber eingegangen die persönlich befragt wurden. Die BHKW aus der Befragung teilen sich wie folgt auf einzelne Branchen auf: Landwirtschaft 22, KMU 8, Industrie 5 sowie privat 24 (keine Angabe 6).

In Abb. 4-7 sind die Leistungsklassen der befragten BHKW-Betreiber und ihr Anteil entsprechend Anlagenzahl und installierter elektrischer Leistung dargestellt. Verglichen mit Abb. 4-2 kann die Verteilung der Anlagengröße auf die Befragten als repräsentativer Querschnitt gewertet werden.

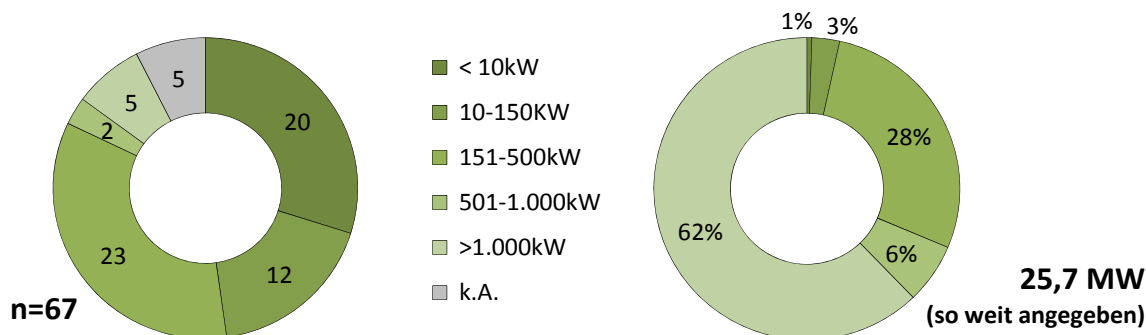


Abb. 4-7 Leistungsklassen der BHKWs der Befragung nach Anzahl und installierter elektrischer Leistung

Der Status der Anlagen der Befragung ist in Abb. 4-8 dargestellt, wobei bei mehreren BHKW eines Betreibers auch Mehrfachnennungen möglich waren. Demzufolge waren zum Zeitpunkt der Befragung etwa ein Drittel der Anlagen vorübergehend oder endgültig außer Betrieb, die damit verbundene installierte elektrische Leistung liegt mit 12,7 MW_{el} bei nahezu 50 % der Anlagen der Befragung. Zur installierten Leistung haben 5 der 67 Befragten keine Angaben gemacht. Die Befragungsergebnisse sind in Abb. 4-8 der installierten elektrischen Leistung der bei der BLE registrierten Anlagen nach Leistungsklassen gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass in den beiden stärksten Leistungsklassen auch der Anteil der vorübergehend oder endgültig stillgelegten Anlagen am stärksten ist.

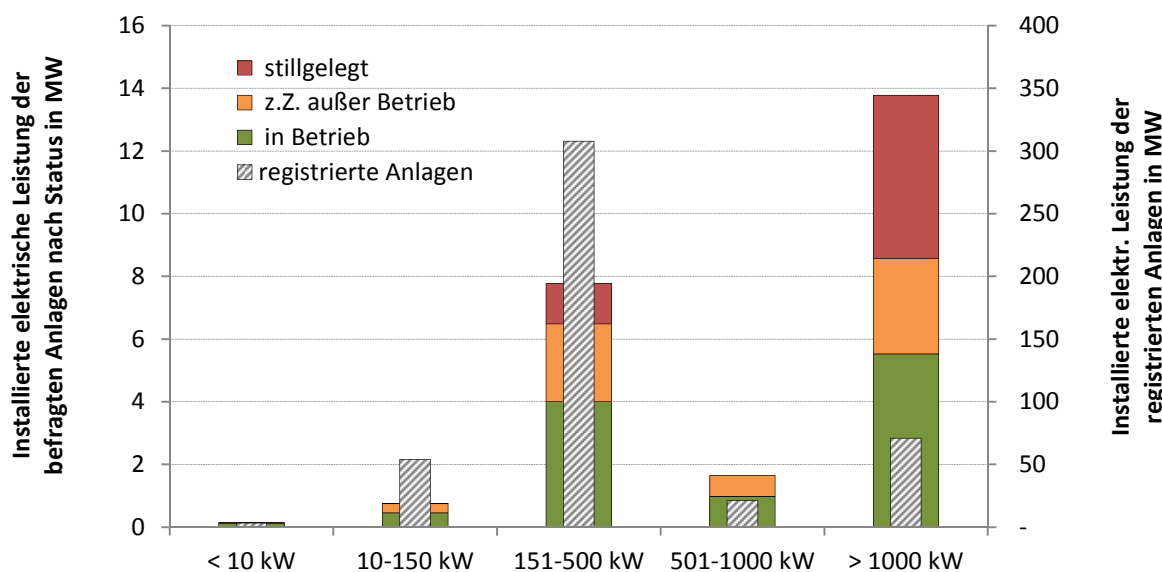


Abb. 4-8 Status der BHKWs der Befragung nach installierter elektrischer Leistung in MW sowie der bei der BLE registrierten installierten elektrischen Leistung in den Leistungsklassen [12]

Auch anhand von stichprobenhaften Informationen von Pflanzenöl BHKW Betreibern ist davon auszugehen, dass sich bei gleichbleibend schwierigen Rahmenbedingungen, u.a. hohen Brennstoffkosten, in 2011 zahlreiche weitere Betreiber für eine Ab- oder Umstellung auf alternative (ggf. auch fossile) Brennstoffe entscheiden werden.

In Abb. 4-9 sind die Bonuszahlungen an die befragten BHKW-Betreiber dargestellt. Es wird deutlich, dass beim KWK-Bonus sowie beim NawaRo-Bonus häufiger Zahlungen entsprechend EEG 2004

gegenüber denen entsprechend EEG 2009 mit 32 gegenüber 17 bzw. 40 gegenüber 14 angegeben werden.

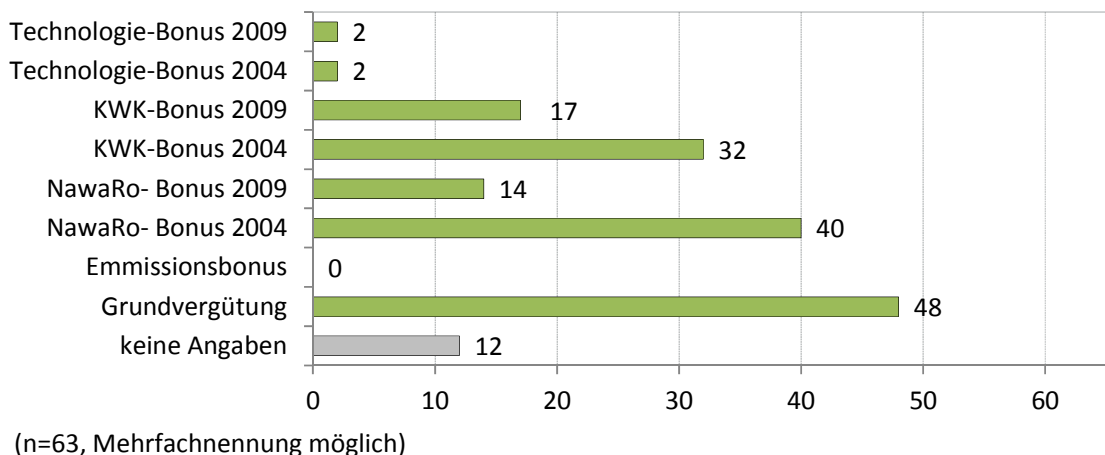


Abb. 4-9 Anzahl der befragten BHKW-Betreiber mit Bonuszahlungen

Die produzierte Wärme der in der Befragung erfassten BHKW wird wie in Abb. 4-10 dargestellt genutzt. Die Wärmenutzung für gewerbliche und private Heizung nimmt mit 23 Anlagen dabei den größten Anteil ein, gefolgt von 8 Anlagen mit gartenbaubetrieblicher Nutzung und 3 Anlagen mit Wärmenutzung im landwirtschaftlichen Bereich.

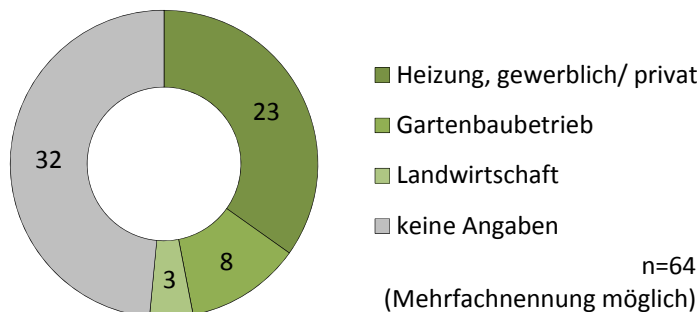


Abb. 4-10 Externe Wärmenutzung der befragten BHKW-Betreiber

Im Rahmen der Befragung hatten die BHKW-Betreiber auch die Möglichkeit sich hinsichtlich wünschenswerter Verbesserungen des EEG für den Bereich flüssige Energieträger zu äußern. Dabei dominierten die Gesuche nach vereinfachten Verfahren und weniger bürokratischem Aufwand sowie einer Vergütung, die an die stark gestiegenen Rohstoffkosten angepasst ist (siehe Abb. 4-11).

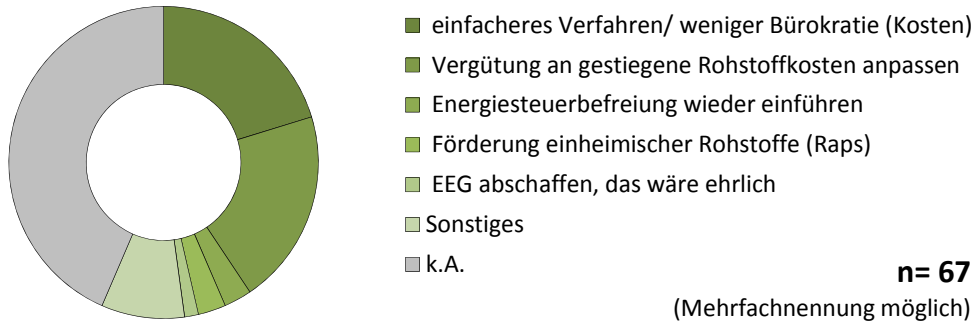


Abb. 4-11 Verbesserungswünsche der befragten BHKW –Betreiber hinsichtlich Novellierung des EEG

5 Effekte Landwirtschaft und Landschaftspflege

5.1 Einleitung

5.1.1 Hintergrund und Zielstellung

Die Ausweitung der Stromerzeugung aus Biomasse führt in Deutschland zu einem verstärkten Anbau von Energiepflanzen. Da die landwirtschaftliche Nutzfläche (LF) begrenzt ist, wurde 2009/2010 eine Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zum Naturschutz unter dem Synonym „Tank oder Teller“ öffentlich diskutiert. Auch in Hinsicht auf die geplante Novelle des EEG 2012 wird dies bezüglich einer politischen Steuerung der Nutzung von Ackerflächen für die Energiepflanzenproduktion ausgehend von den z. T. negativen Entwicklungen in den Veredlungsregionen wieder diskutiert. Positive Entwicklungen durch eine verstärkte Förderung des Einsatzes von Grünlandaufwuchs in Biogasanlagen können eine Nutzung von Ressourcen ohne Ackerflächenverbrauch unterstützen

Die jährlichen Flächenverluste für Siedlung und Verkehr verstärken die Situation der Verknappung der Ackerfläche zusätzlich. Somit wird in diesem Teil des Berichtes näher betrachtet, inwieweit sich der verstärkte Energiepflanzenanbau auf einzelne Bereiche der Landwirtschaft und Landschaftspflege auswirkt. Ziel ist es dabei, den Status der Flächennutzung, die Veränderungen der Anbaustrukturen und die Einsatzhäufigkeit der verschiedenen Substrate in den Bereichen nachwachsende Rohstoffe und Wirtschaftsdünger zu bestimmen.

Aufgrund der im EEG 2009 angestrebten Nutzung von Dauergrünlandflächen, der aktuellen Entwicklung auf diesem Sektor und der Suche nach neuen Substraten für den Einsatz in Biogasanlagen liegt ein Schwerpunkt in den Bereichen der Nutzung von Grünland und Landschaftspflegematerial.

5.1.2 Vorgehensweise

Grundlage der folgenden Auswertung stellt die Betreiberbefragung vom Deutschen BiomasseForschungsZentrum (DBFZ) dar. Neben Angaben zum Verfahren und zur Verfahrenstechnik der Biogasanlagen wurden auch Angaben zur Betriebsfläche, zum Substrateinsatz und zu den verschiedenen Einflüssen auf die landwirtschaftliche Produktion abgefragt. In Kapitel 3.1.3 sind die Vorgehensweise und Darstellungen zur Repräsentativität der Befragung aufgeführt.

Im Vorfeld der Auswertung wurden die Fragebögen auf Plausibilität geprüft und unklare Datensätze von der weiteren Auswertung ausgeschlossen. Unvollständig ausgefüllte Fragebögen sind, soweit möglich, in Einzelbereichen mit einbezogen worden.

Neben den Veränderungen in den Anbaustrukturen werden die Häufigkeit des Substrateinsatzes, die Sachlage der Grünlandflächen und der aktuelle Stand zum Einsatz von Landschaftspflegematerial in Biogasanlagen betrachtet. Eine Auswertung des Substrateinsatzes nach Mengenanteilen erfolgte in Kapitel 3.4.1 und wird in diesem Teil noch einmal flächenbezogen analysiert.

Insgesamt konnten derzeit für die nachfolgenden Betrachtungen 585 Fragebögen ausgewertet werden. Von den 585 ausgewerteten Fragebögen haben im landwirtschaftlichen Sektor (Substrateinsatz/Flächennutzung) 541 Anlagenbetreiber Angaben gemacht. Diese Biogasanlagen weisen eine installierte elektrische Leistung von 200 MW_{el} auf. Die durchschnittliche Anlagengröße entspricht

371 kW_{el}. Das Gesamtfermentervolumen der betrachteten Anlagen beträgt 1 225 439 m³ und ergibt eine mittlere Größe von 2 348 m³ je Biogasanlage, die mit der durchschnittlichen Fermentergröße des Vorjahres vergleichbar ist.

5.2 Energiepflanzenanbau in Deutschland

5.2.1 Flächeneinsatz für die Biogaserzeugung

Zur Auswertung des Flächeneinsatzes für die Biogaserzeugung konnten 542 Fragebögen mit vollständigen plausiblen Angaben in diesem Bereich verwendet werden (Abb. 5-1). Die landwirtschaftliche Nutzfläche aller am Betrieb der Biogasanlagen beteiligten Unternehmen beträgt nach Angaben der Betreiber 210 682 ha. Die Anbaufläche gliedert sich in 153 630 ha Ackerfläche und 34 359 ha Grünland, was einem Grünlandanteil von 16 % entspricht. Von der Gesamtfläche der Anlagenbetreiber werden 64 149 ha Ackerfläche zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen genutzt. Der Aufwuchs von 8 038 ha Grünland kommt in den Biogasanlagen zum Einsatz. Das bedeutet, dass im Mittel 30 % der gesamten Betriebsfläche zur Erzeugung von Substraten für Biogas eingesetzt werden. Der relativ hohe Anteil (der im bundesdeutschen Durchschnitt gerade mal 5 % beträgt) ist durch die ausschließliche Teilnahme von Biogasbetrieben an der Betreiberumfrage zu begründen[11] (Abb. 5-1).

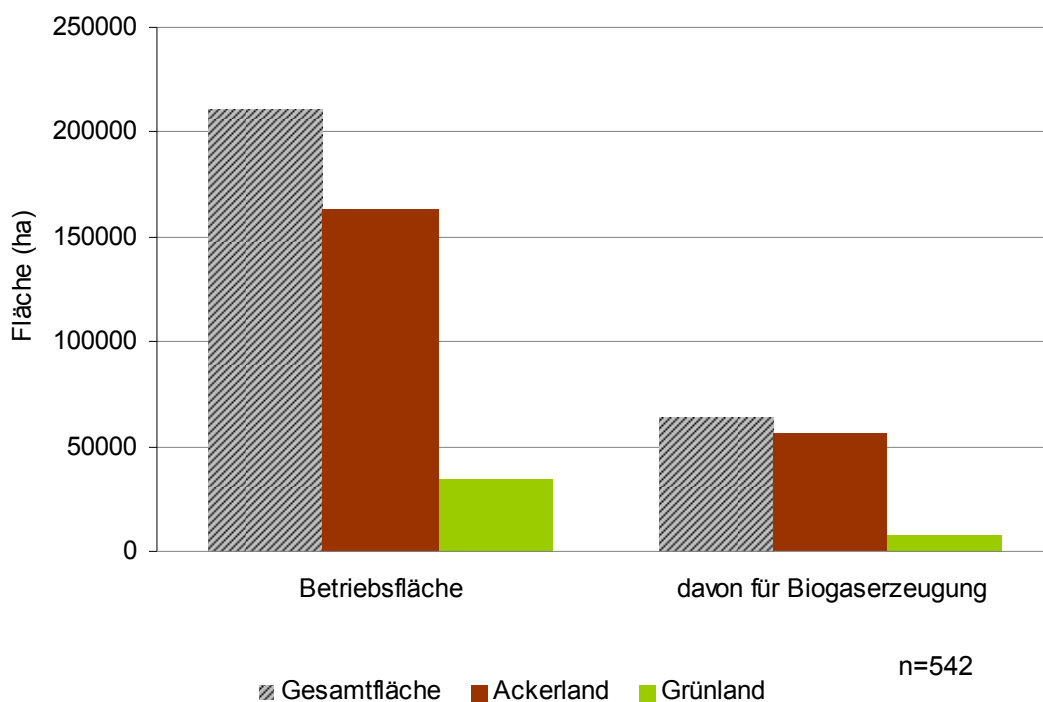


Abb. 5-1: Betriebsfläche nach Art der Nutzung (DBFZ Betreiberbefragung 2010)

Deutlich ist auch zu erkennen, dass mit steigender Betriebsgröße der Flächenanteil für die Biogasproduktion erkennbar zurückgeht (Abb. 5-2).

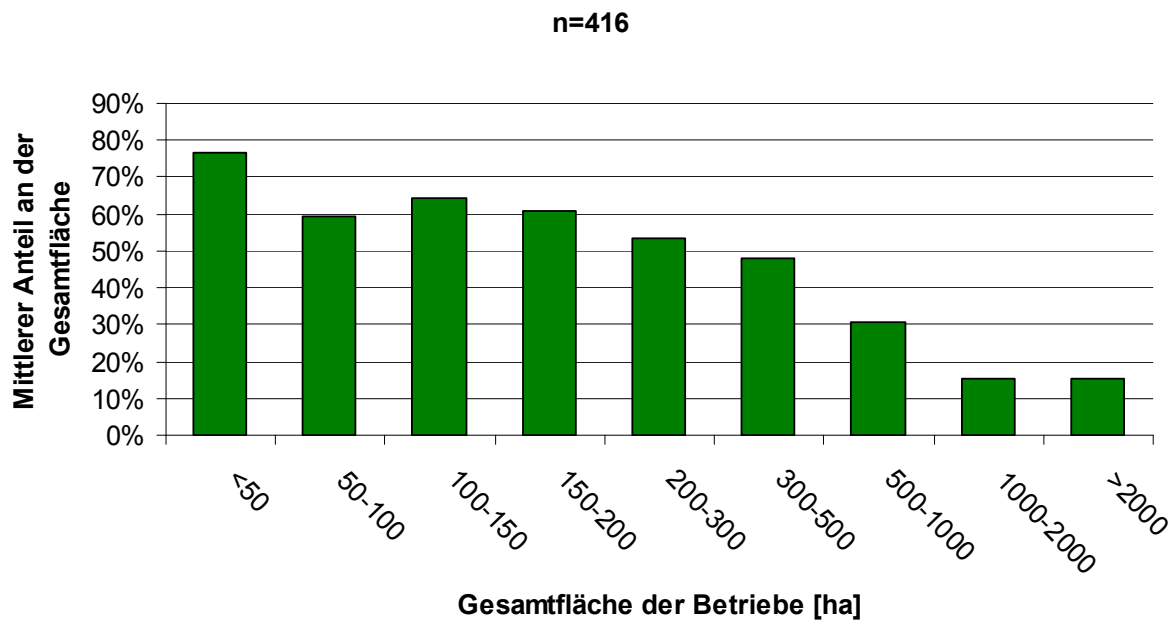


Abb. 5-2: Gemittelter Anteil der Fläche für den Substratanbau zum Einsatz in der Biogasanlage an der Gesamtfläche der Betriebe (Betreiberbefragung 2010)

Im Vergleich zur Betreiberbefragung 2009 ist 2010 ein Anstieg von 8 % bzw. um 64 149 ha der Anbaufläche für die Biogasproduktion zu verzeichnen, was einen Anteil von 1,2 % der LF Deutschlands ergibt. Annähernd 34 % der Ackerfläche (Abb. 5-1) der an der DBFZ Betreiberbefragung 2010 beteiligten Betriebe dienen dem Anbau von nachwachsenden Rohstoffen. Dabei wurde nicht zwischen der Ackerfläche für die Belieferung einer Biogasanlage im Fremdbetrieb und der Ackerfläche für den Eigenbetrieb einer Biogasanlage unterschieden.

5.2.2 Substrateinsatz und Anbaufläche

Nach Plausibilitätsprüfung der eingesetzten Substrate und des Flächeneinsatzes (n = 334 Fragebögen) konnte für die detaillierte Auswertung eine Anbaufläche von 73 732 ha herangezogen werden. Vergleicht man den Substrateinsatz der ausgewerteten Betriebe mit der Anbaufläche, die zur Erzeugung der einzelnen Substrate benötigt wird, beansprucht der Maisanbau (MS=Maissilage) etwas mehr als die Hälfte der Anbaufläche, für Getreide hingegen werden nur 14 % genutzt, wobei der Anteil im Vergleich zum Vorjahr gesunken ist (Abb. 5-3). Anweilksilage (AWS) wird von 22 % der Fläche gewonnen, wobei eine Schnitthäufigkeit von 3 Schnitten pro Jahr angenommen wurde. Der Anteil an Ganzpflanzensilage hat mit 5 % leicht zugenommen, während hingegen der Anteil von Corn-Cob-Mix (CCM)/Lieschkolbenschrot (LKS) stark abgenommen hat.

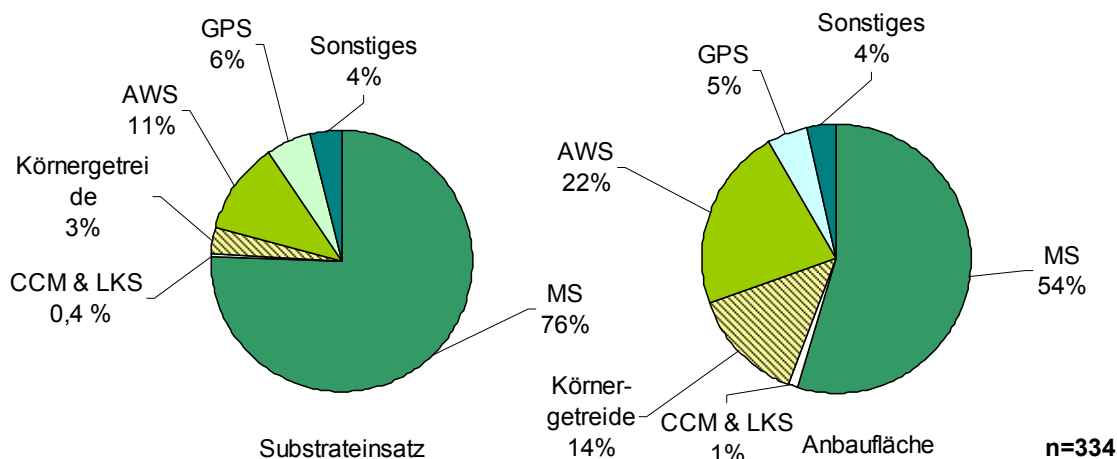


Abb. 5-3: Massebezogener Substrateinsatz und dafür verwendete Anbaufläche (Betreiberbefragung 2010)

5.2.3 Regionale Unterschiede bei der Substratbereitstellung

Die Agrarstruktur in den einzelnen Bundesländern wirkt deutlich auf die Größe der Biogasanlagen und auch auf die zum Einsatz kommenden Substrate. Als Indikatoren hierfür stehen die mittlere installierte elektrische Leistung, der Maisanteil am Substrat und auch die Verweilzeit, die infolge von hohen Gülleanteilen oft geringer ist (Tabelle 5-1; Abb. 5-4)

Tabelle 5-1: Übersicht über Verweilzeit, Substrateinsatz und installierte Leistung in unterschiedlichen Biogasregionen (Betreiberbefragung 2010)

Region	Bundesland	n	Inst. elek. Leistung kW _{el}	Verweilzeit d	Substrateinsatz (% der FM)		
					WD	Mais	sonstiges
Süd	BW	34	250	89	29	38	71
	BY	120	278	93	28	52	71
	RP	15	292	67	44	40	56
Nordwest	NRW	28	338	92	35	56	65
	SH	15	540	86	23	60	77
	NS	55	641	91	22	70	77
Ost	ST	6	512	55	73	15	27
	SN	21	693	47	79	11	21
	TH	12	799	58	81	11	19

So werden im Nordwesten bei mittleren Anlagengrößen von 500 bis 600 kW_{el} trotz hohem Tierbesatz nur 20 bis 30 % Wirtschaftsdünger eingesetzt. Der Maisanteil ist in dieser Region mit deutlich über 60 % sehr hoch.

Im Süden sind die Anlagen mit ca. 250-292 kW_{el} kleiner und nutzen neben Maissilage (40 %) auch verstärkt Anwelksilage, Ganzpflanzensilage und sonstige Substrate wie Hirse, Sonnenblumen etc.

Im Osten erfolgt, bedingt durch die größeren Tierhaltungsanlagen und ungeachtet des geringen Tierbesatzes, ein hoher Wirtschaftsdüngereinsatz. Dementsprechend sind der Maiseinsatz und somit auch die Inanspruchnahme von Ackerfläche deutlich geringer. Bemerkenswert ist hier die Rückwirkung des Gülleinsatzes auf die Verweilzeit. Die Anlagengröße ist in der Größenordnung mit Niedersachsen vergleichbar.

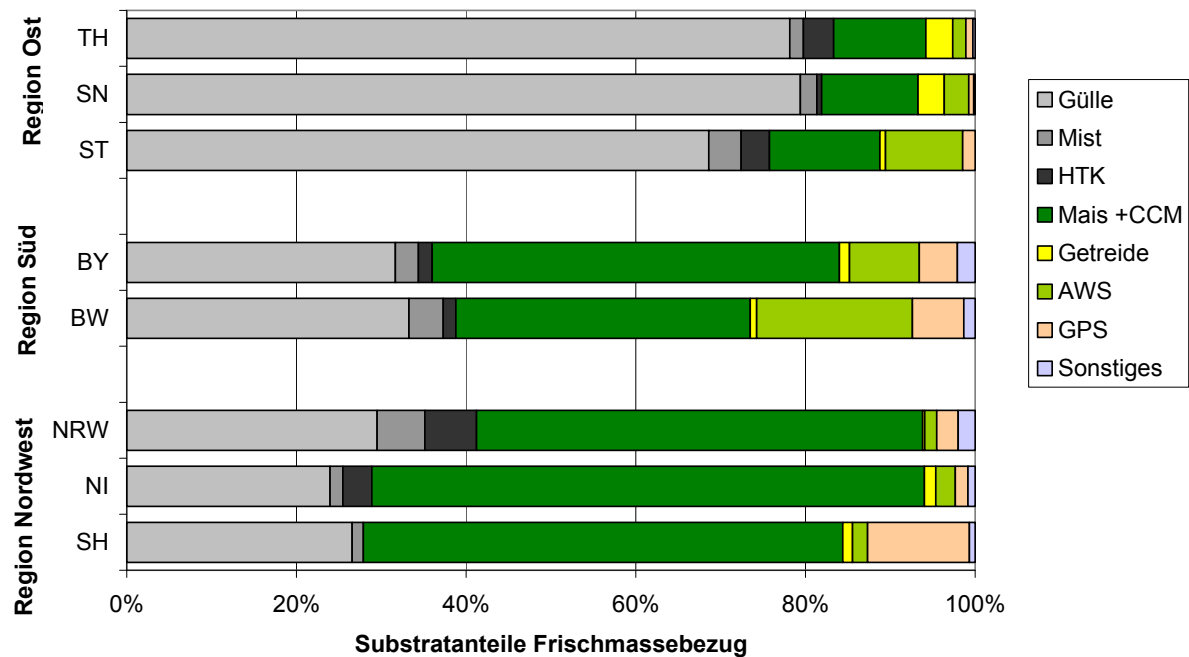
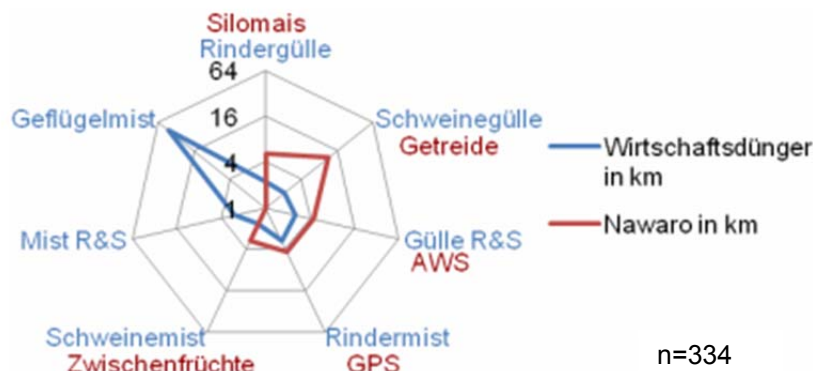


Abb. 5-4: Mittlerer Substrateinsatz in den Biogasregionen

5.2.4 Transportentfernung der Substrate für die Biogasferzeugung

Die Transportentfernung beträgt für nachwachsende Rohstoffe als Biogassubstrate durchschnittlich 6 km, wobei die Transportentfernung mit dem Trockensubstanzgehalt steigt. So wird Getreide mit einem Trockensubstanzgehalt von 87 % meist über größere Strecken transportiert, während es aufgrund der Transporteffizienz nicht wirtschaftlich ist, z. B. Gras mit einem geringen Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt) von 25 % über längere Strecken zu transportieren. Nach einer Studie der Hochschulen Ingolstadt und der Münster ergaben sich für Nordrhein-Westfalen Transportentfernungen von 5 bis 25 km, während in Bayern die Transportentfernung von 3,1 bis maximal 10 km reichte. Hier wird deutlich, dass sich der Transportradius /Einzugsbereich abhängig von der vorherrschenden Anlagengröße und dem Biogaspotenzial der Substrate ergibt [9].

Bei der Beurteilung der Wirtschaftsdüngertransporte ist zu beachten, dass in den Fragebögen Angaben hierzu nur erfolgten, wenn ein Transport erfolgte. Bei Verwertung vor Ort erfolgten meist keine Angaben. Wirtschaftsdünger werden aufgrund ihres geringen Energiedichte und TS-Gehaltes nur 2-3 km transportiert, mit Ausnahme des energie- und trockensubstanzreichen Hühnertrockenkots (siehe Abb. 5-5).



n=334

Abb. 5-5: Transportentfernung für NawaRo und Wirtschaftsdünger (DBFZ Betreiberbefragung 2010), n=334

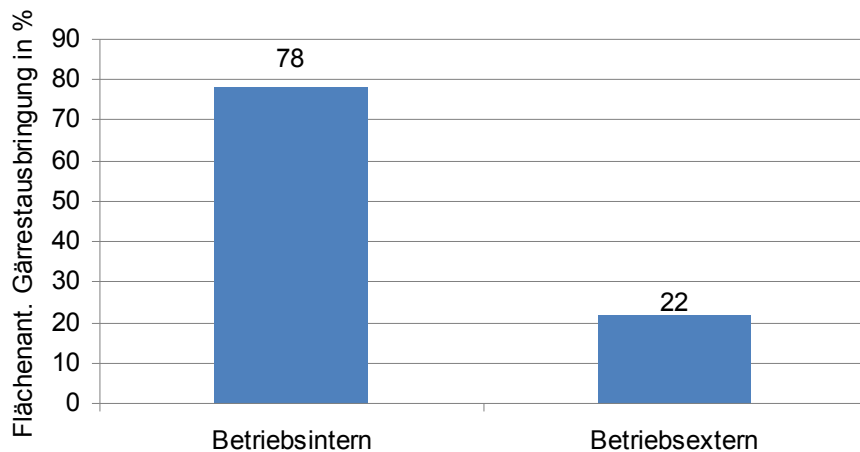
Dieser wird aus den Veredlungsregionen in die Ackerbaugebiete transportiert. Ausgehend von der Nährstoffverwertung ist dies auch in Anbetracht der mittleren Transportentfernung von 43 km eine positive Entwicklung (siehe statistische Auswertung Tabelle 5-2).

Tabelle 5-2: Statistische Auswertung für die Transportentfernungen (in km) von eingesetzten Substraten

	Min	Max	Standard-abweichung	Mittelwert	Median
Gülle Rind	0	15	2,61	2,16	1,5
Gülle Schwein	0	10	2,39	2,05	1,5
Gülle R+S	0	15	2,78	2,49	2
Rindermist	0	15	3,62	3,06	2
Schweinemist	0	5	2,26	1,7	0,9
Mist R+S	0	5	2,13	2,63	3
HTK	0,1	300	75	43,8	6
MS	0	50	5,98	5,09	4
Getreide	0	200	31,08	3,61	4
AWS	0	20	3,05	3,61	3
GPS	0	20	3,44	4,33	3
Sonstige	1	107,5	34	19,5	3

5.2.5 Verwertung und Aufbereitung von Gärresten

Die Verwertung der Gärreste erfolgt in 78 % der Betriebe intern auf den eigenen Flächen. Nur 22 % der Gärreste gelangen auf betriebsfremde Flächen (Abb. 5-6.). Dies lässt sich durch den relativ hohen Feuchtegehalt der Gärreste und somit hohen Transportkosten erklären. Es ist auch festzustellen, dass der Großteil der BGA eine sinnvolle Gärrestverwertung im eigenen Betrieb bzw. in den Substratzulieferbetrieben durchführt und ein ausreichendes Flächenpotenzial hat. Zudem wirkt sich die Gärrestausrückführung positiv auf die Humusbilanz aus.



n=334

Abb. 5-6: Flächenanteil der Gärrestausrückführung im Betrieb und extern (DBFZ Betreiberbefragung 2010)

Für den größten Teil (86 %) der verwendeten Gärreste wird keine Aufbereitung durchgeführt und diese werden direkt als Wirtschaftsdünger effizient verwertet (Abb. 5-7). Nur 7 % der Landwirte führen eine Feststoffseparation durch, die vorrangig aus dem Verfahren der Trockenvergärung verfahrenstechnisch begründet ist. Nur knapp 1 % der Betreiber trocknen die anfallenden Gärreste, da sich dies wirtschaftlich nur darstellt, wenn damit ein Anspruch auf den KWK-Bonus erzielt wird. Ursache hierfür ist z. T. auch der Zwang der Auslagerung der Nährstoffe aus den Veredlungsregionen aufgrund nicht vorhandener Verwertungsflächen. Darüber hinaus ist die Trocknung von Gärresten nur für größere Transportentfernungen sinnvoll.

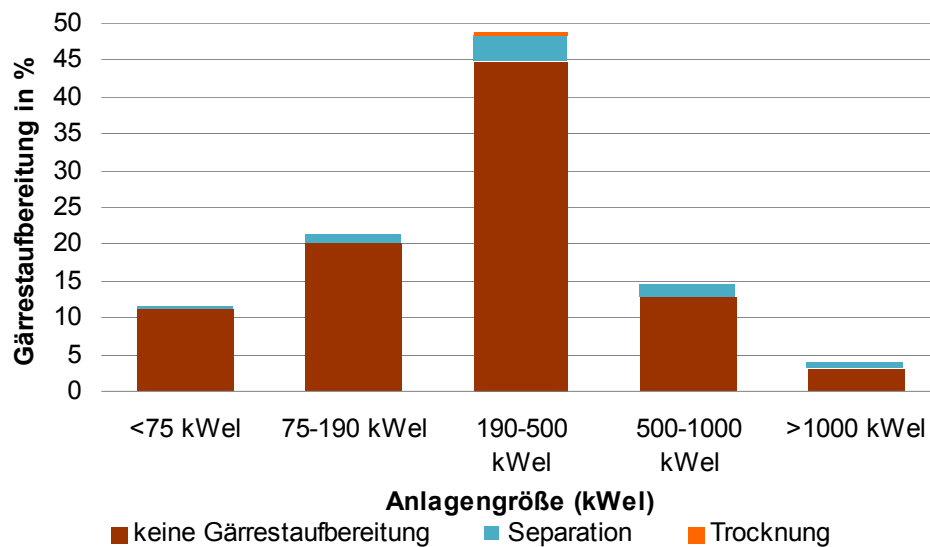


Abb. 5-7: Prozentuale Verteilung der Gärrestverwertung bzw. -aufbereitung auf die Betriebsgröße (nach DBFZ Betreiberbefragung 2010)

5.3 Häufigkeitsverteilung des Substrateinsatzes

Die Verteilung des Substrateinsatzes bezogen auf die eingesetzten Mengen und den Energiegehalt ist in Kapitel 3.4.1 dargestellt. Nach wie vor spielen der Einsatz von tierischen Exkrementen (Gülle, Festmist) und nachwachsenden Rohstoffen die größte Rolle am Substrateinsatz in Biogasanlagen.

5.3.1 Einsatzhäufigkeiten in der Substratgruppe nachwachsende Rohstoffe

In Hinblick auf die Häufigkeit des Substrateinsatzes wurden sämtliche Anlagen, die NawaRo einsetzen, mit einbezogen. Die Einsatzhäufigkeit beschreibt die Anzahl der Betriebe, die Mais, Anwelksilage, Getreide, GPS, Zwischenfrucht, Zuckerrübe eingesetzt haben. Dabei handelt es sich um die Anzahl der Anlagen in den Betreiberbefragungen, die diese Substrate einsetzen. Im Vergleich zum Vorjahr nahm die Einsatzhäufigkeit von Mais um 3 % und die der Zuckerrübe um 3 % ab, während bei allen anderen Substraten eine Steigerung in der Einsatzhäufigkeit in der Biogasanlage zu verzeichnen war (Abb. 5-8). Der sinkende Maisanteil kam den anderen Substraten zugute. Anwelksilage verwenden knapp 62 % der Betriebe, gefolgt von Getreide mit 38 %. Der verringerte Einsatz von Getreide (um 10 % geringer als im Vorjahr), kann in den Getreidepreisen begründet sein, die 2010 aufgrund von Dürre und Ernteverlusten wieder etwas angestiegen sind. Die Nutzung von Getreidekorn geschieht in Biogasanlagen vorrangig in Jahren mit niedrigen Weltmarktpreisen für Getreide.

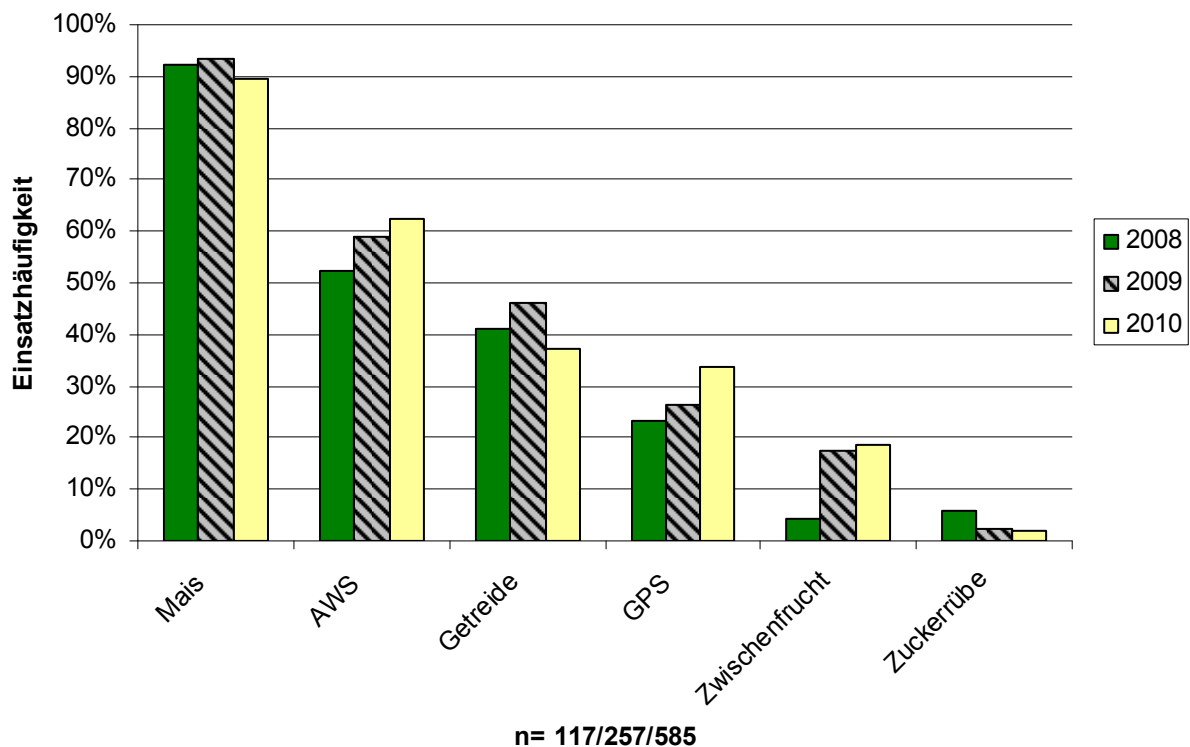


Abb. 5-8: Relative Einsatzhäufigkeit von nachwachsenden Rohstoffen nach Anzahl des Substrateinsatzes der Biogasanlagen 2008-2010 (DBFZ Betreiberbefragung 2008-2010)

Ganzpflanzensilage wird im Vergleich zu den Jahren 2008 und 2009 zunehmend genutzt, (34 % der Betriebe). Auch bei den Zwischenfrüchten ist ein leichter Anstieg zu verzeichnen. Die Verwendung von GPS und Zwischenfrüchten, wie Grünroggen oder Leguminosen, bringt zudem mehr Vorteile mit sich. So werden beispielsweise Arbeitsspitzen bei der Ernte gebrochen, durch die Bedeckung des Bodens auch über die Wintermonate wird der Erosion vorgebeugt und gleichzeitig durch die Stickstoffaufnahme der Pflanzen die N_{\min} -Werte¹² abgesenkt. Der Anbau von Zwischenfrüchten kann die Flächenproduktivität erhöhen und sich je nach Art positiv auf die Bodenfruchtbarkeit auswirken. Allerdings ist hierbei eine ausreichende Wasserversorgung oftmals ein begrenzender Faktor. Zuckerrüben werden nach wie vor in geringem Maße eingesetzt. Zurzeit laufen erhebliche Forschungsanstrengungen sowie erste Anlagen in der Praxis, um die im Zuckerrübeneinsatz bestehenden Defizite wie Lagerung, Reinigung und Zulieferung zu minimieren und zu beseitigen. Daher werden Zuckerrüben vorerst als Ergänzungssubstrat verwendet.

¹²Die N_{\min} -Werte geben den Gehalt des pflanzenverfügbaren Stickstoffs im Boden an.

5.3.2 Einsatzhäufigkeiten in der Substratgruppe Wirtschaftsdünger

Die Auswertung aller Wirtschaftsdünger (WD) nutzenden Anlagen erfolgt in diesem Bericht untergliedert nach Tierarten (Abb. 5-9). In den Fällen, in denen die Anlagenbetreiber bei der Beantwortung der Fragebögen keine Unterteilung vorgenommen haben, sind die Substrate; die als Mischung Rind und Schwein (R + S) angegeben sind. An erster Stelle steht die Rindergülle mit 58 % Einsatzhäufigkeit, gefolgt von Mischgülle mit 16 % und Schweinegülle mit 15%. Die Einsatzhäufigkeit von Hühnertrockenkot (HTK) mit 5 % und Stallmist (4 %) ist im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken.

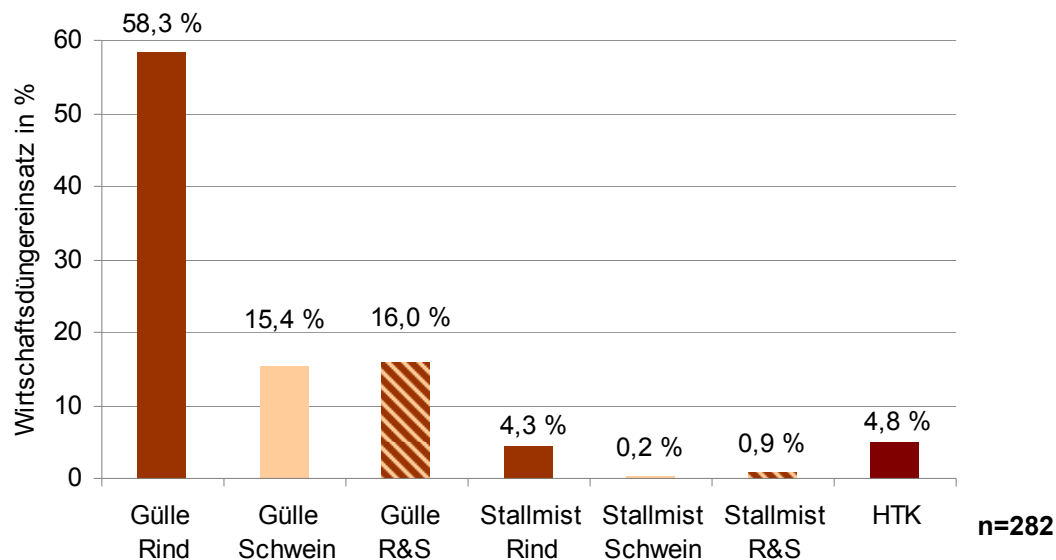


Abb. 5-9: Massebezogene Einsatzhäufigkeit der Substratgruppe Wirtschaftsdünger¹³ in Biogasanlagen im Mittel (DBFZ Betreiberbefragung 2010) n=282

Die eher geringe Verwertung von Schweinegülle in Biogasanlagen lässt sich mit ihrer Beschaffenheit begründen. Der niedrige TS-Gehalt von 3 bis 8 % erfordert große Volumina bei einem geringen Biogaspotenzial und einen hohen Aufwand an Prozessenergie, auch wenn die Gasbildung je kg organische Trockensubstanz (oTS) höher als bei Rindergülle ist. Beim Einsatz trockensubstanzarmer Schweinegülle in einer Biogasanlage ist im Winter keine ausreichende Absicherung der Prozesswärmeproduktion mehr gegeben. Das spiegelt sich auch in der Auswertung wieder, da Schweinemist lediglich von einem Prozent der Betriebe eingesetzt wird. Darüber hinaus ist zu beobachten, dass die Mehrzahl der Biogasanlagen an betriebseigene Milchviehbetriebe gekoppelt ist. Hier ist neben einer TS reichen Gülle auch der Anbau von Futterpflanzen etabliert. 81 % der Betriebe gaben an, Wirtschaftsdünger vom eigenen Betrieb einzusetzen. Hühnertrockenkot wird durchschnittlich zu 4,8 % eingesetzt, wobei dies deutlich weniger als im vorigen Jahr ist. Neue Hygienevorschriften für Hühnermist könnten zu verringertem Einsatz geführt haben. Höhere Transportentfernungen für Hühnertrockenkot ergeben sich aus der Tatsache, dass Hühnertrockenkot aus den Veredelungsregionen in Ackerbauregionen transportiert wird. Ein Beispiel hierfür ist Thüringen, wo sich die durchschnittliche

¹³ Trockensubstanzgehalte: Rindergülle 6-11%, Schweinegülle 3-9%; Stallmist Rind 12-25%; Stallmist Schwein 20-25% [4]

Einsatzmenge auf 112 % beläuft, hier sind aufgrund fehlender Veredlungsbetriebe mehr Importe zu verzeichnen (siehe Absatz 5.2.3).

5.3.3 Landwirtschaft und Biomethaneinspeisung

Biomethaneinspeiseanlagen werden vorrangig als Großanlagen errichtet. Im EEG 2009 sind bei den Anlagengrößen 350 m³/h bzw. 700 m³/h Rohgas unterschiedliche Boni verankert. Von den erfassten Einspeiseanlagen arbeiten 40 % im Bereich bis 350 m³/h Biomethan (700 m³/h Rohgas). In dieser Gruppe sind Anlagen in allen Leistungsbereichen anzutreffen. 45 % der Einspeiseanlagen arbeiten im Bereich zwischen 350 und 700 m³/h. 15 % der Anlagen verzichten als Großanlagen mit Kapazitäten bis 10 000 m³/h auf den EEG-Bonus für die Gaseinspeisung.

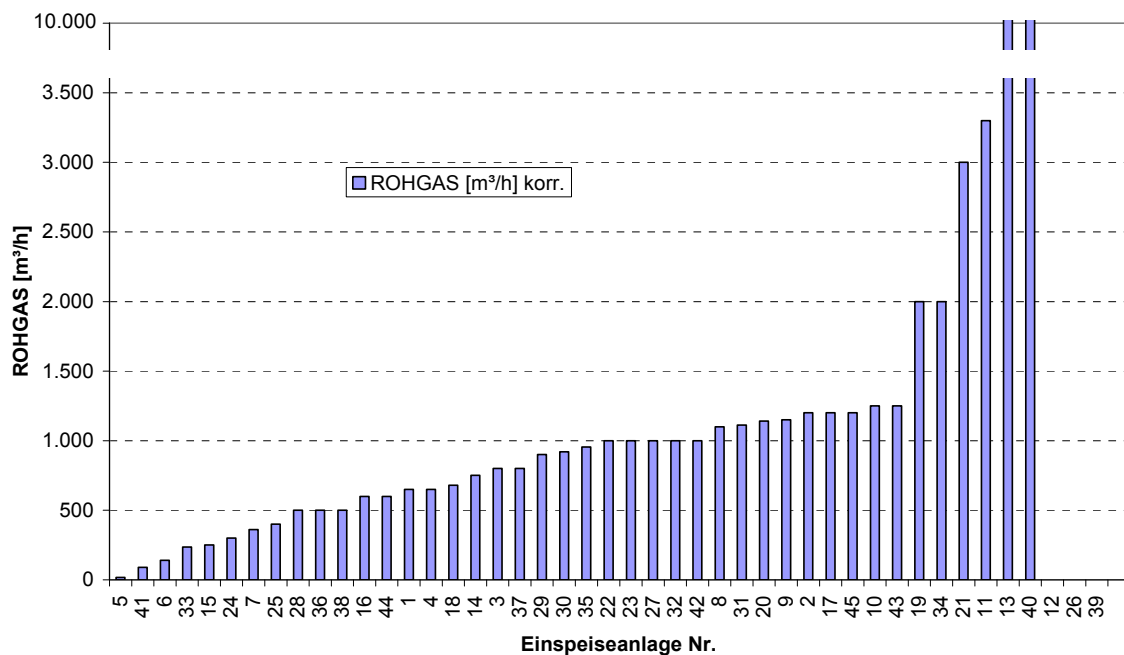


Abb. 5-10: Rohgasproduktion der erfassten Einspeiseanlagen

Bei der Substratbereitstellung für die einzelnen Anlagen ist festzustellen, dass ca. 80 % den NawaRo-Bonus erhalten und ca. 20 % auf Basis von Koppelprodukten wie Schlempe bzw. auf Basis von Bioabfällen und Klärschlamm arbeiten. Bei den Einspeiseanlagen mit NawaRo-Bonus dominiert Maissilage als Substrat. Sonstige Substrate wie GPS und Getreide werden weniger zum Einsatz gebracht. Zur Prozessstabilisierung bzw. bei entsprechenden technischen sowie lokalen Bedingungen kommt bei der Hälfte der Anlagen auch Wirtschaftsdünger zum Einsatz. Wirtschaftsdünger bis 30 % Substratanteil wird vorrangig in kleineren Biomethananlagen (bis 700 m³/h Rohgas) eingesetzt.

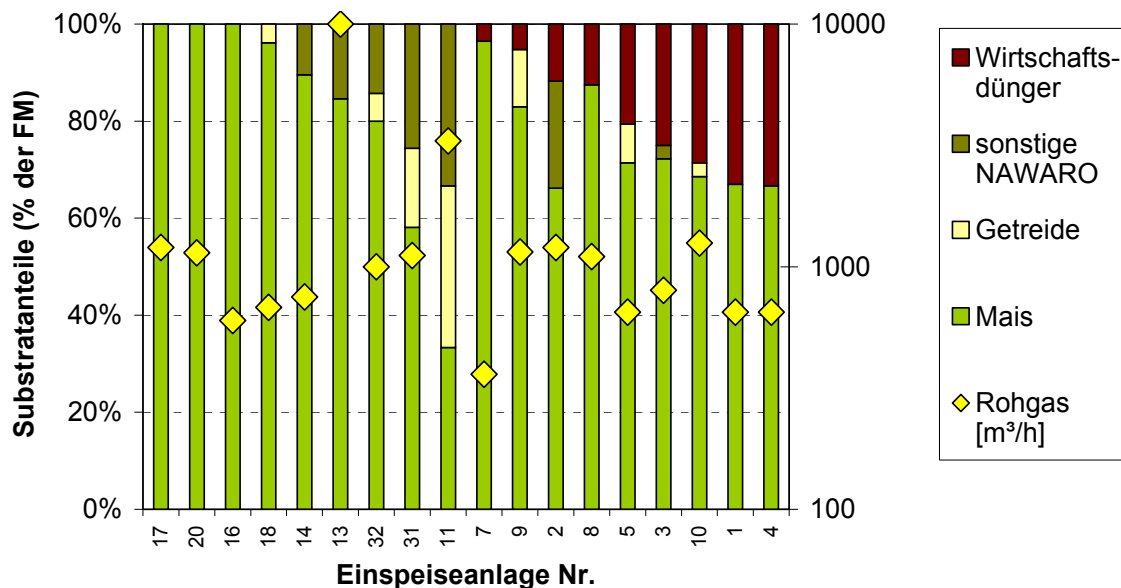


Abb. 5-11: Substratzusammensetzung landwirtschaftlicher Einspeiseanlagen

Einspeiseanlagen bis 700 m³/h Rohgas (= 350 m³/h Biomethan = 1,4 MW_{el}) sind hinsichtlich Substratbedarf und Gärrestverwertung mit großen Biogasanlagen vergleichbar. Der Flächenbedarf ist mit ca. 650 ha Maisanbaufläche oft noch ohne deutliche Rückwirkungen auf die Landwirtschaft bereitstellbar, wenn diese Anlagen in die bestehenden Regionen mit geringem Tierbesatz (geringer Maisanbau) und bestehendem BGA-Besatz integriert werden. So führt z. B. eine Biogasanlagendichte von 0,1 kW/ha (Durchschnitt Deutschland 2009) bei 80 % Gaserzeugung aus Maissilage zu einer Erhöhung des Maisanbaus über das durch die vorhandene Tierhaltung bedingte Niveau um 4 %.

Größere Biomethaneinspeiseanlagen beeinflussen die Agrarstruktur deutlich. Bedingt durch die vermehrten Transportaufwendungen für das Substrat ist zu erwarten, dass deutlich Thünensche Ringe mit vermehrtem Maisanbau um die Anlagen entstehen.

So erfordert eine Einspeiseanlage mit 10 000 m³/h Rohgas z. B. eine Maisanbaufläche von ca. 10 000 ha. Bei einem mittleren Ackerflächenanteil von 30 % an der Fläche und einem Maisanteil für Biogas an der Fruchtfolge von 25 % ergibt sich ein Einzugsbereich von über 150 000 ha mit entsprechend hohen Transportvolumen und -aufwendungen. Von den Anlagenbetreibern solcher großen Anlagen wird ein Einzugsbereich von bis 75 km angegeben.

Bedingt durch den geringen TS-Gehalt der Gärreste ist oft deren landwirtschaftliche Verwertung schwierig, so dass in den 80ziger Jahren entwickelte Techniken zur Fest-Flüssig-Trennung, zur Gärresttrocknung und -aufbereitung vermehrt eingesetzt werden. Wesentliches Ziel ist die Auslagerung von Nährstoffen bei Begrenzung der Transportaufwendungen. Die landwirtschaftliche Verwertung der Nährstoffe ist hier oft von untergeordneter Bedeutung.

5.3.4 Substratkosten

Die Ermittlung der Substratkosten erfolgt auf der Grundlage der Angaben in den Fragebögen im Rahmen der DBFZ Betreiberbefragung. Die angegebenen Kosten stellen daher speziell bei Silagen die in der

landwirtschaftlichen Praxis vorherrschende Mischung des Wertübergangs dar. Bei der absoluten Bewertung der Kosten ist somit zu beachten, dass einzelne Bearbeitungsschritte schon mit einbezogen sind (Lieferung frei BGA) oder aber die gesamten Kosten des Transports, des Umschlags und der Lagerung (Konservierung) vom Käufer selbst übernommen werden müssen (frei Feld). Ebenfalls ist bei den Kosten der Frischmassebezug zu beachten. Bei unterschiedlichen Trockenmasseerträgen ergeben sich somit unterschiedliche Methanerträge und spezifische Methanertragskosten. Daher wurden in den nachfolgenden Tabellen die spezifischen Substratkosten bezogen auf den Methanertrag errechnet, um vergleichbare Werte darzustellen. Es wird deutlich, dass die spezifischen Substratkosten relativ nah beieinander liegen, während die Kosten pro Tonne Frischmasse stark schwanken. Dadurch wird eine objektive Bewertung der Substrate möglich.

Die Kosten für den Eigenanbau sind in Tabelle 5-3 angegeben. Im Durchschnitt liegen die spezifischen Substratkosten pro m³ Methan bei ungefähr 0,34 €/m³CH₄ und sind damit seit dem Vorjahr um 5 % gestiegen. Dies könnte mit einer verstärkten Nachfrage durch den weiteren Zubau von Biogasanlagen zu begründen sein. Besonders hoch sind mit 100 €/t_{FM} die spezifischen Substratkosten für Lieschkolbenschrot (LKS) und Corn-Cob-Mix (CCM). Die Erntefrischmasse reduziert sich im Vergleich zu Ganzpflanzensilage um ein Drittel [1], da nur Pflanzenteile genutzt werden. Zudem ergeben sich starke Schwankungen im Trockenmassegehalt, die das Ergebnis verfälschen können.

Die spezifischen Substratkosten für Getreide sind gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Im Vergleich zu den anderen Substraten sind höhere spezifische Kosten zu erwarten, da nur ein Teil der Pflanze verwendet wird und sich dadurch geringere Erträge ergeben als bei Ganzpflanzensilagen. Durch einen hohen Trockenmassegehalt und die leichte Verfügbarkeit der Nährstoffe sind hohe Methanausbeuten möglich. Ursache für den Preisanstieg könnten Missernten im letzten Sommer und damit ein Mangel an Qualitätsgetreide sein. Langanhaltende feuchte Witterung, Dürre in Russland und Überschwemmungen im Jahr 2009/10 führten weltweit zu einem Anstieg des Getreidepreises [7]. Eine leicht gesunkene Einsatzhäufigkeit von Getreide (Abb. 5-8) gegenüber dem Vorjahr bestätigt die aufgekommene Getreideknappheit. Der mengenmäßige Einbruch in der Verwendung wird durch den Einsatz von Abfallgetreide, dass durch die hohe Feuchtigkeit während der Ernteperiode in 2010 in der Ähre ausgetrieben war und somit eine schlechte Backqualität aufwies, als Substrat in Biogasanlagen abgebremst [55].

Bei Maissilage hingegen handelt es sich nicht um Weltmarktpreise, sondern um regionale Preise. Die Schwankungen fallen wesentlich geringer aus. Die Kostenangaben sind sehr aussagekräftig, da es sich bei einem Großteil der Biogassubstrate um Maissilage handelt. Auch wegen des häufigen Einsatzes kommt eine hohe Wertesicherheit zustande. Die Reststoffverwertung steht auch beim Einsatz von Zuckerrüben an erster Stelle. Für Zuckerrüben liegen die spezifischen Substratkosten mit 53 €/t am höchsten, da die Anbau- und Erntetechnik relativ aufwendig ist.

Tabelle 5-3: Substratkosten eigener Anbau nach Methangehalt (DBFZ Betreiberbefragung 2010), n=334

Substratart	Kosten [€/t _{FM}]	Methanertrag [m ³ /t _{FM}] nach KTBL	spezifische Substratkosten [€/m ³ _{CH4}]	Einsatzhäufigkeit [in %]
Mais/-silage	31	106	0,29	54,5
Getreide	124	320	0,39	20,4
Gras Grünland	19	100	0,19	1,8
Gras Ackerland	16	86	0,18	0,9
Gras Acker+GL	27	86	0,32	0,9
AWS	27	100	0,27	33,8
GPS	31	103	0,30	21,3
Zwischenfrucht ¹⁴	26	72	0,36	13,2
CCM ¹⁵	105	242	0,43	1,5
LKS	100	230	0,43	0,3
Zuckerrüben	40	75	0,53	0,3
Sonstiges	38	k.A.	k.A.	6,3

Beim externen Zukauf von Substraten ergeben sich mit 0,3 €/m³_{CH4} durchschnittlich etwas niedrigere spezifischen Substratkosten (Tabelle 5-4). Besonders auffällig sind die um 7 €/t kWh höheren spez. Substratkosten von Ganzpflanzensilage im eigenen Anbau. Für Lieschkolbenschrot und Corn-Cob-Mix liegt die Differenz bei 13 €/m³_{CH4} zwischen Eigenanbau und Fremdanbau, was aber wahrscheinlich über schwankende Trockenmassegehalte zu begründen ist. Der Preis für Zwischenfrüchte ist sehr hoch, wobei davon ausgegangen werden kann, dass der Wert der Substrate beim eigenen Anbau höher bewertet wird als beim Zukauf.

¹⁴ Vorwiegend Grünroggen

¹⁵ Preis kann durch Bezug auf Frischmasse verfälscht sein, da es sich um Güter mit schwankenden Trockenmassegehalten handelt (Gilt auch für Lieschkolbenschrot)

Tabelle 5-4: Substratkosten externer Zukauf nach Methangehalt (DBFZ Betreiberbefragung 2010), n=334

Substratart	Kosten [€/t _{FM}]	Methanertrag [m ³ /t] nach KTBL	spezifische Substratkosten [€/m ³ _{CH4}]	Einsatzhäufigkeit [in %]
Mais/-silage	32	106	0,30	45
Getreide	224	320	0,36	13,5
Gras GL	22	100	0,22	0,9
Gras AF	k.A.	86	k.A.	k.A.
Gras GL+AF	16	86	0,18	0,6
AWS	28	100	0,28	9,6
GPS	38	103	0,37	7,8
Zwischenfrucht ¹	24	72	0,33	2,1
CCM	143	242	0,59	1,2
LKS	70	230	0,30	0,3
Zuckerrüben	k.A.	75	k.A.	k.A.
Sonstiges	51	k.A.	k.A.	0,9

5.4 Grünland

5.4.1 Entwicklung von Dauergrünland in Deutschland

Im Zusammenhang mit der Entwicklung der Agrarpreise und der Verknappung der Fläche, aber auch durch die Verlagerung und Konzentration der Tierhaltung wird ein zunehmender Verlust an Dauergrünland festgestellt. Der zunehmende Energiepflanzenanbau und vor allem der zunehmende Maisanbau wirken in Veredlungsregionen zusätzlich auf die Flächenverknappung, so dass ein Trend zum Grünlandumbruch besonders in diesen Regionen auszuweisen ist. Der Dauergrünlandanteil an der landwirtschaftlichen Nutzfläche liegt derzeit in Deutschland bei 29 % d. h. eine Gesamtfläche von 4 783 853 ha, wobei er sich im Vergleich zu 2009 im Durchschnitt um 4 % verringert hat (Abb. 5-12).

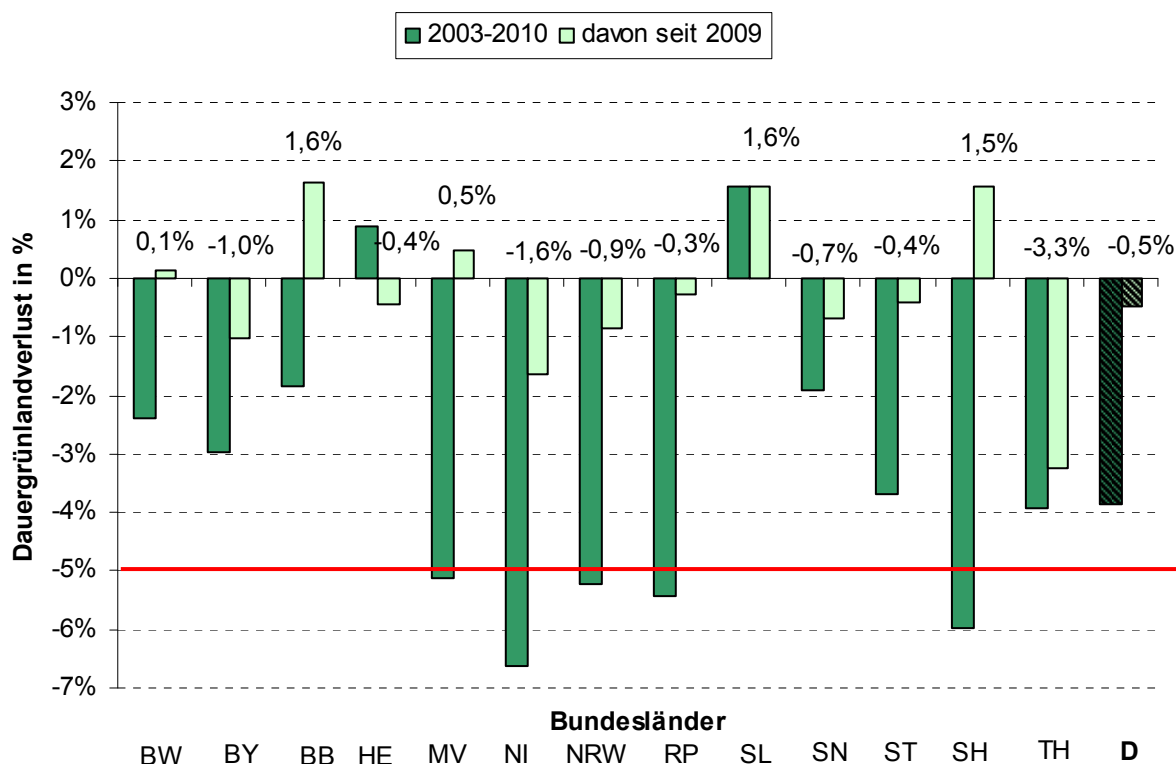


Abb. 5-12: Verlust von Dauergrünland nach Bundesländern, Stand Herbst 2010 im Vergleich zum Referenzjahr 2003 und Gesamtdeutschland (letzte Spalte), nach [5]

Aufgrund der Überschreitung der 5 % Grenze ist in den Bundesländern Rheinland-Pfalz, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Hamburg und Ende 2009 auch in Niedersachsen und Bremen ein Umbruchverbot nach der Cross-Compliance-Verordnung in Kraft getreten [3]. Auch für Nordrhein-Westfalen gilt seit Ende 2010 ein Umbruchverbot. Besonders in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Thüringen ist im letzten Jahr ein hoher Verlust zu verzeichnen. In den Bundesländern, in denen schon länger ein Umbruchverbot besteht, scheint es zu einer Stagnation bzw. sogar zu einer Zunahme an Dauergrünland gekommen zu sein. Jedoch konnte auch hier nicht abschließend festgestellt werden, ob die Fläche tatsächlich zugenommen hat oder es sich lediglich um eine statistische Steigerung handelt.

Die Ursachen für die Abnahme von Grünland sind jedoch nicht nur im Umbruch durch die Landwirtschaft zu suchen. Ein Grund für die Verringerung der Grünlandfläche ist der Rückgang der landwirtschaftlichen Nutzfläche. So wurden beispielsweise in den Jahren 2005 bis 2008 ca. 104 ha Bodenfläche/Tag für Siedlung und Verkehr verbraucht [4]. Der Grünlandanteil an dem Verlust der gesamten beihilfefähigen Agrarfläche von 32,5 Mio. ha umfasst eine Fläche von 23 Mio. ha, obwohl das Dauergrünland weniger als ein Drittel der Agrarfläche ausmacht [5].

Weitere Ursachen können auch in der Aussagekraft der Statistik liegen. Die Erfassung der Dauergrünlandflächen basiert auf den gemeldeten Flächen für die GAP-Flächenförderung. Demnach werden Flächen, für die kein Antrag gestellt wurde, auch nicht berücksichtigt, obwohl sie noch als Grünland existieren. Auch ist die auf Basis der Antragsdaten ermittelte landwirtschaftliche Gesamtfläche größer geworden bzw. hat weniger stark abgenommen. Dies lässt den Anteil an Dauergrünland abnehmen, obwohl kein tatsächlicher Verlust stattfindet, also die Flächen nicht umgemeldet wurden oder unangemeldet umgenutzt wurden. Dies kann auch eine neu eingesäte Grünlandfläche sein, die nicht mehr

als Ackerfläche genutzt wird. Auch 2010 ist im Zuge des „Health Checks“ der gemeinsamen Agrarpolitik und der damit verbundenen Mindestbeihilfefläche mit einem statistischen Rückgang der Dauergrünlandfläche zu rechnen. Betriebe, die weniger als 1 ha bewirtschaften, können keinen Beihilfeantrag mehr stellen und der größte Teil dieser aus der Statistik fallenden Flächen wird wiederum Dauergrünland sein [6].

Somit lassen sich aus der alleinigen Betrachtung der Grünlandverluste auf Grundlage der InVeKos¹⁶-Daten keine Rückschlüsse ziehen. Es bleibt unklar, ob die Flächen einer anderen Nutzung zugeführt wurden oder ob sie lediglich nicht mehr als Förderfläche gemeldet werden.

5.4.2 Grünlandnutzung für Biogasanlagen

Das Ziel der Erhaltung vorhandener Grünlandflächen macht eine Verwendung von Grünlandaufwuchs in Biogasanlagen sinnvoll. Flächen, deren Aufwuchs durch die Verringerung der Rinderbestände nicht mehr genutzt werden können, werden somit weiter gepflegt.

Die 541 Anlagenbetreiber, die im Fragebogen plausible Angaben zur Betriebsfläche gemacht haben, bewirtschaften insgesamt 210 682 ha LF. Davon werden 64 149 ha zur Nutzung in der Biogasanlage verwendet. Das macht einen Anteil von 5 % an der gesamten Grünlandfläche und knapp 4 % der gesamten zur Erzeugung von Biomasse genutzten Fläche der befragten Betriebe aus (Abb. 5-13). Mit hoher Wahrscheinlichkeit ist für die Flächen keine vollständige Nutzung durch Tierhaltung mehr gegeben, sodass besonders die dritten und vierten Aufwüchse in Biogasanlagen eingesetzt werden. Die Abfuhr und Nutzung des Grünschnitts trägt zu einer Erhaltung der Grünlandqualität dieser Flächen bei.

¹⁶ Integriertes Verwaltungs- und Kontrollsystem

Um genauer differenzieren zu können, wurde die Abfrage in Grünland und Ackerland unterteilt. 27 % der Betreiber gaben eine Nutzung des Ackerlandes für Biogas an, nur 4 % wurden hingegen für Grünland genutzt. 69 % der Anbaufläche wurden in den Betrieben anderweitig genutzt (Abb. 5-13). Die Gewinnung von Substraten vom Acker überwiegt den Anteil der Gewinnung von Substraten vom Grünland.

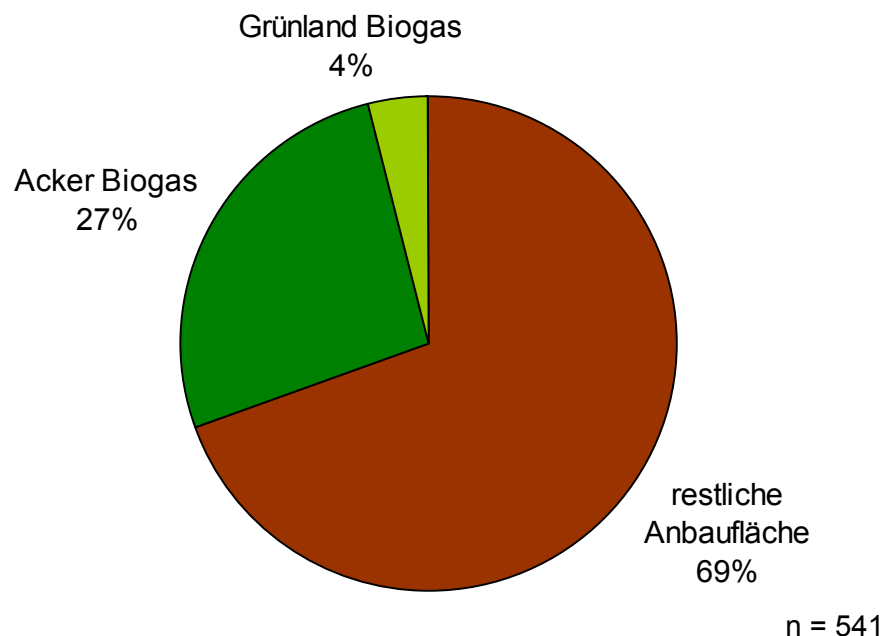


Abb. 5-13: Aufteilung nach Anbauflächen für eingesetzte Substrate anteilig an der Gesamtanbaufläche der Betriebe (DBFZ Betreiberbefragung 2010) n = 541

Ebenso wurden die Anlagenbetreiber (n=541) zu einer Umnutzung des Grünlandes nach dem Bau der Biogasanlage befragt. Hier gaben 90 % der Betreiber an, dass keine Nutzungsänderung vorgenommen wurde. Von den 10 %, die eine Änderung bestätigten, wurden überwiegend Grünlandflächen intensiviert. Zugenommen hat die Anzahl der Betriebe die angaben, Grünland umgebrochen zu haben. Sie stieg von zwei Betrieben, die im vergangenen Jahr im Rahmen der Befragung angaben, Grünlandflächen umgebrochen zu haben, auf 14 Betriebe. Von diesen 14 Betrieben gaben jedoch lediglich zwei Betreiber an, die gewonnene Ackerfläche für den Maisanbau zu verwenden (Abb. 5-14). Ein Betreiber gab an, statt der Grassilage nun Roggenganzpflanzensilage zu verwenden. Oft wurden Schnitte genutzt, die vorher keine Verwendung gefunden haben bzw. aufgrund geringer Qualität nicht für die Rinderhaltung verwendet werden konnten (4. und 5. Schnitt). In einigen Fällen wurden Flächen, die vorher der Heugewinnung dienten, jetzt zur Silageherstellung eingesetzt. Die Angaben zum Grünlandumbruch könnten vor allem aus Ballungsgebieten wie Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen kommen, wo durch die zunehmende Veredlungswirtschaft Flächenknappheit auftritt. Dieses Problem wird in bestimmten Landkreisen durch Grünlandumbruch gelöst. In Niedersachsen wurde jedoch keine Korrelation zwischen der Abnahme der Grünlandflächen und der installierten Leistung der Biogasanlagen in bestimmten Kreisen festgestellt [10]. Eine Korrelation zur Aufstockung der Quote, das heißt eine Erhöhung der Milchviehbestände, konnte nicht festgestellt werden, sodass Grünlandflächen gleichermaßen zum Anbau von Tierfutter wie zur Substratgewinnung für Biogasanlagen umgenutzt werden. Zudem schreibt die Cross Compliance Regelung die Einhaltung einer Fruchtfolge vor, womit z. B. der ausschließliche Anbau von Silomais für die Biogasproduktion verhindert wird.

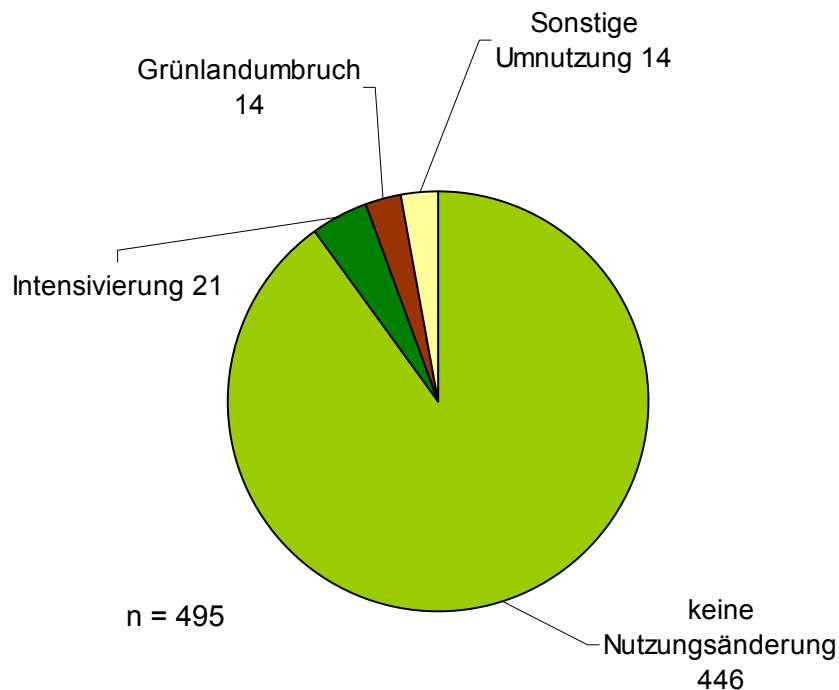


Abb. 5-14: Anzahl der Betriebe, die eine Nutzungsänderung der Grünlandfläche vornahmen. Anzahl der Nennungen (DBFZ Betreiberbefragung 2010) n=495

5.5 Politische Handlungsnotwendigkeit für Grünlandflächen

Seit 1991 ist ein stetiger Verlust an Grünland zu verzeichnen, der sich bisher auf 600 000 ha beläuft [11]. Hierfür gibt es unterschiedliche Gründe, die zum einen auf den beschleunigten Tierbestandsabbau beruhen und zum anderen auf einen verstärkten Anbau von Mais für die Biogasproduktion und einen dadurch entstehenden Engpass auf dem Flächenmarkt durch verstärkte Nutzungskonkurrenzen zurückzuführen sind. Je nach Einstellung der jeweiligen Interessensgruppen werden die Gründe unterschiedlich stark gewichtet. Politische Handlungsnotwendigkeiten und -möglichkeiten zur sinnvollen Grünlanderhaltung und -verwertung wurden im Rahmen des Monitorings innerhalb eines Workshops „Grünlandnutzung für energetische Zwecke“ mit Teilnehmern verschiedener Bundesländer diskutiert. Einige der angeführten Argumente sollen hier in Kürze angeführt werden.

5.5.1 Landschaftspflegeflächen und Biotopflächen

Bisher ist die wirtschaftliche Nutzung von Extensivgrünland in Biogasanlagen kaum möglich. Um die Nutzung von Landschaftspflegeflächen besser zu unterstützen und den Artenreichtum gewährleisten zu können, wurde im EEG 2009 der Landschaftspflegebonus eingeführt. Hinsichtlich der Auswertung der Betreiberumfrage 2010 ist jedoch festzustellen, dass der Landschaftspflegebonus nicht gewirkt hat und nur sehr wenige Betreiber Material von extensiven Flächen in größerem Umfang einsetzten. Schwierigkeiten in der Nutzung des Bonus lagen in der Einsatzhürde von 50 %. Da es sich bei

Landschaftspflegeflächen um Flächen mit geringer Flächenleistung und geringem Eiweißgehalt (bezogen auf den Flächenertrag) handelt, reicht der Energiegehalt nicht aus, um die entsprechende Stromeinspeisemenge zu gewährleisten. Wirtschaftliche und technische Probleme, die bei großen Mengen von Material mit hoher Trockensubstanz entstehen, führten dazu, dass der Bonus nicht genutzt wurde und somit die mit dem Bonus einhergehenden Zielvorstellungen nicht erreicht wurden. So konnte weder die Zunahme des Maisanbaus noch ein weiterer Grünlandumbruch verhindert werden.

Außer den technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen hat der Gesetzgeber den Begriff „Landschaftspflegematerial“ nicht ausreichend definiert. Eine gesicherte bzw. von allen Markteteiligten anerkannte Auslegung ist bisher nicht gefunden. Diese Rechtsunsicherheit (Auszahlung des Bonus unter Vorbehalt) und die gesetzlich vorgeschriebene Mindesteinsatzmenge von 50 % verhindern derzeit wahrscheinlich vielerorts den Einsatz von Landschaftspflegematerial, der in der Regel von Flächen stammt (überwiegend Grünland), die in keiner Nutzungskonkurrenz stehen. Insbesondere für größere Anlagen ist der Einsatz kaum sinnvoll, da nur an wenigen Standorten Landschaftspflegematerial in ausreichendem Umfang anlagennah zur Verfügung steht. Hohe Transportkosten und die niedrige Flächenleistung des Landschaftspflegematerials behindern bisher eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung.

Starke Flächennachfrage in Veredelungsgebieten vor allem in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen führen weiterhin zu Grünlandumbruch. Dies betrifft insbesondere fruchtbare Standorte, z. B. Niedermoore, die für den Maisanbau geeignet sind. Im Rahmen des Workshops wurden Vorschläge zur Verhinderung dieser Entwicklung gemacht, wobei es zunächst wichtig ist, den Landschaftspflegebonus in eine praxisnahe Form zu bringen. Dabei geht es vor allem darum, Anreize zur Verwendung alternativer Substrate wie Grassilage aber auch GPS (Sorten- und Artenmischungen), durchwachsende Silphie oder Zwischenfrüchte zu gestalten. Neben den geforderten Anteilen am Substrateinsatz könnte der Begriff „Landschaftspflegematerial“ auf weitere alternative Substrate, die zur effektiven Produktion beitragen, angestrebt werden. Aufgrund der niedrigen Methanausbeute von Leguminosen-Mischungen und Grünlandflächen rangieren diese deutlich hinter den gängigen Ackerkulturen. Besonders an extensiven Standorten (Goldhafer Bergwiese) können keine hohen Methanausbeuten erreicht werden.

5.6 Gesamtbewertung und Schlussfolgerungen

Wie in den Befragungen der Vorjahre nimmt die Fläche für die Biogasproduktion weiter zu. Mais war auch im Jahr 2010 die vorherrschende Energiefrucht, es war jedoch verglichen mit 2009 eine leichte Abnahme des anteiligen Einsatzes zu verzeichnen. Positiv ist die Entwicklung zu beurteilen, dass tendenziell mehr Anwelksilage von Grünlandflächen eingesetzt wurde. Dabei handelt es sich jedoch in den meisten Fällen um Material von Wirtschaftsgrünland und nicht um Material von Landschaftspflegeflächen. Zudem war Anwelksilage anteilig im Substratmix der einzelnen Anlagen vertreten, sodass der 50% Anteil zum Erhalt des Landschaftspflegebonus nicht erreicht wurde. Eine positive Entwicklung ließ sich auch in der Zunahme des Einsatzes von Zwischenfrüchten/Grünroggen feststellen, was zu einer Substitution von Mais führen kann. Der Einsatz von Körnergetreide nahm ab, dies ist wahrscheinlich dem höheren Getreidepreis geschuldet.

Anhand der Betreiberumfrage 2010 wird deutlich, dass die Agarstruktur auf die Substratzusammensetzung in den Biogasanlagen einwirkt. Im Süden mit seiner kleinräumig strukturierten Landwirtschaft ist die Vielfalt der eingesetzten Substrate am größten. Tierbetriebe mit geringen Tierzahlen bewirken einen geringen Gülleeinsatz. Im Osten ist durch die großräumig

strukturierte Landwirtschaft ein hoher Wirtschaftsdüngeranteil an der Substratzusammensetzung vorhanden. Im Nordwesten ist der Maisanteil (bis 60 %) an der Substratzusammensetzung trotz einer Häufung an Veredelungsgebieten relativ hoch.

In der diesjährigen Auswertung wurde auch die Wegstreckenentfernung der Substrate vom Feld zur Biogasanlage untersucht. Die durchschnittliche Transportentfernung lag bei zwei bis drei Kilometern für Wirtschaftsdünger und bei 10-12 km für nachwachsende Rohstoffe. Eine besonders hohe Transportentfernung wiesen trockene Substrate auf, wobei Maissilage meist aus dem näheren Umkreis der Biogasanlage stammt. An Wirtschaftsdünger wurde hauptsächlich Rindergülle vom eigenen Betrieb eingesetzt. Hühner trockenkot wurde am weitesten transportiert. Große Transportentfernungen kommen durch Gülleimporte von Veredelungsregionen in Ackerbauregionen zustande. Dies kann für die Minderung der Nährstoffintensivierung in Veredelungsregionen (mehr als 2 GV/ha)¹⁷ sinnvoll sein, kann jedoch zu einer Nährstoffverlagerung und Erhöhung der spezifischen Substratkosten für Wirtschaftsdünger führen.

Des Weiteren ergab die Betrachtung der Verwertung und Aufbereitung von Gärresten, dass ein Großteil betriebsintern verwertet wird und meist ohne Aufbereitung direkt effizient als Wirtschaftsdünger eingesetzt werden konnte. Besonders bei einer mittleren Anlagengröße von 150 – 500 kW_{el} wurden Gärreste auch durch Feststoffseparation aufbereitet, vermutlich da hier das Verfahren der Trockenvergärung am ehesten auftritt und sich diese anbietet.

Hohe spezifische Substratkosten weisen besonders Zwischenfrüchte, Getreidekörner und Zuckerrüben auf, da diese Substrate einen hohen technischen Aufwand bis zu ihrer Bereitstellung benötigen. Bei Getreide könnte der höhere Preis durch Opportunitätskosten zustande kommen. Wirtschaftsdünger haben normalerweise keine Substratkosten, da Gülle etc. entsorgt werden muss und damit als Koppelprodukt gilt.

Der Status der Entwicklung des Dauergrünlandes in Deutschland bleibt unverändert. Es erfolgt weiterhin eine Abnahme der Grünlandflächen bundesweit. Die meisten Anlagenbetreiber gaben jedoch an, keine Umnutzung Ihres Grünlands vorgenommen zu haben. Vereinzelt wurde Grünland umgebrochen, wobei keine Angabe der Größe der umgebrochenen Fläche erfolgte und selten ein Zweck. Vermutet werden kann hier nur, dass es sich um sehr kleine Flächen gehandelt hat, weswegen die Größe nicht angegeben wurde. Ein direkter Zusammenhang der Umnutzung der Fläche nach Bau der Biogasanlage konnte nicht festgestellt werden. Eine Intensivierung der Grünlandnutzung gaben hingegen mehrere Anlagenbetreiber an. Hier ist zu prüfen, inwieweit sich Auswirkungen auf den Flächenstatus ergeben.

Landschaftspflegematerial wird aus unterschiedlichsten Gründen nur gering eingesetzt. Mangelnder Energiegehalt und geringer Flächenertrag behindern die wirtschaftliche Nutzung. Technische Probleme, die durch den hohen Trockensubstanzgehalt und die langfaserige Struktur zustande kommen, konnten bisher nur ansatzweise gelöst werden [32].

Zusätzlich treten immer wieder Fragen bei der Definition von Landschaftspflegematerial auf. Es ist demnach weiterhin eine Präzisierung des Landschaftspflegebegriffs erforderlich. Eine Senkung des 50 %

¹⁷ GV = Großvieheinheiten, die Grenze für gute fachliche Praxis liegt bei 2 GV/ha

Anteils oder ein angepasster NawaRo-Bonus könnten den Einsatzumfang ggf. deutlich steigern und somit bisher ungenutzte Biomasse einer sinnvollen Verwertung zuführen.

6 Zusammenfassung

Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 sorgten die Vergütungsregelungen des EEG für einen starken Ausbau der Stromerzeugung zunächst auf Basis von fester Biomasse und seit der ersten Gesetzesnovelle im Jahr 2004 auch von gasförmigen Bioenergieträgern. Etwas anders sieht es bei der Verstromung von flüssigen Bioenergieträgern (Pflanzenölen) aus, deren Ausbau – nach einem starkem Wachstum in den Jahren 2005-2007 – zunächst aufgrund einiger technischer Probleme und später aufgrund hoher Rohstoffpreise ins Stocken geraten war und im Rahmen der EEG-Neufassung 2009 weitere Einschränkungen erfährt. Momentan wird die Fassung von 2009 überarbeitet. Das novellierte EEG wird voraussichtlich 2012 in Kraft treten.

Generell wird mit dem EEG der Zweck verfolgt, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % zu erhöhen (§1 Abs.2 Satz 1 EEG 2009). Der Geltungsbereich des EEG hinsichtlich der für eine EEG-Vergütung zulässigen Rohstoffe ist in der Biomasseverordnung geregelt. Allgemein ist die Vergütung für eingespeisten Strom aus Bioenergieanlagen abhängig von der Anlagenleistung, dem eingesetzten Brennstoff, der Technologie, der Stromproduktion in Kraft-Wärme-Kopplung sowie dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Biomasseanlage. Sie besteht aus einer Grundvergütung und unterschiedlichen Boni bzw. Vergütungserhöhung, die zusätzlich gewährt werden können.

Zusammenfassend zeigt sich in Abb. 6-1, dass die Bereitstellung von Strom aus Bioenergieanlagen im Jahr 2010 mit etwa 25,7 TWh_{el}¹⁸ einen bedeutenden Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland leisten konnte¹⁹. Der größte Anteil an der Stromerzeugung aus Biomasse ist auf die Biogaserzeugung und -nutzung sowie auf den Einsatz fester Biomasse zurückzuführen.

¹⁸ Stromerzeugung aus Biomasse ohne die Berücksichtigung von Biomethananlagen, Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie, Holzvergaser und Kleinst-KWK-Anlagen

¹⁹ Laut der Jahreszahlen Erneuerbare Energien 2010 des BEE (02/2011) wuchs der Stromverbrauch aus biogenen Rohstoffen von 5,4% in 2009 auf knapp 6% im Jahr 2010, was 34,3 % der gesamten genutzten Strommenge aus Erneuerbaren Energien entspricht. Insbesondere der Ausbau von Biogasanlagen trug zu dieser Entwicklung bei.

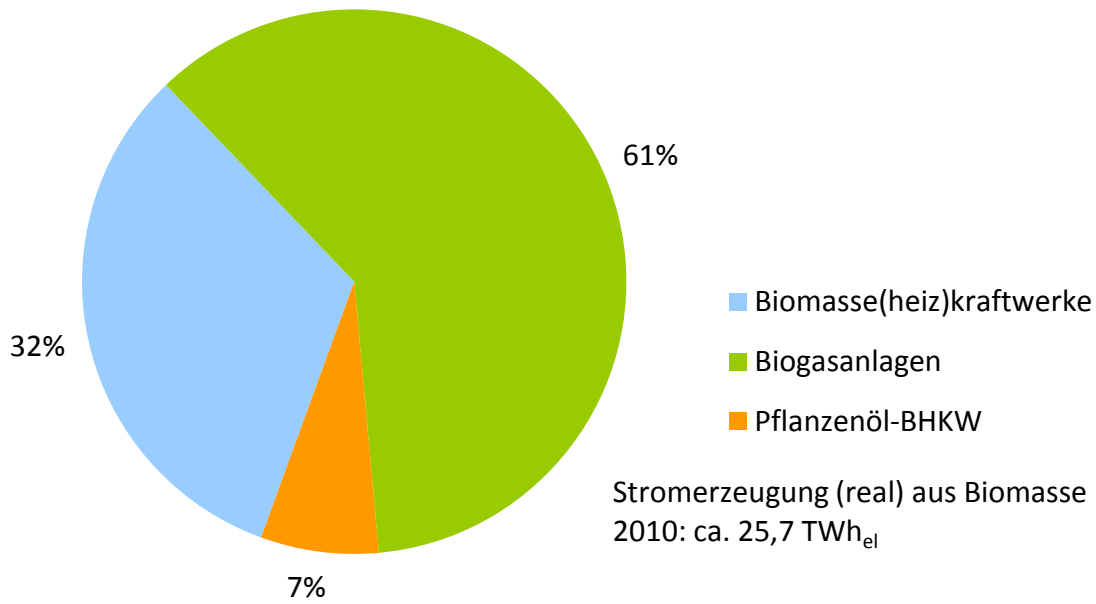


Abb. 6-1: Verteilung der Stromerzeugung aus Biomasse in 2010

Die Entwicklung der Biomassenutzung seit der Einführung des EEG bis einschließlich 2010 hinsichtlich der installierten elektrischen Leistung (MW_{el}) und der Anlagenanzahl im Bereich der festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträger zeigt Abb. 6-2.

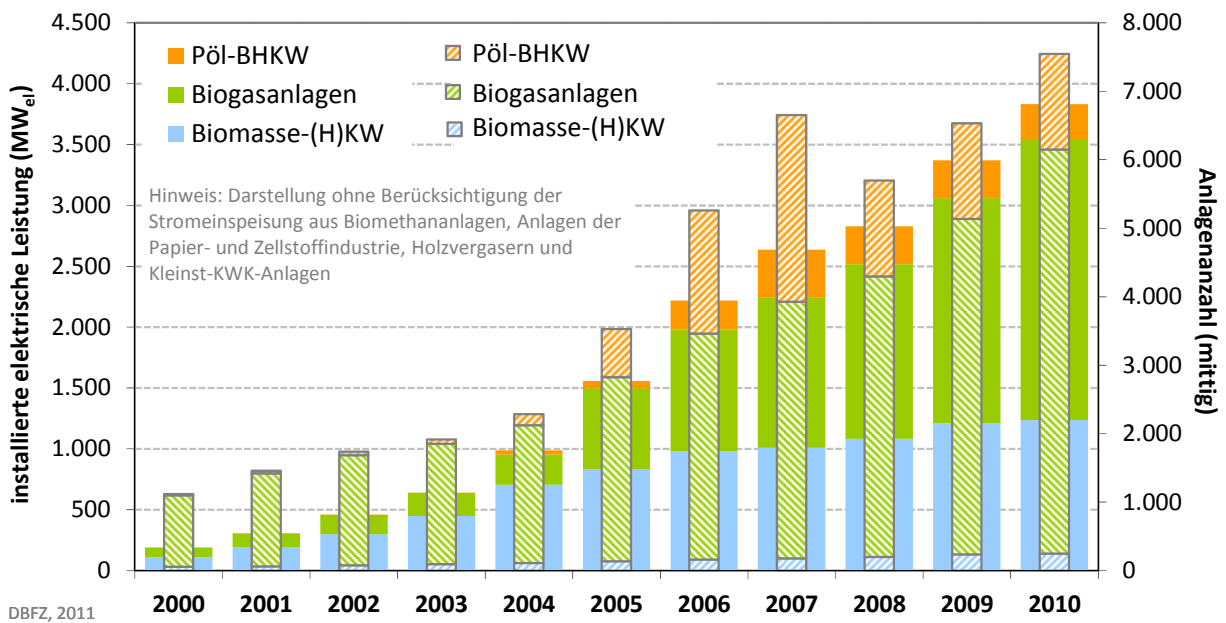


Abb. 6-2: Entwicklung der installierten Anlagenleistung sowie Anlagenanzahl zur Stromerzeugung aus Biomasse 2000-2010.

Tabelle 6-1: Stand der Biomassenutzung in Anlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung im Jahr 2010 (Bearbeitungsstand April 2011)²⁰

	Einheit	Feste Bioenergie-träger ²¹	Gasförmige Bioenergie-träger ²²	Flüssige Bioenergie-träger	Summe
Bestand Ende 2010					
Anlagen-anzahl		249	5 900	1 400	7 549
davon	≤ 1 MW _{el}	73	5 675	1 390	
davon	> 1 MW _{el}	176	ca. 225	10	
Installierte Leistung	MW _{el}	1 236	2 300	295	3 831
davon	≤ 1 MW _{el}	39	ca. 1 800	250	
davon	> 1 MW _{el}	1 197	ca. 500	45	
Durchschnittl. Anlagen-leistung	kW _{el}	4 965	389	200	
davon	≤ 1 MW _{el}	541	317	170 [12]	
davon	> 1 MW _{el}	6 801	2 200	2 830 [12]	
Stromerzeugung (realisiert) ²³	TWh _{el} /a	8,3	15,6	1,8	25,7
davon	≤ 1 MW _{el}	0,2	12,1	1,5	
davon	> 1 MW _{el}	8,1	3,5	0,3	
Wärmenutzung ^{23,24,25}	TWh _{th} /a	14,1	ca. 5,8-6,7	ca. 1,5	21,4-22,3
davon	≤ 1 MW _{el}	1,2	ca. 4,5-5,2	ca. 1,2	
davon	> 1 MW _{el}	12,9	ca. 1,3-1,5	ca. 0,2	

Sowohl die aktuelle Entwicklung als auch die erwarteten Trends zeigen, dass das EEG in der heute gültigen Form zur Diversifizierung der in Bioenergieanlagen eingesetzten Rohmaterialien sowie der entsprechenden Konversionstechnologien – bei einer insgesamt deutlich zu beobachtenden Marktausweitung – beiträgt. Dabei stellen sich aber auf der Basis des gültigen energiewirtschaftlichen Rahmens die Perspektiven für die festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergeträger unterschiedlich dar.

²⁰ Die Abschätzung der Daten zum Bioenergieanlagenbestand sowie der realisierten Stromerzeugung resultieren aus dem zum Zeitpunkt der Berichterstellung bekannten Wissenstand. Es wird erwartet, dass im Laufe der Folgemonate voraussichtlich aktualisierte Daten zur Verfügung stehen, beispielsweise von einzelnen Bundesländern. Diese Daten werden bei der weiteren Berichterstattung einbezogen und fortlaufend aktualisiert.

²¹ EEG-fähige Biomasse(heiz)kraftwerke zum Ende des Jahres 2010 einbezogen (ohne Berücksichtigung von Papier- und Zellstoffindustrie, Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{el} und Holzvergäsern)

²² ohne Berücksichtigung der Anlagen und Stromeinspeisung aus Biomethananlagen

²³ Betriebsstunden Pflanzenöl-BHKW eistungsklassenspezifisch zugrunde gelegt

²⁴ Wärmenutzung für Biogas bedeutet extern genutzte Wärme (d. h. keine Fermenterbeheizung), nach Abzug des Eigenwärmebedarfs und unter der Annahme, dass 50 % der dann noch verfügbaren Wärme genutzt werden.

²⁵ Anteil der genutzten Wärme für pflanzenölbetriebene BHKW mit 80 % angenommen

- In den bestehenden **Biomasse(heiz)kraftwerken** wird noch immer zu einem Großteil Altholz genutzt. Der Einsatz naturbelassener biogener Festbrennstoffe gewinnt weiterhin an Bedeutung, ist aber wegen der vergleichsweise hohen Brennstoffkosten nur bei sehr guten Standortrahmenbedingungen betriebswirtschaftlich möglich. Der Ausbau der installierten elektrischen Leistung im Festbrennstoffsektor kann deshalb in den vergangenen 4 Jahren eher als moderat gegenüber dem Zeitraum 2004 bis 2006 bezeichnet werden. Während in der Vergangenheit vorrangig Dampfturbinen zum Einsatz kamen, konnten sich in den letzten Jahren Stromerzeugungstechnologien im kleinen und mittleren Leistungsbereich (Größenordnung bis 5 MW_{el}) am Markt etablieren und die hier noch vorhandenen Ausbaupotenziale erschließen. Insbesondere die ORC-Technologie mit einer hohen Wärmeauskopplung ist dabei zu nennen. Der Einsatz von anderen Technologien hängt ganz wesentlich von der Entwicklung marktreifer Verfahren und Systeme in den unterschiedlichen Leistungsklassen ab (Vergasung, Stirling-Motor, etc.). Neben der technischen Weiterentwicklung ist für den mittelfristigen Ausbau der Festbrennstoffnutzung entscheidend, ob zukünftig eine breitere Rohstoffbasis zu einem aus ökonomischer Sicht attraktiven Brennstoffpreis verfügbar ist. Mit dem geringfügig erhöhten NawaRo-Bonus für den 100 %-igen Einsatz von Landschaftspflegematerial und Kurzumtriebsplantagenhölzern (KUP) in Anlagen zwischen 0,5 - 5 MW_{el} wurden in der EEG-Neufassung 2009 dazu erste Anreize gesetzt. Aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips wird dieser Bonus in der Praxis jedoch kaum genutzt. Nach der Klarstellung der Definition zum Landschaftspflegematerial wird sich in den kommenden Jahren zeigen, ob hiermit größere Anreize für die Bereitstellung zusätzlicher Biomassepotenziale geschaffen werden konnten und sich der Anteil an Landschaftspflegeholz zur anteiligen Strom- und Wärmebereitstellung erhöht. Dagegen wird bei Beibehaltung der aktuellen Rahmenbedingungen nicht mit einem verstärkten Einsatz von KUP gerechnet, da einerseits die Versorgungssicherheit aufgrund der marginalen Anbauflächen in Deutschland für Biomasse-HKW nicht gewährleistet werden kann und andererseits vergleichsweise hohe Bereitstellungskosten für KUP bestehen.
- **Biogasanlagen** werden nach wie vor in einem weiten Anwendungsbereich auf der Basis von tierischen Nebenprodukten (z. B. Gülle) und Energiepflanzen gebaut. der Neufassung des EEG im Jahr 2009 ist der Ausbau des Biogasanlagenbestandes rasant vorangeschritten und hat in den vergangenen zwei Jahren Höchstwerte erreicht. In Hinblick auf die bevorstehende Novellierung des EEG im Jahr 2012 und die damit verbundenen Unsicherheiten ist davon auszugehen, dass im Jahr 2011 der Ausbau von Biogasanlagen Höchstwerte erzielen wird. Dies kann auf die im EEG 2009 gesetzten Anreizwirkungen für die Stromerzeugung aus Biogas zurückgeführt werden. Die installierte Anlagenleistung als auch die in Biogasanlagen realisierte Stromerzeugung leistet anteilig den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland. Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 zeichnet sich deutlich der Trend hin zu kleinen und mittleren Biogasanlagen (< 500 kW_{el}) ab. Hinsichtlich des Substrateinsatzes dominieren dabei der Einsatz von tierischen Nebenprodukten (Gülle und Festmist) sowie nachwachsende Rohstoffe, die jeweils über den NawaRo- und Güllebonus im EEG besonders gefördert werden. Die Rolle von Bioabfällen und industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffen am Substrateinsatz der Neuanlagen ist damit etwas zurückgegangen. Für den Energiepflanzenanbau zum Einsatz in Biogasanlagen wurden 2010 schätzungsweise 1,16 Millionen ha genutzt. Damit ist für die Flächenbeanspruchung für die Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme zu verzeichnen. Dies macht sich insbesondere durch den Anstieg des energetischen Anteils von NawaRo am Substrateinsatz bemerkbar. Zunehmend spielen neben den Vor-Ort-

Verstromungsanlagen Biogasaufbereitungs- und –einspeiseanlagen eine wichtige Rolle zur Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis von Biogas. Gegenwärtig sind diesbezüglich zahlreiche Projekte in der Realisierung bzw. der Planung.

- **Pflanzenöl-BHKW** können nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn das Pflanzenöl zu günstigen Preisen bereitgestellt werden kann und die anfallende Wärme möglichst vollständig genutzt wird. Bereits in 2007/2008 wurde deshalb ein erheblicher Teil der Anlagen außer Betrieb genommen. Nachdem die Pflanzenölpreise im Jahr 2009 wieder auf ein moderates Preisniveau sanken, stiegen sie im Verlauf des Jahres 2010 wieder auf den bereits in 2008 erreichten Peak, was derzeit erneut zu einem Markteinbruch bei der Stromerzeugung aus Pflanzenöl führte. Vor diesem Hintergrund setzt sich auch der Trend eines deutlich abgeschwächten Zubaus aus 2009 im Bereich der Pflanzenöl-BHKW weiter fort, begleitet von dem Trend zur vorübergehenden oder endgültigen Stilllegung von Anlagen um den Jahreswechsel 2010/ 2011. Es lässt sich nur schwer abschätzen, wie die Weiterentwicklung der Branche aussehen könnte. Einerseits war hier in der Vergangenheit ein sehr schnell reagierender Markt mit rasantem Wachstum zu beobachten, andererseits wird derzeit vor allem durch die deutlich gestiegenen Pflanzenpreise aber auch den erhöhten Verwaltungsaufwand, der mit der Einführung der Nachhaltigkeitsnachweise verbunden ist, eine neue Marktbelebung eher behindert. Der Einsatz von Pflanzenöl zur Stromerzeugung wird weiterhin durch den Import von Palmöl dominiert. Beim Einkauf von zertifiziertem Pflanzenöl können nachfragebedingte Mehrkosten entstehen.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Anlagenbestand & installierte elektrische Leistung der in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke (Stand Ende 2010 – ohne Papier-/ Zellstoffindustrie, ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW _{el} und ohne Holzvergaser).....	9
Abb. 2-2: Aufteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenanzahl (links) und Anlagenleistung (rechts)	11
Abb. 2-3: Regionale Verteilung von Anlagenbestand und install. elektr. Leistung	13
Abb. 2-4: Regionale Verteilung von Anlagenzubau und install. elektr. Leistung für das Jahr 2010 ...	14
Abb. 2-5: Standort, Leistungs- und Brennstoffklasse der Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland (ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW _{el} und ohne Holzvergaser).....	16
Abb. 2-6: Betreiberformen der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und inst. elek. Leistung (rechts)	18
Abb. 2-7: Betreiberformen der 2010 in Betrieb genommenen Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und inst. elek. Leistung (rechts)	19
Abb. 2-8: Zubau von ORC- und Dampfturbinenanlagen 2000 bis 2010.....	21
Abb. 2-9: Brennstoffeinsatz in Biomasse(heiz)kraftwerken nach Anlagenzahl (links) und inst. elek. Leistung (rechts)	23
Abb. 2-10: Erwarteter Brennstoffeinsatz von naturbelassenem Holz	24
Abb. 2-11: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AII	24
Abb. 2-12: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AIV	25
Abb. 2-13: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Mischsortimenten	25
Abb. 2-14: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von Altholzsortimenten [26].....	27
Abb. 2-15: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von Hackschnitzel aus Waldholz [20]	27
Abb. 2-16: Ankaufpreise für Verwerter von NawaRo-Holz [24], [25]	29
Abb. 2-17: Übersicht der in Deutschland aktiven Entwickler/ Anbieter von Biomassevergasungssystemen 2009/2010 [11].....	32
Abb. 3-1: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung in MW _{el}), ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen.....	37
Abb. 3-2: Größenklassenverteilung des Anlagenzubaus 2008-2010.....	38
Abb. 3-3: Installierte Biogasanlagenleistung je ha landwirtschaftliche Fläche, Bezugsebene: Bundesland, [56]	40
Abb. 3-4: Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen in Deutschland; Bezugsebene: Postleitzahl Stand 01/2011; Biogasdatenbank DBFZ) [1],[37],[42],[43],[46].....	41
Abb. 3-5: Anlagenzahl, gesamte und durchschnittliche elektrische Anlagenleistung in Deutschland zum Stand 12/2010, Bezugsebene: Landkreise; Biogasdatenbank DBFZ, [1],[37],[42],[43],[46]	42
Abb. 3-6: installierte elektrische Anlagenleistung bezogen auf 1 000 ha landwirtschaftliche Fläche, Bezugsebene: Landkreis	43
Abb. 3-7: Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland mit Angabe des Status (in Betrieb, in Bau, in Planung), Bezugsebene: Postleitzahl Stand 12/2010	45
Abb. 3-8: Betreiberbefragung 2010 - Anlagenbestand und Rücklauf, Bezugsebene: Postleitzahl	49

Abb. 3-9: Rechtsform der Betreiberunternehmen von Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	50
Abb. 3-10: Verteilung der Art der Anlagengenehmigung bei Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	51
Abb. 3-11: relative Häufigkeit der Vergütungsstruktur der Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	52
Abb. 3-12: Inanspruchnahme des KWK-Bonus differenziert nach KWK-Bonus 2004 und KWK-Bonus 2009 (Betreiberbefragung DBFZ 2010); A - Anlagenbestand, B – Inbetriebnahme vor 2009	55
Abb. 3-13: Inanspruchnahme des Technologie-Bonus differenziert nach Technologie-Bonus 2004 und Technologie-Bonus 2009 (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	56
Abb. 3-14: Einsatz von Gas-Otto- und Zündstrahl-Motoren zur Verstromung des Biogases (Betreiberbefragung DBFZ 2010) A - Anlagenbestand, B - Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010, 2011)	58
Abb. 3-15: Verteilung des Eigenstrombedarfs in Abhängigkeit von der installierten Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	60
Abb. 3-16: Verteilung des Anteils der externen Wärmenutzung bezogen auf die Rückmeldungen (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	63
Abb. 3-17: Häufigkeit der Wärmenutzung, absolut und relativ (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	65
Abb. 3-18: Verteilung nach Art der Trocknungsprozesse (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	65
Abb. 3-19: Prozessführung der Biogasanlagen (nach Definition "Trockenfermentation" EEG 2004) (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	67
Abb. 3-20: Verfügbarkeit einer Gasfackel (Betreiberbefragung DBFZ 2010); A – Anlagenbestand, B – Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010, 2011).....	69
Abb. 3-21: Abdeckung von Gärrestlagern (Betreiberbefragung DBFZ 2010); A - Anlagenbestand, B - Neuanlagen nach EEG 2009 (Inbetriebnahme 2009, 2010, 2011).....	71
Abb. 3-22: Verteilung der Ausfallzeiten bezogen auf die Rückmeldungen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	73
Abb. 3-23: Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	75
Abb. 3-24: Energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010) Bezugsgröße: spezifische Methanerträge der eingesetzten Substrate	76
Abb. 3-25: veränderter Gülleeinsatz in Biogasanlagen seit Neufassung des EEG 2009 bezogen auf die Rückmeldungen (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	78
Abb. 3-26: Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	78
Abb. 4-1 Entwicklung von Anlagenzahl und installierter elektrischer Leistung von Pflanzenöl-BHKW seit 2004	81
Abb. 4-2 Anteil der registrierten Anlagen nach Leistungsklassen entsprechend Anzahl und elektrischer Leistung [12]	81
Abb. 4-3 Verteilung des eingesetzten Pflanzenöls bei den befragten Pöl-BHKW-Betreibern nach Anlagenzahl und installierter elektrischer Leistung in MW	83
Abb. 4-4 Entwicklung der Preise für Pflanzenölraffinate in Deutschland und Europa 2010/2011 [1].....	83
Abb. 4-5 Entwicklung der Pflanzenölpreise in Deutschland und Europa 2007-2011 [37]	84
Abb. 4-6 Mehrkosten in €/t für als nachhaltig zertifiziertes Raps- und Palmöl (Umfrage Pöl-BHKW-Betreiber)	85

Abb. 4-7	Leistungsklassen der BHKWs der Befragung nach Anzahl und installierter elektrischer Leistung.....	86
Abb. 4-8	Status der BHKWs der Befragung nach installierter elektrischer Leistung in MW sowie der bei der BLE registrierten installierten elektrischen Leistung in den Leistungsklassen [12]	86
Abb. 4-9	Anzahl der befragten BHKW-Betreiber mit Bonuszahlungen.....	87
Abb. 4-10	Externe Wärmenutzung der befragten BHKW-Betreiber	87
Abb. 4-11	Verbesserungswünsche der befragten BHKW –Betreiber hinsichtlich Novellierung des EEG.....	88
Abb. 5-1:	Betriebsfläche nach Art der Nutzung (DBFZ Betreiberbefragung 2010).....	90
Abb. 5-2:	Gemittelter Anteil der Fläche für den Substratanbau zum Einsatz in der Biogasanlage an der Gesamtfläche der Betriebe (Betreiberbefragung 2010)	91
Abb. 5-3:	Massebezogener Substrateinsatz und dafür verwendete Anbaufläche (Betreiberbefragung 2010).....	92
Abb. 5-4:	Mittlerer Substrateinsatz in den Biogasregionen	93
Abb. 5-5:	Transportentfernung für NawaRo und Wirtschaftsdünger (DBFZ Betreiberbefragung 2010), n=334	94
Abb. 5-6:	Flächenanteil der Gärrestausbringung im Betrieb und extern (DBFZ Betreiberbefragung 2010)	95
Abb. 5-7:	Prozentuale Verteilung der Gärrestverwertung bzw. -aufbereitung auf die Betriebsgröße (nach DBFZ Betreiberbefragung 2010).....	96
Abb. 5-8:	Relative Einsatzhäufigkeit von nachwachsenden Rohstoffen nach Anzahl des Substrateinsatzes der Biogasanlagen 2008-2010 (DBFZ Betreiberbefragung 2008-2010) .	97
Abb. 5-9:	Massebezogene Einsatzhäufigkeit der Substratgruppe Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen im Mittel (DBFZ Betreiberbefragung 2010) n=282.....	98
Abb. 5-10:	Rohgasproduktion der erfassten Einspeiseanlagen	99
Abb. 5-11:	Substratzusammensetzung landwirtschaftlicher Einspeiseanlagen.....	100
Abb. 5-12:	Verlust von Dauergrünland nach Bundesländern, Stand Herbst 2010 im Vergleich zum Referenzjahr 2003 und Gesamtdeutschland (letzte Spalte), nach [5]	104
Abb. 5-13:	Aufteilung nach Anbauflächen für eingesetzte Substrate anteilig an der Gesamtanbaufläche der Betriebe (DBFZ Betreiberbefragung 2010) n = 541	106
Abb. 5-14:	Anzahl der Betriebe, die eine Nutzungsänderung der Grünlandfläche vornahmen. Anzahl der Nennungen (DBFZ Betreiberbefragung 2010) n=495	107
Abb. 6-1:	Verteilung der Stromerzeugung aus Biomasse in 2010	112
Abb. 6-2:	Entwicklung der installierten Anlagenleistung sowie Anlagenanzahl zur Stromerzeugung aus Biomasse 2000-2010.	112

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Regionale Verteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke	12
Tabelle 2-2:	Abschätzung des Anlagenzubaues 2010	14
Tabelle 2-3:	Entwicklung des Anlagenbestandes von Holzvergasungsanlagen in Deutschland	30
Tabelle 2-4:	Übersicht der Biomasseheizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie.....	34
Tabelle 3-1:	Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen und der installierten elektrischen Anlagenleistung in Deutschland nach Bundesländern (Befragung der Länderinstitutionen 2011, Schätzungen DBFZ) [1],[33],[37],[42],[43],[44],[46],[48]	39
Tabelle 3-2:	Verteilung der in Betrieb, Bau/ Planung befindlichen Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen und der installierten Aufbereitungskapazität in Deutschland nach Bundesländern.....	44
Tabelle 3-3:	Rücklauf Betreiberbefragung 2010/11 und Anteil am Anlagenbestand je Bundesland 47	
Tabelle 3-4:	Rücklauf der Betreiberbefragung – Größenklassenverteilung und Anteil am Gesamtanlagenbestand.....	48
Tabelle 3-5:	Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung neben der Grundvergütung für Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	53
Tabelle 3-6:	Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung neben der Grundvergütung für Neuanlagen (Inbetriebnahme 2010/2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	54
Tabelle 3-7:	Inanspruchnahme des Güllebonus bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	55
Tabelle 3-8:	Inanspruchnahme der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung bezogen auf die Anlagengröße (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	57
Tabelle 3-9:	Mittlere Betriebsstunden- und Volllaststundenzahl sowie Standardabweichung und Median (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	59
Tabelle 3-10:	mittlere Betriebsstunden- und Volllaststundenzahl, Standardabweichung und Median in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	60
Tabelle 3-11:	Mittlerer Eigenstrombedarf und Standardabweichung in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	61
Tabelle 3-12:	Mittlerer Eigenwärmebedarf und Standardabweichung in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	62
Tabelle 3-13:	Mittlerer externer Wärmenutzungsgrad und Standardabweichung in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010)	64
Tabelle 3-14:	Einsatzhäufigkeit der Verfahren zur Gasreinigung/ -entschwefelung (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	67
Tabelle 3-15:	Verfügbarkeit Abgasreinigungsverfahren an Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	69
Tabelle 3-16:	Verfügbarkeit einer Gasfackel und Differenzierung nach Art der Gasfackel (stationär, mobil) bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung	70
Tabelle 3-17:	mittleres Gärrestlagervolumen, Standardabweichung und Median bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung	71
Tabelle 3-18:	Verteilung der Ursachen von Ausfallzeiten (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	72

Tabelle 3-19: mittlerer Substratmix in Biogasanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2010).....	76
Tabelle 3-20: Verteilung des massebezogenen Substrateinsatzes in Biogasanlagen für tierische Exkremente, (Betreiberbefragung DBFZ 2010), [1].....	77
Tabelle 5-1: Übersicht über Verweilzeit, Substrateinsatz und installierte Leistung in unterschiedlichen Biogasregionen (Betreiberbefragung 2010).....	92
Tabelle 5-2: Statistische Auswertung für die Transportentfernungen (in km) von eingesetzten Substraten.....	94
Tabelle 5-3: Substratkosten eigener Anbau nach Methangehalt (DBFZ Betreiberbefragung 2010), n=334	102
Tabelle 5-4: Substratkosten externer Zukauf nach Methangehalt (DBFZ Betreiberbefragung 2010), n=334	103
Tabelle 6-1: Stand der Biomassenutzung in Anlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung im Jahr 2010 (Bearbeitungsstand April 2011).....	113

Literaturverzeichnis

- [1] Agromais GmbH: Energymais, 2009.
http://www.agromais.de/cms/dokumente/10006353_321571/8108af13/Biogasbrosch%C3%BCre.pdf Zugriff 07.03.2011
- [2] AMI Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH: MarktWoche Ölsaaten + Biokraftstoffe
- [3] Arlt, M.: „Schwachstellenanalyse von ORC-Biomasseheizkraftwerken in Deutschland“. Masterarbeit, unveröffentlicht, Juli 2010
- [4] Axpo Genesys AG: Biogasausbeute von Hofdüngern und Co-Substraten. <http://www.axpo-genesys.ch/files/artikel/135/m101.pdf> Zugriff 22.03.2011
- [5] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: Biogasbetreiberdatenbank Bayern. <http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/35144/> Zugriff 07.03.2011
- [6] Behm, C.: Pressemitteilung vom 18.11.2010, www.cornelia-behm.de -> Presse -> Finanzkrise und Grünlandverordnungen
- [7] Belaya, V., Preuße, T.: Kornkammer Europas. DLG Mitteilungen, Ausgabe Oktober 2010
- [8] Berner, J.: „Pellets machen Dampf – Blockheizkraftwerk Bison liefert Strom und Wärme aus Holzpellets“. Pellets – Markt und Trends, Ausgabe 1/2011
- [9] BHKW-Prinz.de: Ofen aus: SUNMACHINE GmbH insolvent. <http://www.bhkwpinz.de/sunmachine-gmbh-insolvent/1160>. Zugriff am 21.03.2011
- [10] Bräkow, D.: „Thermochemische Vergasung von Biomasse für die gekoppelte Wärme- und Strombereitstellung“. Erneuerbare Energien, Ausgabe Februar 2009
- [11] Bräkow, D., Oettel, E., Zschunke, T.: Zuarbeit durch FEE e.V. und Hochschule Zittau/Görlitz, Gelsenkirchen, März 2011
- [12] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE): Anonymisierter Auszug aus dem Anlagenregister für EEG-Anlagen (Pflanzenöl-BHKWs), Stand: 24. März 2011
- [13] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE): Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2010, Bonn, März 2011
- [14] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE): Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung, Januar 2010, Bonn
- [15] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), 2006: Die EU-Agrarreform – Umsetzung in Deutschland, Ausgabe 2006, Berlin
- [16] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/46202.php Zugriff 03.03.2011
- [17] Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE): Jahreszahlen Erneuerbare Energien 2010, 07.02.2011
- [18] Bundesverband Säge- und Holzindustrie Deutschland (BSHD): „Clearingstelle entscheidet positiv: Rinde ist NawaRo-fähig“. Pressemitteilung auf www.bshd.eu. Berlin, 25.11.2010
- [19] Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N. e.V.): Heizen mit Energiekorn. Infoschreiben Getreide.
- [20] Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. C.A.R.M.E.N. e.V. (Hrsg.) (2010): Preisentwicklung bei Hackschnitzeln. www.carmen-ev.de. Diverse Zugriffszeiten

- [21] Clearingstelle EEG (Hrsg.): Votum zum Einsatz von Rinde für die Stromerzeugung auf www.clearingstelle-eeeg.de. Berlin, 24.11.2010
- [22] Demharter, W., Environmental Affairs Central Europe, UPM-Kymmene Corporation: Persönliche Mitteilung, 15.09.2010
- [23] Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. 3. Zwischenbericht, Leipzig, 2010
- [24] Europäischer Wirtschaftsdienst (EUWID) – Neue Energien: Ausgabe Nr.4, 2011 vom 23.02.2011
- [25] Europäischer Wirtschaftsdienst (EUWID) – Neue Energien: Ausgabe Nr.22, 2010 vom 04.11.2010
- [26] Europäischer Wirtschaftsdienst (EUWID): Marktbericht für Altholz. In: EUWID Neue Energien. Diverse Ausgaben 2006-2010
- [27] Europäischer Wirtschaftsdienst (EUWID) – Neue Energien: Ausgabe Nr.3, 2011 vom 09.02.2011
- [28] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (Hrsg.): Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich. Gülzow, 2009
- [29] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (Hrsg.): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 5. Aufl., Gülzow, 2010
- [30] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR): schriftliche Mitteilung zum Anbau nachwachsender Rohstoffe, 17.03.2011
- [31] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR): schriftliche Mitteilung zum Anbau nachwachsender Rohstoffe, 15.01.2010
- [32] Heiermann, M.; Suarez-Quinones, T. ; Budde, J. ; Hilse, A. ; Plöchl, M. « Prozessoptimierung durch den Einsatz von Enzymen in Biogasanlagen » ; Gülzower Fachgespräche Band 35, 2011
- [33] HessenEnergie Gesellschaft für rationelle Energienutzung mbH: Biogasanlagenbestand Hessen. Schriftliche Mitteilung. 21.01.2011, Wiesbaden
- [34] Hochberg, H. Repräsentative Agrarstrukturerhebung (ASE) 2009
- [35] Höher, G.: persönliche Mitteilung zur Grünlandsituation, 27.10.10 und Vortrag „Biogasnutzung in Niedersachsen“ am 27.10.10, Jena
- [36] Holz-Zentralblatt (Hrsg.): „Altholz: steigender Bedarf erwartet“. Ausgabe Nr. 39, 2010 vom 01.10.2010
- [37] ISTA Mielke GmbH: OIL WORLD Monthly, World Supply, Demand and Price Forecasts for Oilseeds, Oils and Meals
- [38] Koop, D.: „Feldtest mit Pellet-BHKW“. Solarthemen, 10.02.2011
- [39] Koop, D.: „Klotzen statt Kleckern – Größer, schneller, weiter: Die internationale Pelletproduktion wächst in gigantischen Dimensionen. Die deutsche muss sich profilieren“. Erneuerbare Energien, Ausgabe März 2011
- [40] Krach, W.-J, Manager Regulatory Affairs and Energy Projects, SCA Tissues Europe: Persönliche Mitteilung, 15.09.2010
- [41] Ministerium für Ländlichen Raum, Ernährung und Verbraucherschutz Baden Württemberg: Biogasanlagenbestand Baden-Württemberg 2010. schriftliche Mitteilung, 14.03.2011. Stuttgart
- [42] Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt Sachsen-Anhalt: Biogasanlagenbestand Sachsen-Anhalt. Schriftliche Mitteilung. 20.01.2011, Magdeburg

- [43] Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein: Biogasanlagenbestand Schleswig-Holstein. Schriftliche Mitteilung, 07.02.2011, Kiel
- [44] Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz: Biogasanlagenbestand Rheinland-Pfalz. Schriftliche Mitteilung, 17.02.2011, Mainz
- [45] Müller, Gerd (Parlamentarischer Staatssekretär): „Handlungsansätze und Lösungsvorschläge gegen den Grünlandverlust aus Sicht des BMELV“, Rede auf dem NaBu-Grünlandgipfel am 27.05.09, <http://www.nabu.de/themen/landwirtschaft/landwirtschaftundnatureschutz/10826.html>
- [46] Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung: Länderanfrage Biogasanlagenbestand. schriftliche Mitteilung, 01.03.2011, Hannover
- [47] Niemann, H.: „Die Anlage auf Leistung trimmen“, Top Agrar, 1/2011; 25.03.2011
- [48] PresseEcho: Nachhaltigkeitskriterien müssen Eingang finden im Börsenkontrakt für Raps, 02.03.2011
- [49] Proplanta: Umbruchverbot Niedersachsen: http://www.proplanta.de/Agrar-Nachrichten/agrar_news_themen.php?SITEID=1140008702&Fu1=1256209864
- [50] Ridder, W., Vice President Business Development, Stendal Pulp Holding GmbH: Persönliche Mitteilung, 03.09.2010
- [51] Roskam, A.: „Strom- und Wärmeerzeugung mittels neuartigem Feuerungs- und Kesselsystem“. Präsentation Fa. Kohlbach auf dem Unternehmerforum Kraft-Wärme-Kopplung in der Sägeindustrie“, Nürburgring, 25./ 26.11.2010
- [52] Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie: Biogasanlagenbestand, Landwirtschaft, Sachsen 2010, schriftliche Mitteilung, 31.01.2011, Dresden
- [53] Sauer, B., Leiter Energiemanagement, Sappi Stockstadt GmbH: Persönliche Mitteilung , 30.09.2010
- [54] Scholwin, F., Jung, U., Postel, J.: Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen – Bestandsaufnahme 2008. Studie des Deutschen BiomasseForschungsZentrums im Auftrag des Umweltbundesamtes, Leipzig, 2009
- [55] Schraa, M., von Schenk, W.: Getreide und Raps gefragt. Bauernzeitung 51. Jahrgang 2010 Heft 51/52
- [56] Statistisches Bundesamt Deutschland: GENESIS-Online Datenbank, <https://www.genesis.destatis.de>. Tatsächliche Flächennutzung Deutschland 2009.
- [57] Statistisches Bundesamt Deutschland: Flächennutzung. <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Umwelt/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Flaechennutzung/Aktuell.psml>
- [58] Thaysen, J.: Verlustquelle Sickersäfte sicherer vermeiden. Wenn das Silo „zu laufen“ beginnt. In: Landpost, 18, 2.Januar 2010
- [59] Vattenfall Europe New Energy GmbH (Hrsg.): Diverse Pressemitteilungen und Artikel auf www.vattenfall.de (u.a. „Das neue Heizkraftwerk Klingenberg – Investition in eine klimafreundliche Zukunft“). Zugriff am 28.03.2011