

**Vorschlag für ein Dokumentationssystem für Beschaffenheitsmerkmale
von Biogas (Leitfaden)
STAND: 01.01.2024**

im Auftrag der

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestraße 128a, 10115 Berlin

Im Rahmen des Projekts

**„Entwicklung und Umsetzung eines Leitfadens zur EEG-
konformen Dokumentation von Biomethan“**

erstellt durch

Rechtsanwalt Dr. Martin Altrock, Mag.rer.publ.

Rechtsanwältin Silvia Reichelt,

Rechtsanwältin Christine Kliem. LL.M. (Aberdeen)

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · Partnerschaft
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

T +49 (30) 611 28 40-0 · F +49 (30) 611 28 40-99 · bbh@bbh-online.de

01.01.2024

Inhaltsüberblick

Teil 1	Problem und Lösung im Überblick.....	14
Teil 2	Inhaltliche Anforderungen an ein Dokumentensystem.....	16
A.	Überblick: Rechtlicher Rahmen für die Verwendung von Biogas.....	16
B.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2023.....	48
C.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2021.....	50
D.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2017.....	84
E.	Anforderungen an Speichergas aus dem EEG 2021, EEG 2017, EEG 2014, EEG 2012 und EEG 2009.....	109
F.	Anforderungen an Grünen Wasserstoff aus dem EEG 2021	121
G.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2014	130
H.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2012.....	142
I.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2009	180
J.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2004	200
K.	Anforderungen an Biogas aus der GasNZV	207
L.	Anforderungen an Biogas aus dem GEG 2024	210
M.	Anforderungen an Biogas aus dem GEG 2020	217
N.	Anforderungen an Biogas aus dem EEWärmeG	221
O.	Anforderungen an Biogas aus dem EWärmeG 2008 (Baden-Württemberg).....	224
P.	Anforderungen an Biogas aus dem EWärmeG 2015 (Baden-Württemberg).....	227
Q.	Anforderungen an Biogas aus dem KWKG 2017 („Klassische“ KWK-Anlagen und iKWK-Systeme).....	239
R.	Anforderung an Biogas aus dem KWKG 2017 (Wärmenetze und -speicher).....	245
S.	Anforderungen an Biogas aus dem Energiesteuergesetz	249
T.	Anforderungen an Biogas aus § 37b BImSchG (Biokraftstoffquoten).....	251
U.	Anforderungen an Biogas nach der Biokraft-NachV	255
V.	Anforderungen an Biogas aus dem StromStG	259
W.	Anforderungen an Biogas aus dem TEHG.....	261
X.	Anforderungen an Biogas aus dem BEHG.....	267
Y.	Anforderungen an Biogas aus der BioSt-NachV	271
Teil 3	Methodische Anforderungen an das Dokumentationssystem	277
A.	Gesetzliche Anforderungen an das Dokumentationssystem	278
B.	Funktionale Anforderungen an das Dokumentationssystem.....	293
C.	Übersicht über mögliche Nachweismethoden	297
Teil 4	Beschreibung des Dokumentationssystems „Biogasregister Deutschland“	317
A.	Das Biogasregister Deutschland.....	317
B.	Der Ablauf des Dokumentationsverfahrens.....	326

Inhaltsverzeichnis

Teil 1	Problem und Lösung im Überblick.....	14
Teil 2	Inhaltliche Anforderungen an ein Dokumentensystem.....	16
A.	Überblick: Rechtlicher Rahmen für die Verwendung von Biogas.....	16
	I. EEG	16
	II. GEG.....	21
	III. EEWärmeG.....	23
	IV. EWärmeG (Baden-Württemberg).....	24
	V. KWKG.....	25
	VI. BEHG.....	28
	VII. Rechtsrahmen für die Gas-Einspeisung: GasNZV, EnWG, KoV IX und gesetzliche Vorgaben zur Massenbilanzierung	30
	1) Netzzugang und Abwicklung nach dem „Biogasliefermodell“	31
	2) Netzzugang und Abwicklung nach dem „Zertifikatsmodell“	33
	a) Zertifikatsmodell und EEG 2021/EEG 2017/EEG 2014/EEG 2012	35
	b) Zertifikatsmodell und EEG 2009	39
	c) Zertifikatsmodell und GEG bzw. EEWärmeG.....	40
	d) Zertifikatsmodell und Biokraft-NachV.....	42
	e) Verbleibender Anwendungsbereich.....	42
	VIII. Weitere Gesetze und Verordnungen.....	42
	1) Energiesteuergesetz (EnergieStG).....	42
	2) Biokraftstoffquotengesetz / Bundesimmissionsschutzgesetz.....	43
	3) Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)	44
	4) Stromsteuergesetz (StromStG).....	45
	5) Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)	46
	a) Reduktion von Treibhausgasen durch Marktmechanismus.....	46
	b) Anwendungsbereich für Biogas	47
	6) Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung	47
B.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2023.....	48
	I. Anwendungsbereich.....	48
	II. Zahlungsanspruch für die Erzeugung von Strom aus Biomasse	48
C.	Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2021.....	50
	I. Anwendungsbereich.....	50
	II. Zahlungsanspruch für die Erzeugung von Strom aus Biomasse	55
	1) Gesetzliche Anforderungen	56
	a) Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch.....	57
	b) Anlagen in der Ausschreibung: Begrenzung von Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“).....	60
	c) Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021.....	61
	d) Mischeinsatz von Biomassen und bilanzielle Teilbarkeit	61
	e) Hydraulische Verweilzeit in gasdichtem und an Gasverwertung angeschlossenem System der Biogasanlage und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung	62

01.01.2024

f) Leistungsgrenze für Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung/ Anforderungen des § 44c EEG 2021	63
2) Was muss nachgewiesen werden?	64
III. Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen.....	68
1) Gesetzliche Anforderungen, wenn der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird	69
a) Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen/Gasabtausch	69
b) Ausschließlichkeit.....	70
c) Bilanzielle Teilbarkeit.....	70
d) Einrichtung zur Nachrotte	72
e) Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung	72
f) Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen	73
2) Gesetzliche Anforderungen für Anlagen in der regulären Ausschreibung	73
a) Biogas aus Bioabfällen/Gasabtausch.....	73
b) Ausschließlichkeit.....	75
c) Bilanzielle Teilbarkeit.....	75
d) Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung	76
e) Hydraulische Verweilzeit und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen	76
3) Was muss nachgewiesen werden?	77
IV. Biomethananlagen in der Sonderausschreibung	78
1) Gesetzliche Anforderungen	78
a) Ausschließlicher Biomethaneinsatz	79
b) Biomethan aus Biomasse i.S.d. BiomasseV/ Gasabtausch	79
c) Mischeinsatz von Biomassen und Bilanzielle Teilbarkeit	80
d) Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021.....	81
e) Begrenzung von Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“)	81
f) Hydraulische Verweilzeit in gasdichtem und an Gasverwertung angeschlossenem System der Biogasanlage und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung	81
g) Bemessungsleistung in Höhe von 15 %/ Anforderungen des § 44c EEG 2021	82
2) Was muss nachgewiesen werden?	83
D. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2017.....	84
I. Anwendungsbereich.....	84
II. Zahlungsanspruch für die Erzeugung von Strom aus Biomasse	85
1) Gesetzliche Anforderungen	85
a) Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch.....	86
b) Anlagen in der Ausschreibung: Begrenzung von Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“)......	90

01.01.2024

c) Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017	90
d) Mischeinsatz von Biomassen und bilanzielle Teilbarkeit	93
e) Hydraulische Verweilzeit in gasdichtem und an Gasverwertung angeschlossenem System der Biogasanlage und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung	94
f) Leistungsgrenze für Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in Kraft- Wärme-Kopplung	95
2) Was muss nachgewiesen werden?	96
III. Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen	99
1) Gesetzliche Anforderungen, wenn der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird	100
a) Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen/Gasabtausch	100
b) Ausschließlichkeit	101
c) Bilanzielle Teilbarkeit	101
d) Einrichtung zur Nachrotte	103
e) Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung	103
f) Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen	104
2) Gesetzliche Anforderungen für Anlagen in der Ausschreibung	104
a) Biogas aus Bioabfällen/Gasabtausch	104
b) Ausschließlichkeit	105
c) Bilanzielle Teilbarkeit	106
d) Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung	106
e) Hydraulische Verweilzeit und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen	107
3) Was muss nachgewiesen werden?	107
E. Anforderungen an Speichergas aus dem EEG 2021, EEG 2017, EEG 2014, EEG 2012 und EEG 2009	109
I. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2021	109
1) Speichergas	110
2) Zwischenspeicherung vor dem Netz	111
3) Gasabtausch und Massenbilanzierung	112
4) Anforderungen an die Ausschließlichkeit	112
a) Ausschließkeitsprinzip des § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021	113
b) Ausschließkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2021	115
5) Zahlungsanspruch	116
II. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2017	117
III. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2014	117
IV. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2012	117
V. Gesetzliche Anforderungen EEG 2009	118
VI. Was muss nachgewiesen werden?	120
F. Anforderungen an Grünen Wasserstoff aus dem EEG 2021	121
I. Regelungszusammenhang	121

01.01.2024

II. Anforderungen an den Strombezug nach der EEG	122
1) 5.000 Vbh-Kriterium	122
2) Elektrochemische Herstellung	123
3) EE-Strombezug	123
4) Standort in der Preiszone in Deutschland	124
5) Keine Förderung des eingesetzten Stroms	125
III. Weitergehende Anforderungen aus anderen Förderkontexten	125
1) Strombezug über eine Direktleitung	126
a) Zusätzlichkeit	126
b) Kein Netzanschluss	126
2) Anforderungen bei Netzbezug	127
a) 90 % EE-Stromanteil in der Gebotszone	127
b) EE-Stromliefervertrag	127
aa) Zusätzlichkeit	127
bb) Kein Strom aus geförderten Anlagen	128
cc) Gleichzeitigkeit oder geringe Strompreise	128
dd) Räumliches Nähekriterium	129
c) Überschussstrom	129
3) Fazit und Ausblick	130
G. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2014	130
I. Anwendungsbereich	130
II. Förderung für die Erzeugung von Strom aus Biomasse	131
1) Gesetzliche Anforderungen	131
a) Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch	132
b) Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017	132
c) Mischeinsatz von Biomassen und bilanzielle Teilbarkeit	132
d) Hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung	133
e) Leistungsgrenze für Förderanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung	134
2) Was muss nachgewiesen werden?	135
III. Förderung für die Vergärung von Bioabfällen	137
1) Gesetzliche Anforderungen	137
a) Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen/Gasabtausch	137
b) Ausschließlichkeit	138
c) Bilanzielle Teilbarkeit	138
d) Einrichtung zur Nachrotte	139
e) Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen	139
f) Leistungsgrenze für Förderanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung	140
2) Was muss nachgewiesen werden?	141
H. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2012	142
I. Anwendungsbereich	142

01.01.2024

1) Grundsatz: Anlagen, die nach dem Inbetriebnahmebegriff des EEG 2012 seit dem 01.01.2012 und vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden	142
2) Ausnahme 1: Anlagen, die vor dem 01.08.2014 erstmals Strom aus fossilen und nach dem 31.07.2014 erstmals Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt haben.....	144
3) Ausnahme 2: Anlagen, die vor dem 23.01.2014 genehmigt oder zugelassen wurden und nach dem 31.07.2014 und vor dem 01.01.2015 in Betrieb genommen wurden	145
II. Mögliche Vergütungen	146
III. Vergütung für die Erzeugung von Strom aus Biomasse	147
1) Gesetzliche Anforderungen	147
a) Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch.....	147
b) Maximal 60 Masseprozent Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“)	150
c) Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2014.....	152
d) Technisch gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung.....	153
e) Leistungsgrenze für feste Einspeisevergütung bzw. Direktvermarktung.....	154
f) Historische Höchstbemessungsleistung	156
g) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 und 3 EEG 2017 – 1. Alt.)	157
h) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 – 2. Alt.).....	158
2) Was muss nachgewiesen werden?	162
IV. Einsatzstoffbezogene Zusatzvergütungen für die Erzeugung von Strom aus Biomasse.....	165
1) Gesetzliche Anforderungen	166
a) Einsatzstoffvergütungskategorie I	166
b) Einsatzstoffvergütungskategorie II	167
c) Mischeinsatz.....	167
2) Was ist nachzuweisen?	170
V. Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen.....	170
1) Gesetzliche Anforderungen	171
a) Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen / Gasabtausch.....	171
b) Ausschließlichkeit.....	172
c) Bilanzielle Teilbarkeit.....	173
d) Einrichtung zur Nachrotte	174
e) Technisch gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers	174
f) Leistungsgrenze für feste Einspeisevergütung bzw. Direktvermarktung.....	174
g) Historische Höchstbemessungsleistung	175
h) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 und 6 EEG 2017 – 1. Alt.).....	175

01.01.2024

i) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2014 – 2. Alt.).....	176
2) Was ist nachzuweisen?	176
VI. Gasaufbereitungs-Bonus	178
1) Gesetzliche Anforderungen	178
2) Was ist nachzuweisen?	179
I. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2009	180
I. Grundvergütung	181
1) Gesetzliche Anforderungen	181
a) Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch.....	181
b) Ausschließlichkeit gemäß § 16 Abs. 1 EEG 2009	183
c) Historische Höchstbemessungsleistung	184
d) Weitere Voraussetzungen.....	184
e) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 bis 4 EEG 2017 – 1. Alt.)	184
f) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 – 2. Alt.).....	185
2) Was muss nachgewiesen werden?	185
II. Nawaro-Bonus.....	187
1) Gesetzliche Anforderungen	187
a) Nachwachsende Rohstoffe oder Gülle	188
b) Mischeinsatz mit pflanzlichen Nebenprodukten	188
c) „Landschaftspflege-Bonus“	191
d) Weitere Voraussetzungen.....	192
2) Was muss nachgewiesen werden?	193
III. Technologie-Bonus.....	193
1) Gesetzliche Anforderungen	193
2) Was muss nachgewiesen werden?	195
IV. Bilanzielle Teilung	196
1) Zulässigkeit der bilanziellen Teilung im EEG 2009	196
2) Begriff der bilanziellen Teilung	197
3) Auswirkungen auf den Nawaro-Bonus.....	198
4) Auswirkungen auf die THG-Quote	199
J. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2004	200
I. Grundvergütung	201
1) Gesetzliche Anforderungen	201
a) Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch	201
b) Ausschließlichkeit.....	201
c) Historische Höchstbemessungsleistung	202
d) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 bis 4 EEG 2017 – 1. Alt.)	202

01.01.2024

e) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 – 2. Alt.).....	202
2) Was muss nachgewiesen werden?	203
II. Nawaro-Bonus.....	204
1) Gesetzliche Anforderungen	204
2) Was muss nachgewiesen werden?	205
III. Technologie-Bonus.....	205
1) Gesetzliche Anforderungen	205
2) Was muss nachgewiesen werden?	206
K. Anforderungen an Biogas aus der GasNZV.....	207
I. Anforderungen an Biogas	207
II. Was muss bzw. soll nachgewiesen werden?.....	208
L. Anforderungen an Biogas aus dem GEG 2024	210
I. Gesetzliche Anforderungen an Biogas	210
1) 65 %-EE-Vorgabe für neue Heizungen	210
a) Biogas als pauschale Erfüllungsoption	210
b) Anforderungen an die Biogaslieferung	211
c) Zeitlicher Geltungsbereich.....	212
2) Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs bei zu errichtenden Gebäuden	213
II. Was muss nachgewiesen werden?	215
III. Nachweisberechtigter	216
1) Nachweis bei 65 %-EE-Vorgabe.....	216
2) Nachweis bei Berücksichtigung im Jahres-Primärenergiefaktor	216
M. Anforderungen an Biogas aus dem GEG 2020	217
I. Gesetzliche Anforderungen an Biogas	217
1) Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs bei zu errichtenden Gebäuden	217
2) Nutzungspflicht bei zu errichtenden Gebäuden	218
3) Nutzungspflicht bei bestehenden öffentlichen Gebäuden	219
II. Was muss nachgewiesen werden?	219
III. Nachweisberechtigter	220
1) Nachweis bei Nutzungspflicht	220
2) Nachweis bei Berücksichtigung im Jahres-Primärenergiefaktor	221
N. Anforderungen an Biogas aus dem EEWärmeG	221
I. Was muss nachgewiesen werden?	223
II. Nachweisberechtigter	224
O. Anforderungen an Biogas aus dem EEWärmeG 2008 (Baden-Württemberg)	224
I. Gesetzliche Anforderungen an den Einsatz von Biogas	225
II. Was muss nachgewiesen werden?	226
III. Nachweisberechtigter	227

01.01.2024

P.	Anforderungen an Biogas aus dem EWärmeG 2015 (Baden-Württemberg)	227
I.	Gesetzliche Anforderungen an den Einsatz von Biogas	228
II.	Was muss nachgewiesen werden?	229
III.	Nachweisberechtigter	230
IV.	Spezialfall: Einsatz von Biogas, wenn dieses nicht in der Bundesrepublik Deutschland eingespeist wurde	231
1)	Gesetzliche Anforderungen	231
a)	Einspeisung in das „Gasnetz“ („Gasabtausch“)	231
b)	Massenbilanzierung	235
c)	Anforderungen an das Biomethan (Ausgangsstoffe und Umstände der Erzeugung)	236
2)	Was ist nachzuweisen?	237
3)	Nachweisberechtigter	239
Q.	Anforderungen an Biogas aus dem KWKG 2017 („Klassische“ KWK-Anlagen und iKWK-Systeme).....	239
I.	Gesetzliche Anforderungen	240
1)	„Klassische“ KWK-Anlagen	240
2)	Innovative KWK-Systeme	240
a)	Innovative erneuerbare Wärme in iKWK-Systemen (§ 24 Abs. 1 Nr. 2 KWKAusV)	241
b)	Biomethaneinsatz in der KWK-Anlage eines iKWK-Systems (§ 19 Abs. 5 KWKAusV).....	242
II.	Was muss nachgewiesen werden?	243
1)	„Klassische“ KWK-Anlagen	243
2)	iKWK-Systeme	243
R.	Anforderung an Biogas aus dem KWKG 2017 (Wärmenetze und -speicher).....	245
I.	Gesetzliche Anforderungen	245
II.	Was muss nachgewiesen werden?	248
S.	Anforderungen an Biogas aus dem Energiesteuergesetz	249
I.	Gesetzliche Anforderungen an Biogas	249
II.	Was muss nachgewiesen werden können?	251
T.	Anforderungen an Biogas aus § 37b BImSchG (Biokraftstoffquoten).....	251
I.	Gesetzliche Anforderungen an Biogas	251
1)	Treibhausgasminderungsquoten	252
2)	Biomethan als Biokraftstoff.....	252
3)	Erfüllung der Quoten mit Biomethan.....	253
4)	Verordnungsermächtigungen.....	254
II.	Was muss nachgewiesen werden?	254
III.	Alte Rechtslage: Doppelte Gewichtung bestimmter Biokraftstoffe	254
U.	Anforderungen an Biogas nach der Biokraft-NachV	255
I.	Anwendungsbereich für Biogas	256
II.	Anforderungen an Biogas	256

01.01.2024

III. Relevanz für das zu entwickelnde Dokumentationssystem	258
V. Anforderungen an Biogas aus dem StromStG	259
W. Anforderungen an Biogas aus dem TEHG.....	261
I. Was muss nachgewiesen werden können?	266
II. Nachweisberechtigter	267
X. Anforderungen an Biogas aus dem BEHG.....	267
I. Gesetzliche Anforderungen	267
II. Was muss nachgewiesen werden?	270
Y. Anforderungen an Biogas aus der BioSt-NachV	271
I. Gesetzliche Anforderungen	271
1) Sachlicher Anwendungsbereich.....	271
2) Zeitlicher Anwendungsbereich	272
3) Materielle Voraussetzungen	272
a) Nachhaltigkeitsanforderungen	273
b) Treibhausgaseinsparung.....	275
c) Marktstammdatenregister	275
II. Was muss nachgewiesen werden?	276
Teil 3 Methodische Anforderungen an das Dokumentationssystem	277
A. Gesetzliche Anforderungen an das Dokumentationssystem	278
I. EEG 2021.....	278
1) Einsatzstoff-Tagebuch.....	278
2) Umweltgutachter	278
II. EEG 2017	279
1) Einsatzstoff-Tagebuch.....	279
2) Umweltgutachter	279
III. EEG 2014.....	280
1) Einsatzstoff-Tagebuch.....	280
2) Umweltgutachter	280
IV. EEG 2012	281
1) Einsatzstoff-Tagebuch.....	281
2) Umweltgutachter	282
V. EEG 2009.....	282
1) Einsatzstoff-Tagebuch.....	282
2) Umweltgutachter	283
3) Herkunftsnachweis, § 55 EEG?	283
VI. EEG 2004.....	284
VII. GasNZV	285
VIII. GEG 2024	285
IX. GEG 2020	286
X. EEWärmeG (Bund)	287
XI. EWärmeG 2008 und 2015 (Baden-Württemberg)	288
XII. Energiesteuergesetz.....	289
XIII. BImSchG (BioKraftQuG).....	289

01.01.2024

XIV.	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)	289
XV.	TEHG	291
XVI.	BEHG	291
XVII.	Allgemeine Anforderungen an den Nachweis	291
B.	Funktionale Anforderungen an das Dokumentationssystem	293
C.	Übersicht über mögliche Nachweismethoden	297
I.	Nachweisführung über die Bilanzierungsweise?	298
II.	Feststellung und Registrierung der nachweisrelevanten Daten	301
1)	Feststellung der relevanten Daten	302
a)	Das Audit	302
b)	Der Auditor	305
2)	Registrierung der festgestellten Daten	307
a)	Registrierende Stelle: zentral / dezentral?	308
b)	Art und Weise der Registrierung	312
aa)	Urkundensystem	312
bb)	Datenbasiertes elektronisches Dokumentationssystem: Erfassung von Daten über Nachweiskonten	312
cc)	„Vermischung“ von Biogasmengen mit verschiedenen Eigenschaften?	313
3)	Verwertung und Löschung der Daten	314
a)	Zwischenhandel	314
b)	Löschvorgang	315
c)	Zugangsberechtigung	316
Teil 4	Beschreibung des Dokumentationssystems „Biogasregister Deutschland“	317
A.	Das Biogasregister Deutschland	317
I.	Rechtliche Einordnung	317
II.	Akteure und Rechtsbeziehungen	319
III.	Erstes Systemelement: Auditierung aller relevanten Daten	323
IV.	Zweites Systemelement: Eigenschaftsprofilscharfe Registrierung von Biogasmengen im „Biogasregister Deutschland“	324
B.	Der Ablauf des Dokumentationsverfahrens	326
I.	Kontoeröffnung	327
II.	Eröffnungsaudit	327
III.	Einbuchung und Teilnachweis („Graustellen“)	328
IV.	Umbuchung	329
V.	Weitere Audits	330
VI.	Vollnachweis („Grünstellen“)	330
VII.	Mögliche weitere Umbuchungen	331
VIII.	Ausbuchung („Rotstellen“)	331
1)	Ausbuchen von nach dem Biogasliefervertragsmodell gelieferten Biogasmengen	331
2)	Sonderschritte bei der Ausbuchung von zertifikatsbezogenen Biogasmengen	334
a)	Variante 1: Zertifikatsabschöpfung „später“	335



BECKER BÜTTNER HELD

01.01.2024

b) Variante 2: Zertifikatsabschöpfung „sofort“	337
3) Ablaufüberblick auf der Zeitschiene	339

Teil 1 Problem und Lösung im Überblick

Die Verwendung von Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie als Kraftstoff wird über zahlreiche Gesetze und Verordnungen geregelt und gefördert. Je nach Verwendung des Biogases sind Nachweise über unterschiedlichste Eigenschaften oder Herkunftsmerkmale des eingesetzten Biogases zu erbringen. Daher ist, entlang der Biogas-Wertschöpfungskette vom Substrat über die Aufbereitung und Einspeisung des Biogases bis zur Entnahme der wärmeäquivalenten Menge Gas aus dem Erdgasnetz sowie ggf. schließlich bis zum Umsetzungsprodukt (z. B. Strom/Wärme), jeder Verkäufer von Biogas gegenüber dem Käufer zum Nachweis unterschiedlichster Beschaffenheitsmerkmale verpflichtet. Bei der Verwendung von Biogas, beispielsweise in einem BHKW, muss der Anlagenbetreiber dem Stromnetzbetreiber nachweisen, dass für die von ihm verwendete Menge Erdgas tatsächlich eine wärmeäquivalente Menge Biogas mit den von ihm behaupteten Eigenschaften (z. B. Einsatzstoffvergütungskategorie I oder II) eingespeist wurde.

Dabei regeln die Gesetze und Verordnungen nur in sehr geringem Umfang, wie der Nachweis zu führen ist. Über die geregelten Nachweisanforderungen hinaus überlässt der Gesetzgeber das „Wie“ der Nachweisführung den Marktteilnehmern.

Diese Möglichkeit der eigenverantwortlichen Organisation eines Systems zur Dokumentation von Biogasmengen und -eigenschaften wird mit einem zweistufigen Nachweissystem effizient umgesetzt, das auf neutralen Sachverständigen-Audits (1. Systemelement) und einem darauf aufbauenden Biogasregister (2. Systemelement) basiert. Die Feststellungen im Rahmen der Sachverständigen-Audits unterscheiden sich nicht grundsätzlich von dem, was etwa auch beim Betrieb einer Biogas-Hofanlage nachzuweisen ist. Sie werden aber von zugelassenen Auditoren in standardisierten Verfahren durchgeführt und sorgfältig dokumentiert. In dem Register werden bestimmte Mengen Biogas einer genau definierten Qualität auf Konten registriert. Werden die Mengen verkauft, können sie vom Verkäuferkonto auf das Käuferkonto für Biogas umgebucht werden. Schließlich können die Verbraucher – nach Vorliegen aller erforderlichen Audits – über das Register und der damit verbundenen, verlässlichen

01.01.2024

Dokumentation die notwendigen Nachweise etwa gegenüber dem Stromnetzbetreiber führen.

Dabei dient das Biogasregister mit seinen Konten nicht selbst als Handelsplattform für Biogas. Rechtlich maßgeblich für das „Ob“, das „Wieviel“ und das „Wann“ der Biogaslieferrung bleibt der getrennt zu schließende Liefervertrag (1. Ebene). Dort vereinbaren Verkäufer und Käufer auch die genaue Qualität des Biogases, also sein u. a. vom Einsatz abhängendes Eigenschaftsprofil (z. B. Grundvergütung EEG plus Einsatzstoffvergütungsklasse I oder II), das „Was“ der Lieferung. Ebenfalls vom Dokumentationssystem zu trennen ist die Bilanzkreis-Ebene (2. Ebene): Gelieferte Biogasmengen werden insb. in Biogas-Bilanzkreise eingebucht und so der „Transport“ organisiert.

Das Dokumentationssystem arbeitet auf einer ergänzenden 3. Ebene: Um seine vertraglichen Verpflichtungen aus dem Liefervertrag zu erfüllen, hat der Verkäufer des Biogases gegenüber dem Käufer nachzuweisen, dass das gelieferte Biogas tatsächlich dem vertraglich vereinbarten Eigenschaftsprofil entspricht, er also etwa tatsächlich aus nachwachsenden Rohstoffen hergestelltes Biogas geliefert hat. Dieser Nachweis erfolgt durch das Dokumentationssystem, das also ein Hilfsinstrument des zum Nachweis verpflichteten Verkäufers darstellt. Über das Biogasregister wird dieser Nachweis standardisiert und damit wesentlich erleichtert. Dies gilt besonders, wenn der Erzeuger des Biogases den Verbraucher, der dieses über einen oder mehrere Zwischenhändler erwirbt, gar nicht kennt.

Das Biogasregister, das bestimmte Eigenschaften oder Umstände der Erzeugung des Biogases dokumentiert, ersetzt hier die persönliche Kenntnis des Vertragspartners und der Erzeugungsumstände und schafft so das für Geschäfte in einer Handelskette erforderliche Vertrauen. Dabei wird etwa an die Stelle der unmittelbaren Einsichtnahme des Einsatzstofftagebuchs durch den Stromnetzbetreiber die Vorlage des im Register vermerkten und hinterlegten Auditberichts des Auditors treten, der das Einsatzstofftagebuch persönlich eingesehen hat. Die neutrale Kontrolle des Auditors tritt damit an die Stelle der Einsichtnahme des Stromnetzbetreibers. Das Biogasregister will dadurch einen wesentlichen Beitrag für einen liquiden Biogashandel leisten. Denn die vielfältigen

01.01.2024

gesetzlichen Nachweisanforderungen dürfen nicht zu einer Blockade des Marktes führen. Handel mit Biogas muss auch möglich sein, ohne dass Erzeuger und Verbraucher sich kennen und der Erzeuger die erforderlichen Nachweise in jedem Fall persönlich und direkt gegenüber allen Handelspartnern der Veräußerungskette bis hin zum letztendlichen Verbraucher erbringt. Die unmittelbaren Nachweisanforderungen werden vielmehr gegenüber dem zugelassenen und qualitätsgeprüften Auditor erbracht und das Nachweisergebnis mengen- und eigenschaftsprofilscharf in das Biogasregister eingestellt und dort „verwaltet“. Käufer von Biogas können sich dort ebenso über die Einhaltung der Nachweisanforderungen informieren wie die gesetzlichen Nachweisberechtigten. Im Fall des EEG sind dies die Stromnetzbetreiber, in deren Netz der Strom eingespeist wird, der – im virtuellen Gasabtausch – aus dem Biogas erzeugt wurde.

Teil 2 Inhaltliche Anforderungen an ein Dokumentensystem

Inhaltliche Anforderungen an ein Dokumentationssystem für Biogas ergeben sich in erster Linie aus den für die Verwendung von Biogas (z. B. zur Strom-/Wärmeerzeugung, als Kraftstoff etc.) geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen. Diese werden nachfolgend zunächst im Überblick dargestellt (dazu unter Teil 2A.). Daran anschließend wird im Einzelnen untersucht, welche inhaltlichen Anforderungen sich aus diesen Rahmenbedingungen ergeben und ob darüber hinaus ggf. weitere Anforderungen bestehen (dazu unter Teil 2E.).

A. Überblick: Rechtlicher Rahmen für die Verwendung von Biogas

Die Erzeugung und die Verwendung von Biogas werden über zahlreiche Gesetze und Verordnungen gefördert. Diese sehen zum Teil unterschiedliche Anforderungen an das verwendete Biogas vor, deren Einhaltung vom Verbraucher/Verwender des Biogases jeweils nachzuweisen sind.

I. EEG

Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21.07.2014 (BGBl. I, S. 1066 – im Folgenden: EEG 2014), zuletzt geändert durch das Gesetz vom 21.12.2020 (BGBl. I, S. 3138) sieht einen gesetzlichen Zahlungsanspruch für

01.01.2024

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und u. a. einen Zahlungsanspruch für aus Biomasse erzeugten Strom vor. Zweck des Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien für die Erzeugung von erneuerbaren Energien zu fördern. Ziel ist es, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu steigern. Vor dem Jahr 2050 soll der gesamte Strom, der in Deutschland erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral erzeugt werden.

Um diese Ziele zu erreichen, verpflichtet das EEG die Stromnetzbetreiber zum einen, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig an ihr Netz anzuschließen bzw. dieses auszubauen und möglichst den gesamten erzeugten Strom abzunehmen. Zum anderen werden Stromnetzbetreiber verpflichtet, für den gesamten abgenommenen und vom Anlagenbetreiber direkt vermarkteten Strom eine Marktprämie zu zahlen oder diesen in den gesetzlich ausnahmsweise zugelassenen Fällen zu festgelegten Mindestvergütungssätzen zu vergüten. Die Höhe des Zahlungsanspruchs bestimmt sich nach den durch Ausschreibungen ermittelten oder gesetzlich geregelten sog. anzulegenden Werten. Diese sog. anzulegenden Werte sind für die Ermittlung der Marktprämie – die nach dem EEG 2021 den Regelfall der gesetzlichen Förderung darstellt – und die ausnahmsweise (z. B. von kleinen Anlagen) zu beanspruchende Einspeisevergütung heranzuziehen. Sie werden für seit Inkrafttreten des EEG 2021 neu in Betrieb genommene Biomasseanlagen im Regelfall durch Ausschreibungen ermittelt. Gesetzlich wird der anzulegende Wert in den übrigen Fällen (z.B. für kleine Anlagen) für den Zahlungsanspruch für Strom aus Biomasse in § 42 EEG 2021 und für den Zahlungsanspruch für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen in § 43 EEG 2021 festgelegt.

Der Zahlungsanspruch für Strom aus Biogas wird für neue, ab Inkrafttreten des EEG 2021 in Betrieb genommene Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW auf 45 Prozent der in einem Kalenderjahr theoretisch erzeugbaren Strommenge begrenzt, vgl. § 44b Abs. 1 EEG 2021.

01.01.2024

Dadurch soll sichergestellt werden, dass neue Biogasanlagen ihre Stromerzeugung an den Bedürfnissen des Strommarktes ausrichten und diese in Zeiten hoher Strompreise verlagern.

Das EEG 2021 gilt zunächst für alle Anlagen, die nach dem 31.12.2020 in Betrieb genommen werden. Auf Anlagen, die vor dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden (Bestandsanlagen), finden demgegenüber auch weiterhin die Regelungen des Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch das Gesetz vom 08.08.2020 (BGBl. I, S. 1728, im Folgenden EEG 2017), in der am 31.12.2020 geltenden Fassung Anwendung. Bestimmungen des EEG 2021 finden auf Bestandsanlagen aber ausnahmsweise dann Anwendung, soweit dies durch § 100 Abs. 2 oder Abs. 3 EEG 2021 angeordnet wird. Dies betrifft insbesondere die energieträgerspezifischen Vergütungsregelungen. Damit verbleibt für das EEG 2017 auch nach Inkrafttreten des EEG 2021 ein weiterer Anwendungsbereich, wobei der Verweis in das EEG 2017 auch die Übergangsbestimmungen des EEG 2017 umfasst. Dies bedeutet, dass für Strom aus Bestandsanlagen über den Verweis in § 100 Abs. 1 S. 1 EEG 2021 insbesondere die Übergangsbestimmungen der §§ 100, 101, 104 Abs. 1 und 5 EEG 2017 fortgelten. Über den Verweis in § 100 Abs. 1 S. 1 EEG 2021 in § 100 EEG 2017 sind daher für einzelne Anlagen – je nachdem, wann diese in Betrieb genommen wurden – auch Vergütungsvorschriften des EEG 2014, des EEG 2012, des EEG 2009, des EEG 2004 oder des EEG 2000 weiterhin anzuwenden, weshalb sich auch aus diesen Gesetzen Anforderungen an Biogas ergeben können.

Die Vorschriften des EEG 2017 finden nach § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021 darüber hinaus auf Anlagen Anwendung, die noch vor dem 01.01.2021 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben. Diese Regelung führt daher insbesondere für Biomasseanlagen, die vor dem 01.01.2021 an einer Ausschreibung für eine Anschlussförderung teilgenommen haben, dazu, dass im Grundsatz weiterhin die Vorschriften des EEG 2017 anzuwenden sind, soweit nicht in § 100 Abs. 2 oder Abs. 3 EEG 2021 eine abweichende Regelung getroffen wird.

Die Voraussetzungen des Förderanspruchs für Strom aus Biomasse regelt für ab dem 01.01.2021 in Betrieb genommene Anlage, § 42 EEG 2021. In

01.01.2024

dieser Norm ist, anders als in Vorgängerfassungen des EEG, nur noch eine „Grundförderung“ geregelt. Boni für den Einsatz bestimmter Substrate oder bestimmter Technologien sind ebenfalls nicht mehr vorgesehen. Für die Vergärung von Bioabfällen besteht darüber hinaus ein spezieller Förderanspruch nach § 43 EEG 2021.

Die Voraussetzungen des Förderanspruchs für Strom aus Biomasse regelt für zwischen dem 01.01.2017 und dem 31.12.2020 in Betrieb genommene Anlagen § 42 EEG 2017. Diese Norm ist gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 auch weiterhin anzuwenden. Auch für in diesem Zeitabschnitt in Betrieb genommene Anlage, die Strom aus Biogas erzeugen, das aus der Vergärung von Bioabfällen gewonnen wird, besteht ein spezieller Förderanspruch nach § 43 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021.

Die Voraussetzungen des Förderanspruchs für Strom aus Biomasse regelt für zwischen dem 01.08.2014 und dem 31.12.2016 in Betrieb genommene Anlagen § 44 EEG 2014. Auch diese Norm ist gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 weiterhin anwendbar. Für die Vergärung von Bioabfällen enthält das EEG 2014 in § 45 EEG eine Spezialfördernorm, die ebenfalls gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 auf unter dem EEG 2014 in Betrieb genommene Anlagen weiterhin anzuwenden ist.

In § 47 Abs. 6 EEG 2014 werden für alle gasförmigen Energieträger die Voraussetzungen des sog. „Gasabtauschs“ geregelt. Eine entsprechende Regelung enthalten auch das EEG 2017 (§ 44b Abs. 5 EEG 2017) und das EEG 2021 (§ 44b Abs. 4 EEG 2021). Danach gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biogas, wenn die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der im Betrachtungszeitraum in das Erdgasnetz eingespeisten Menge an Biogas entspricht und die Rückverfolgbarkeit der entnommenen Gasmenge über Massenbilanzsysteme gewährleistet wird. Wird dieses Biogas zur Stromerzeugung eingesetzt, kann für den daraus erzeugten Strom – wenn die Voraussetzungen des § 47 Abs. 6 EEG 2014 (nun § 44b Abs. 4 EEG 2021) eingehalten werden – die Vergütung für Strom aus Biomasse beansprucht werden, wenn die weiteren Voraussetzungen der einzelnen Vergütungsvorschriften vorliegen.

01.01.2024

Für Strom aus Anlagen, die nach dem am 31.07.2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen worden sind, sind anstelle der Förderregelungen für Biomasse in den §§ 44, 47 EEG 2014 und die Vergärung von Bioabfällen in den §§ 45, 47 EEG 2014 die davor geltenden Vergütungsregelungen des EEG 2012 weiter anzuwenden. Dies ergibt sich aus § 100 Abs. 2 und 101 EEG 2017: Diese Übergangsregelung findet nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 auch weiterhin Anwendung. § 27 EEG 2012 sieht neben einer Grundvergütung Boni für den Einsatz bestimmter Substrate vor, die Einsatzstoffvergütungsklassen I und II. Die unter diese Einsatzstoffvergütungsklassen fallenden Substrate werden durch Anlagen zur Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse vom 21.06.2001, BGBl. 2001, I 1234, zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011, (BGBl. I, S. 1634- im Folgenden: BiomasseV 2012) konkretisiert, die für im Geltungsbereich des EEG 2012 in Betrieb genommene Anlagen weiter anzuwenden ist (§ 101 Abs. 3 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021). Die Anlage 1 zum EEG 2012 gestaltet die rechtlichen Anforderungen für einen Anspruch auf den Gasaufbereitungs-Bonus näher aus. Zudem sieht das EEG 2012 in § 27a eine spezielle Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen und in § 27b eine Spezialvergütungsnorm für die Vergärung von Gülle (letztere allerdings nur für Vor-Ort-Biogasanlagen) vor.

Auch auf Strom aus Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden, ist gem. § 100 Abs. 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 in weiten Teilen das EEG 2014 anzuwenden. Allerdings ordnen die Übergangsvorschriften der §§ 100 ff. EEG 2014 vielfach die Fortgeltung des EEG 2009 an, teilweise in modifizierter Form. Das Gutachten wird hierauf an gebotener Stelle im Einzelnen eingehen.

Die Anspruchsvoraussetzungen für Strom aus Biomasse aus solchen EEG 2009-Anlagen regelt § 27 EEG 2009 in Verbindung mit den Anlagen 1 bis 3 zum EEG 2009. Die „Grundstruktur“ der Vergütungsvorschriften für Strom aus Biomasse findet sich in § 27 EEG 2009. Dieser sieht eine Grundvergütung und Boni vor. Die Voraussetzungen für die Boni sind in dem Gesetz beigefügten Anlagen näher beschrieben. § 27 Abs. 2 EEG 2009 sieht zudem eine Sonderregelung für Biogas vor, das in das Erdgasnetz eingespeist wird (sog. „Gasabtausch“).

01.01.2024

Soweit nach der Übergangsregelung in § 100 Abs. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 2 Nr. 10c) EEG 2017 i.V.m. § 66 EEG 2009 das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 21.07.2004 (BGBl. I. S. 1918 – im Folgenden EEG 2004) Anwendung findet, können sich die Anspruchsvoraussetzungen für die Vergütung von Strom aus Biomasse aus § 8 EEG 2004 ergeben.

Strom aus erneuerbaren Energien kann zum Zweck der Zwischenspeicherung zur Erzeugung von Speichergas verwendet werden. Der Begriff des Speichergases wird in § 3 Nr. 42 EEG 2021 definiert. Bei einer späteren Rückverstromung des Speichergases können bei Einhaltung der Voraussetzungen Vergütungen nach dem EEG geltend gemacht werden, § 19 Abs. 3 i. V. m. § 3 Nr. 42 EEG 2021.

II. GEG

Am 01.11.2020 ist das Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude (Gebäudeenergiegesetz - GEG) vom 08.08.2020 (BGBl. I S. 1728) in Kraft getreten. Eine wesentliche Änderung hat es durch am 01.01.2024 in Kraft getretene Änderungen erlangt (BGBl. I 2023, Nr. 280 v. 19.10.2023).

Das GEG ersetzt das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und führt diese Regelungen zusammen. Ziel des GEG ist nach § 1 GEG einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten sowie einen möglichst sparsamen Einsatz von Energie in Gebäuden einschließlich einer zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme, Kälte und Strom für den Gebäudebetrieb zu erzielen.

Vom Anwendungsbereich werden nach § 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 GEG Gebäude erfasst, soweit sie nach ihrer Zweckbestimmung unter Einsatz von Energie beheizt oder gekühlt werden, es sei denn, § 2 Abs. 2 GEG schließt den Anwendungsbereich aus, wie z. B. für Traglufthallen oder Kirchen.

Teil 2 des GEG regelt die energetischen Anforderungen an zu errichtende Gebäude. Zentrale Norm ist § 10 GEG. Nach § 10 Abs. 1 GEG müssen

01.01.2024

grundsätzlich alle neuen Gebäude als „Niedrigstenergiegebäude“ nach Maßgabe von § 10 Abs. 2 GEG ausgeführt werden. Nach § 10 Abs. 2 GEG müssen Gebäude so errichtet werden, dass (1.) der Gesamtenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung, bei Nichtwohngebäuden auch für eingebaute Beleuchtung, bestimmte Höchstwerte nicht überschreitet, (2.) Energieverluste beim Heizen und Kühlen durch baulichen Wärmeschutz vermieden werden und (seit 01.01.2024, 3.) die Anforderungen an § 71 Abs. 1 GEG erfüllt sind. Gem. § 71 Abs. 1 GEG darf eine Heizungsanlage nur eingebaut oder aufgestellt werden, wenn sie mindestens 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien erzeugt. Diese Regelung ist das Kernstück der GEG-Novelle 2024.

In Teil 2 Abschnitt 3 GEG, in dem die Berechnungsgrundlagen und Verfahren geregelt sind, ist die Möglichkeit vorgesehen, den Einsatz von Biomethan bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs eines neu errichteten Gebäudes zu berücksichtigen. Auch die Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien auf den Jahres-Primärenergiebedarf anzurechnen, soweit der Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang erzeugt wird, ist dort geregelt.

In Teil 3 GEG befinden sich Vorschriften zu den energetischen Anforderungen an bestehende Gebäude.

Teil 4 GEG regelt Anforderungen an Anlagen der Heizungs-, Kühl- und Raumluftechnik und der Wärmeversorgung. Hierunter fällt seit 01.01.2024 die Anforderung, dass Heizungsanlagen nur eingebaut und aufgestellt werden dürfen, wenn sie mindestens 65 Prozent der Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme erzeugen. Um die Effizienz von Heizungsanlagen im Betrieb möglichst hoch und den Energieverbrauch von Gebäuden so gering wie möglich zu halten, sind neben einer neuen Vorschrift zur Betriebsprüfung von Wärmepumpen auch die Verstetigung der ordnungsrechtlichen Vorgaben der Mittelfristenergieversorgungsmaßnahmenverordnung (EnSimiMaV) vorgesehen. Als wesentliche Optimierungsmaßnahme wird ein hydraulischer Abgleich angeordnet.

01.01.2024

Teil 5 regelt Anforderungen an die Energieausweise. Darüber hinaus sieht das Gesetz in Teil 6 die Möglichkeit vor, bestimmte Maßnahmen nach Maßgabe des Bundeshaushalts zu fördern.

Teil 7 GEG enthält Vorgaben zur Nachweisführung.

III. EEWärmeG

Am 01.01.2009 ist das Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz; EEWärmeG) vom 07.08.2008 (BGBl. I S. 1658) zuletzt geändert durch Gesetz vom 20.10.2015 (BGBl. I S. 1722), in Kraft getreten. Das EEWärmeG bleibt nach Inkrafttreten des GEG unter den in den Übergangsbestimmungen des GEG genannten Voraussetzungen weiter anwendbar.

Das EEWärmeG regelt im Wesentlichen eine Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien für (private und öffentliche) Eigentümer. Für private Eigentümer gilt diese Nutzungspflicht allerdings ausschließlich für Neubauten, während die öffentliche Hand auch für die Beheizung bzw. die Kühlung von Bestandsbauten, die grundlegend renoviert werden, die Pflichten nach dem EEWärmeG erfüllen muss. Darüber hinaus sieht das Gesetz bestimmte finanzielle Förderungsmaßnahmen (z.B. das Marktanreizprogramm des BMWi) für den Einsatz von erneuerbaren Energien vor. Welche Gebäude zum Anwendungsbereich des Gesetzes gehören, definiert das EEWärmeG nicht. Es legt lediglich Ausnahmen fest, für welche Gebäude die vorbenannte Nutzungspflicht nicht gilt; dabei kommt es auf die Fläche der Gebäude an. Anwendung findet das EEWärmeG bei Gebäuden mit einer Nutzfläche von mehr als 50 qm, die unter Einsatz von Energie beheizt oder gekühlt werden.

Gebäudeeigentümer können die Nutzungspflicht nach dem EEWärmeG u. a. durch den Einsatz von Biogas („gasförmige Biomasse“ nach dem Gesetzeswortlaut) erfüllen. Dafür stellt das EEWärmeG konkrete Voraussetzungen auf, in welchem Umfang Biogas eingesetzt werden muss, um der Nutzungspflicht nachzukommen. Darüber hinaus legt das EEWärmeG bestimmte Anforderungen an das einzusetzende Biogas und – bei der Einspeisung in das Erdgasnetz – dessen Transport und Vertrieb fest. Die Erfüllung der Nutzungspflicht von erneuerbaren Energien, hier die Voraussetzungen und Anforderungen an den Einsatz von Biogas, ist grundsätzlich vom jeweiligen (Nutzungs-) Verpflichteten gegenüber der zuständigen Behörde nachzuweisen. Das EEWärmeG regelt hierzu im Einzelnen entsprechende Nachweispflichten.

01.01.2024

IV. EWärmeG (Baden-Württemberg)

Bereits vor Inkrafttreten des soeben unter Teil 2A.II genannten EEWärmeG ist das (Landes-)Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg vom 7.11.2007 (GBl. 2007, 531 - EWärmeG) am 01.01.2008 in Kraft getreten (im Folgenden: EWärmeG 2008). Das EWärmeG des Landes Baden-Württemberg wurde mit Gesetz vom 17.03.2015 (GBl. 2015, 151) novelliert. Die Novelle trat am 01.07.2015 in Kraft (im Folgenden: EWärmeG 2015). Gleichzeitig trat damit das EWärmeG 2008 außer Kraft. Allerdings ist das EWärmeG 2008 auf solche Gebäude weiter anzuwenden, deren Heizungsanlage vor Inkrafttreten des EWärmeG 2015, also bis einschließlich 30.06.2015, betriebsbereit eingebaut wurden.

Wie das GEG sieht das EWärmeG (Baden-Württemberg) eine Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung vor. Im Unterschied zum GEG erstreckte sich der Anwendungsbereich des EWärmeG 2008 bislang jedoch nur auf Wohngebäude. Hier differenzierte das EWärmeG zwischen neuen Wohngebäuden, für die ab dem 01.04.2008 das Baugenehmigungsverfahren eingeleitet wurde (oder beim landesspezifischen Kenntnissgabeverfahren die Bauvorlagen erstmalig eingereicht wurden) und Wohnbestandsbauten (Wohngebäude, die bis zum 01.04.2008 errichtet wurden). Mit dem EWärmeG 2015 werden nun auch private und öffentliche Nichtwohngebäude in die Nutzungspflicht einbezogen.

Hinsichtlich der neuen Wohngebäude ist allerdings zu beachten, dass das landesrechtliche EWärmeG für Wohngebäude durch das bundesrechtliche EEWärmeG abgelöst wurde. Mit dem Erlass des EEWärmeG hat der Bund von seiner konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG (Gebiet der Luftreinhaltung) Gebrauch gemacht. Für den Bau neuer Wohngebäude, deren Bauanträge nach dem Inkrafttreten des EEWärmeG, also nach dem 01.01.2009, gestellt wurden, gelten nur noch die Bestimmungen des EEWärmeG, die durch das GEG ersetzt wurden. Die landesrechtlichen Regelungen des EWärmeG entfalteten daher seit Inkrafttreten des EEWärmeG insoweit keine Wirkung mehr. Deshalb wird das EWärmeG 2015 um die betreffenden Vorschriften für den Neubaubereich bereinigt.

01.01.2024

Weiterhin anwendbar ist das EWärmeG 2008 allerdings für Wohngebäude, für die Bauanträge zwischen dem 01.04.2008 und dem 31.12.2008 gestellt wurden sowie für Wohnbestandsbauten; für Letztere allerdings mit der Einschränkung, dass die Nutzungspflicht die Gebäudeeigentümer erst seit dem 01.01.2010 trifft und nur dann, wenn ein Austausch der Heizanlage erfolgt.

Wohnungseigentümer sowie Eigentümer von Nichtwohngebäuden können auch nach dem EWärmeG 2008/2015 ihre Nutzungspflicht von erneuerbaren Energien durch den Einsatz von Biogas erfüllen. Dabei muss es sich grundsätzlich um Biogas im Sinne der Biomasseverordnung vom 21.06.2011 (BGBl. I S. 2258) in der jeweils geltenden Fassung handeln. Der Anwendungsbereich des EWärmeG erkennt darüber hinaus weitere Substrate als Biomasse im Sinne dieses Gesetzes an, wie sich aus § 3 Nr. 10 EWärmeG 2015 ergibt. Aus dem Gasnetz entnommenes Gas gilt nach § 5 Abs. 3 Satz EWärmeG als Biogas, damit als erneuerbare Energie, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeistem Biogas über einen Bilanzzeitraum von einem Jahr entspricht und wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind. Nachweispflichten regelt § 20 EWärmeG 2015. Die Verpflichteten haben den Umfang ihrer Nutzungspflicht sowie die Geeignetheit der zur Erfüllung getroffenen Maßnahme der unteren Baurechtsbehörde nachzuweisen.

V. KWKG

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17.07.2017 (BGBl. I S. 2532, im Folgenden: KWKG 2017), regelt die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (im Folgenden: KWK). Im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme ermöglicht die KWK eine Primärenergieeinsparung von 25 bis 30 Prozent. Ziel des Gesetzes ist eine Erhöhung des Anteils der KWK an der Nettostromerzeugung in Deutschland.

01.01.2024

Neben der vorrangigen Abnahme von Strom aus KWK-Anlagen sind im KWKG 2017 insbesondere die Förderung von Strom aus KWK-Anlagen sowie die Förderung von Wärmenetzen und Wärmespeichern geregelt.

Zu den Förderkategorien des KWKG 2017 zählen zunächst neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen sowie bestehende KWK-Anlagen. Die Fördersystematik für KWK-Strom ähnelt der des EEG. Der Anlagenbetreiber erhält für Strom aus der KWK-Anlage eine Vergütung durch den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist. Diese Vergütung besteht aus einem Zuschlag für KWK-Strom sowie ggf. vermiedenen Netzentgelten (Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 Stromnetzentgeltverordnung) für eingespeisten Strom und ggf. dem sogenannten üblichen Strompreis (KWK-Index der EEX). Die Höhe des KWK-Zuschlags ergibt sich entweder unmittelbar aus dem Gesetz (§ 7 KWKG 2017) oder wird für gewisse Anlagenkategorien im Wege einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur ermittelt.

Es ist denkbar, dass der KWK-Strom auch die Voraussetzungen für eine Förderung nach dem EEG, beispielsweise bei Einsatz von Biomethan in der KWK-Anlage, erfüllt. § 1 Abs. 3 KWKG 2017 stellt deshalb klar, dass Strom, der nach § 19 EEG 2017 gefördert wird, nicht in den Anwendungsbereich des KWKG 2017 fällt. Dieselbe Strommenge kann folglich nur entweder nach dem EEG oder nach dem KWKG gefördert werden, wobei ein Wechsel der Förderung vom EEG in das KWKG grundsätzlich möglich ist.

Mit Inkrafttreten des KWKG 2017 am 01.01.2017 ist außerdem die Förderkategorie der innovativen KWK-Systeme (im Folgenden: iKWK-Systeme) eingeführt worden. Für eine Förderung in dieser Kategorie ist stets die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur erforderlich. Bei iKWK-Systemen handelt es sich nach der Beschreibung des Gesetzgebers um besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln. Mit der KWK-Ausschreibungsverordnung vom 10.08.2017 (BGBl. I S. 3167, im Folgenden: KWKAusV) wurden diese Vorgaben näher konkretisiert. Demnach müssen iKWK-Systeme stets aus drei Komponenten bestehen, nämlich einer KWK-

01.01.2024

Anlage, einer Komponente zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme und einem elektrischen Wärmeerzeuger. Zwar sind brennstoffbasierte Technologien zur Erzeugung der innovativen erneuerbaren Wärme aufgrund sehr hoher Effizienzanforderungen weitgehend ausgeschlossen. Möglich sind jedoch beispielsweise der Einsatz von biomethanbetriebenen Wärmepumpen sowie eine gewisse Anrechnung des Einsatzes von Biomethan in der KWK-Anlage.

Des Weiteren können nach dem KWKG 2017 auch Wärmenetze und Wärmespeicher gefördert werden. Vollkommen gleichgestellt ist insoweit die Förderung von Kältenetzen und Kältespeichern. Je nach Leitungslänge oder Höhe der Investitionskosten erhält der Betreiber eines solchen Netzes oder Speichers von Seiten des Übertragungsnetzbetreibers eine Zuschlagssumme. Auch in diesen Förderkategorien kann der Einsatz von Biogas zur Wärmeerzeugung eine wesentliche Rolle spielen. Eine Voraussetzung der Förderung von Wärmenetzen bzw. -speichern nach dem KWKG 2017 ist eine bestimmte Zusammensetzung der transportierten bzw. eingespeicherten Wärme. Dabei legt § 18 Abs. 1 Nr. 2 KWKG 2017 fest, dass die Versorgung der Abnehmenden des ausgebauten Wärmenetzes mindestens zu 75 Prozent mit Wärme aus KWK-Anlagen oder mindestens zu 50 Prozent mit einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme erfolgt. Eine Definition von Wärme aus erneuerbaren Energie fehlt im KWKG 2017. In Betracht kommt jedenfalls die Erzeugung von Wärme aus Biogas.

Allen Förderkategorien nach dem KWKG 2017 ist gemein, dass für eine Auszahlung der Zuschläge durch den Netzbetreiber oder den Übertragungsnetzbetreiber ein Förderbescheid vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (im Folgenden: BAFA) nach (Wieder-)Aufnahme des Dauerbetriebs der KWK-Anlage bzw. nach Inbetriebnahme des Netzes oder Speichers eingeholt werden muss. Das BAFA prüft die Voraussetzungen der Förderung nach dem KWKG 2017 und erteilt bei deren Vorliegen die sogenannte Zulassung (§§ 10, 20, 24 KWKG 2017).

§ 6 Abs. 1 Nr. 3 KWKG 2023, der für Anlagen mit Inbetriebnahme seit dem 01.01.2024 greift, sieht vor, den Einsatz von Biomethan im KWKG nicht mehr zuzulassen. Vielmehr soll der Einsatz von Biomethan aufgrund der

01.01.2024

begrenzten Verfügbarkeit des Biomethans auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke fokussiert werden.

VI. BEHG

Am 20.12.2019 ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2728) (im Folgenden: **BEHG**) in Kraft getreten. Dieses schafft die Grundlage für ein nationales Emissionshandelssystem für Emissionen aus Brennstoffen und soll damit für eine Bepreisung dieser Emissionen sorgen, soweit diese nicht bereits Gegenstand des Europäischen Emissionshandels sind. Das BEHG tritt damit neben den Europäischen Emissionshandel und führt für diejenigen Sektoren, die nicht vom Europäischen Emissionshandel erfasst sind, ein nationales Handelssystem ein.

Der sachliche Anwendungsbereich des BEHG erstreckt sich nach § 2 Abs. 1 BEHG auf die in Anlage 1 des BEHG bezeichneten Brennstoffe, die im Sinne des § 2 Abs. 2 in Verkehr gebracht werden. Anlage 1 entspricht sinngemäß den Regelungen in § 1 Abs. 2 und 3 EnergieStG. Zweite Voraussetzung des sachlichen Anwendungsbereichs des BEHG ist nach § 2 Abs. 1 BEHG, dass der Brennstoff in Verkehr gebracht wird. Wann Brennstoffe als in Verkehr gebracht gelten, richtet sich nach § 2 Abs. 2 BEHG. Danach gelten Brennstoffe mit dem Entstehen der Energiesteuer nach den Tatbeständen des Energiesteuergesetzes als in den Verkehr gebracht.

Der personelle Anwendungsbereich des BEHG erstreckt sich auf an den „Verantwortlichen“. Wer Verantwortlicher im Sinne des BEHG ist, wird in § 3 Nr. 3 BEHG bestimmt. Dies ist jede natürliche oder juristische Person oder Personengesellschaft, die für die Tatbestände nach § 2 Abs. 2 BEHG als Steuerschuldner definiert ist, auch wenn sich ein Verfahren der Steuerbefreiung anschließt. Soweit also im BEHG auf den Verantwortlichen abgestellt wird, ist dies derjenige, der im Sinne des EnergieStG als Steuerschuldner gilt. Aufgrund des Verweises des § 2 Abs. 2 BEHG auf das EnergieStG, bedeutet dies, dass der Inverkehrbringer im Sinne des § 2 Abs. 2 BEHG stets auch Verantwortlicher im Sinne des BEHG ist. Der Verantwortliche ist zugleich Adressat verschiedener Grundpflichten. Zu diesen zählen die Pflicht zur Erstellung und Vorlage eines Überwachungsplans beim Umweltbundesamt nach § 6 BEHG, die Erstellung eines Emissionsberichts nach § 7 BEHG sowie die Abgabe von Emissionszertifikaten geregelt in § 8 BEHG.

01.01.2024

Wie auch im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems sieht § 4 Abs. 1 S. 1 BEHG die jährliche Festlegung einer zulässigen Emissionsmenge innerhalb einer Handelsperiode vor, die die Einhaltung der Minderungsverpflichtung Deutschlands nach Art. 4 Abs. 1 i.V.m. Anhang 1 der Klimaschutzverordnung gewährleisten soll. Der Emissionshandel startet für den Zeitraum vom 01.01.2021 bis zum 31.12.2025 mit einem jährlich ansteigenden Festpreis und wird ab 2026 auf ein Ersteigerungssystem umgestellt.

Da das nationale Emissionshandelssystem anders als der Europäische Emissionshandel nicht bei den direkten Emittenten ansetzt, sondern vorgelagert bei den Unternehmen, die die Brennstoffe in Verkehr bringen, sind Doppelbelastungen von Anlagen, die dem Europäischen Emissionshandel unterliegen, möglich. Das BEHG sieht daher vor, dass in einem solchen Fall entweder die Abgabepflicht bereits gar nicht entsteht (§ 7 BEHG) oder nachträglich kompensiert werden kann (§ 11 BEHG).

Zuständig für den Vollzug des BEHG ist das Umweltbundesamt. Innerhalb des Umweltbundesamtes wurde bereits 2004 die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) für den Vollzug des EU-Emissionshandels eingerichtet, die insoweit auch den Vollzug des nationalen Brennstoff-Emissionshandel übernimmt.

Das BEHG verweist zudem an einer Vielzahl von Stellen auf die weitere Regelung in Rechtsverordnungen. Hierbei handelt es sich zum einen um die Durchführungsverordnung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (Brennstoffemissionshandelsverordnung – BEHV) sowie zum anderen um die Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022 (Berichterstattungsverordnung 2022 – EBeV 2022). Durch das am 07.10.2020 beschlossene „Erste Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes“ wurden insbesondere die in § 10 BEHG festgesetzten Festpreise der Emissionszertifikate in den Jahren 2021 bis 2026 (Einführungsphase) erhöht (vgl. BT-Drs. 19/19929, BR-Drs. 266/20). Der Einstiegspreis liegt daher ab 2021 bei 25 Euro/t CO₂ und steigt bis 2025 auf 55 Euro im Jahr an.

01.01.2024

VII. Rechtsrahmen für die Gas-Einspeisung: GasNZV, EnWG, KoV IX und gesetzliche Vorgaben zur Massenbilanzierung

Die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), zuletzt geändert durch Gesetz vom 29.03.2017 (BGBl. I S. 626; im Folgenden: GasNZV) enthält in Teil 6 Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas. Ziel der §§ 31 ff GasNZV ist es, die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zu ermöglichen. Um dieses Ziel zu erreichen, sehen die §§ 31 ff GasNZV Regelungen für eine vorrangige Einspeisung und einen vorrangigen Transport von Biogas vor.

Für den Anschluss der Biogasanlage an das Gasversorgungsnetz und die Nutzung des Anschlusses zur Einspeisung von Biogas muss der Anlagenbetreiber mit dem Netzbetreiber an der Einspeisestelle einen Vertrag über den Netzanschluss und die Anschlussnutzung abschließen. Gesetzliche Grundlage dafür ist § 17 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970), zuletzt geändert durch Gesetz vom 29.03.2017 (BGBl. I S. 626, im Folgenden: EnWG).

Der Netzzugang nach dem so genannten „Zweivertragsmodell“, das deutschlandweit seit dem 01.10.2007 praktiziert wird, setzt für den Transport von Gas, worunter auch Biogas zu fassen ist (§ 3 Nr. 10c und 19a EnWG), den Abschluss nur eines Einspeise- (mit dem Netzbetreiber an der Einspeisestelle) und eines Ausspeisevertrages (mit dem Netzbetreiber an der Ausspeisestelle) voraus (§ 20 Abs. 1b Satz 2 und 3 EnWG). Da die gesetzlichen Regelungen des EnWG, der GasNZV und der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung, GasNEV) das Zweivertragsmodell jedoch nur unzureichend ausgestalten, haben die Betreiber der deutschen Gasversorgungsnetze zu dessen Konkretisierung die „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen“ abgeschlossen. Die Vereinbarung ist ein Vertrag zwischen allen, ca. 730 Betreibern von in Deutschland gelegenen Netzen, und ist als neunte Auflage in der Änderungsfassung vom 30.06.2016 (KoV IX) am 01.10.2016 in Kraft getreten. Aufgrund des Erfordernisses, die KoV IX an aktuelle regulatorische und rechtliche Vorgaben unterjährig

01.01.2024

anzupassen, galt seit dem 01.04.2017 die aktuelle Änderungsfassung KoV IX.¹ Die KoV dient einer Vereinheitlichung der Bedingungen für den Netzzugang zu Gasnetzen und hat damit maßgeblichen Einfluss auf die einzelnen Vertragsbedingungen der Ein- und Ausspeiseverträge. Beachtet werden muss jedoch, dass die KoV nur allgemeine Bedingungen für den Netzzugang regelt. Spezielle Vorgaben für den Netzzugang von Transportkunden von Biogas enthält die GasNZV in Teil 6.

Zwingende Voraussetzung für die Ein- und Ausspeisung von Gas ist nach den gesetzlichen Vorgaben ferner der Abschluss eines Bilanzkreisvertrages, in dem die ein- und ausgespeisten Mengen erfasst und bei einer Abweichung durch den Bilanzkreisnetzbetreiber ausgeglichen werden können (§ 22 GasNZV, § 5 Anlage 1 zur KoV IX; speziell für Biogas: § 35 GasNZV, § 4 Einspeisevertrag Biogas Anlage 7 zur KoV VII). Der Bilanzkreisvertrag wird mit dem Marktgebietsverantwortlichen auf Fernleitungsebene abgeschlossen.

1) Netzzugang und Abwicklung nach dem „Biogasliefermodell“

Das Biogasliefermodell setzt die zuvor dargestellten Vertragsbeziehungen vollständig um, siehe Abbildung 1. Transportkunden von Biogas (hier und nachfolgend im Sinne von Biogas, nicht von Rohgas) müssen danach für die Belieferung beispielsweise eines BHKW-Betreibers innerhalb eines Marktgebietes nur einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber an der Einspeisestelle der Biogasanlage und einen Lieferantenrahmenvertrag mit dem Netzbetreiber an der Ausspeisestelle zum Letztverbraucher abschließen (Anlage 3 zur KoV IX). Zur Vereinfachung der Darstellung ist der Verteilnetzbetreiber im nachstehenden Schaubild Ein- und zugleich Ausspeisenetzbetreiber. Ein- und Ausspeisenetzbetreiber können jedoch – insb. bei einem „überregionalen“ Transport – personenverschieden sein. Muss für den Transport mehr als ein Marktgebiet genutzt werden, müssen weitere Ein- und Ausspeiseverträge an den Ein- und Ausspeisepunkten der Marktgebietsgrenzen abgeschlossen werden (§ 1 Anlage 1 KoV IX).

¹ Aktuell gilt die am 31.03.2022 veröffentlichte und am 01.10.2022 in Kraft getretene KoV XIII. Die vorliegenden Ausführungen wurden noch nicht an neuere Fassung angepasst.

01.01.2024

Für die Erfassung der ein- und ausgespeisten Gasmengen kann der Transportkunde mit dem Marktgebietsverantwortlichen einen gesonderten Biogasbilanzkreisvertrag mit einem Bilanzierungszeitraum von zwölf Monaten abschließen (Anlage 2 zu Anlage 4 KoV IX). Muss die Belieferung über mehr als ein Marktgebiet abgewickelt werden, setzt der marktgebietsüberschreitende Transport voraus, dass der Transportkunde in jedem zum Transport genutzten Marktgebiet einen Bilanzkreisvertrag abgeschlossen hat.

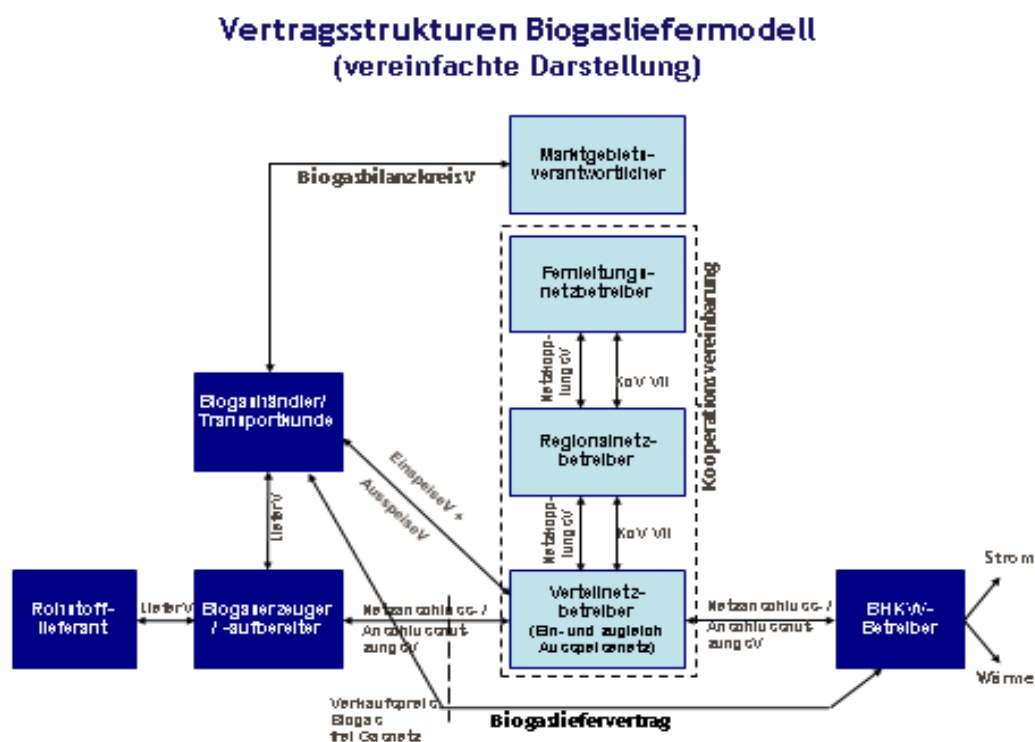


Abbildung 1 Vertragsstruktur Biogasliefermodell

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt als Pfeildiagramm die im Text beschriebenen Vertragsstrukturen.]

Die Belieferung mit Biogas wird schließlich über einen Biogaslieferversatz zwischen dem Transportkunden/Lieferanten und dem von diesem belieferten BHKW-Betreiber abgewickelt. Abgesehen von dem zu vereinbarenden Preis, der letztlich auf wirtschaftlicher Basis z. B. der EEG-Vergütung für den erzeugten Strom abgeschlossen werden wird, sowie den Nachweispflichten des Lieferanten über den Einsatz von Biomasse, weicht der Biogaslieferversatz nicht wesentlich von üblichen Gaslieferverträgen ab.

01.01.2024

Zu beachten ist, dass entsprechend der zuvor benannten Regelung zum Gasabtausch nicht unbedingt physisch Gas aus Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt wird, sondern das jeweils im Netz vorzufindende Gas – in der Regel also Methan aus natürlichen Lagerstätten (Erdgas). Das verkaufte Biogas muss also – wie immer im kaufmännisch-bilanziellen Energiehandel - nicht physisch zur Verbrauchsstelle verbracht werden. Zusammen mit den Einspeisezeitreihen sowie weiteren Nachweisen (insbesondere über die Verwendung von Massenbilanzsystemen zur Rückverfolgbarkeit des Gases) muss ein Nachweis über den – fiktiv – zur Stromerzeugung nach dem EEG eingesetzten regenerativen Energieträger (Biomasse) möglich sein, der Grundlage für die Vergütung nach dem EEG ist.

2) Netzzugang und Abwicklung nach dem „Zertifikatsmodell“

Das Zertifikatsmodell weicht, wie das nachstehende Schaubild verdeutlicht, von dem Biogasliefermodell hinsichtlich der Lieferbeziehungen und der Bilanzkreisabwicklung ab, siehe Abbildung 2.

Vertragsstrukturen Zertifikatsmodell

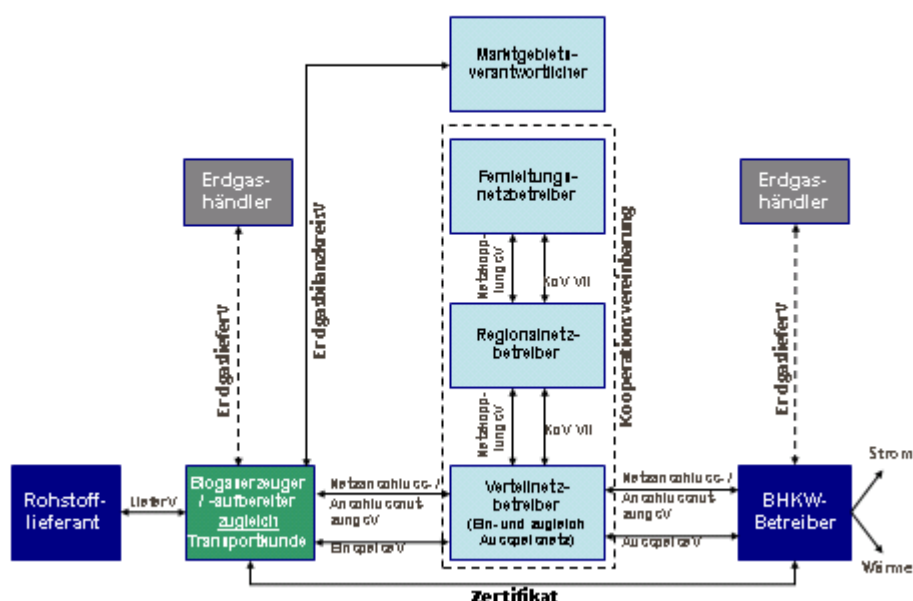


Abbildung 2: Vertragsstruktur Zertifikatsmodell

01.01.2024

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt als Pfeildiagramm die im Text beschriebenen abweichenden Vertragsstrukturen für den Handel mit Biogaszertifikaten.]

Nach dem Zertifikatsmodell wird das eingespeiste Biogas, das physikalisch Erdgas entspricht, an einen Erdgasverbraucher oder -händler vor Ort veräußert, und zwar als Erdgas. Der Abnehmer erhält von dem Betreiber der Biogasanlage lediglich ein Zertifikat über die Erzeugung und Einspeisung einer bestimmten Menge Biogas; er muss sich die für die geplante Verwendung erforderlichen Energiemengen von einem Erdgashändler über einen gesonderten Erdgasliefervertrag sichern.

Der Nachweis, dass – fiktiv – Biogas mit einem bestimmten Eigenschaftsprofil verwendet worden ist, wird über das Zertifikat geführt. Dieses muss die Einspeisezeitreihen der Biogasaufbereitungsanlage beinhalten, sowie – je nach Verwendung des Biogases – Angaben über die einzelnen Einsatzstoffe und die zur Biogaserzeugung eingesetzten technischen Verfahren. Das Zertifikat ergänzt damit den Erdgasliefervertrag – in der Zusammenschau entsprechen beide Vorgänge (Erwerb von Gas und Erwerb der korrespondierenden Zertifikatmenge) im Kern dem Erwerb von Biogas über einen Biogasliefervertrag.

Vorteil des Zertifikatssystems kann im Einzelfall sein, dass die Bilanzierung der eingespeisten Gasmengen über herkömmliche Bilanzkreise möglich ist. Das System kommt insoweit insbesondere solchen Transportkunden/Händlern zugute, die bereits über ein Erdgasportfolio und einen eigenen Erdgasbilanzkreis verfügen. Zudem können über das Zertifikatsmodell Kosten für marktgebietsüberschreitende Transporte vermieden werden. Die Notwendigkeit der Bilanzierung als Biogas entfällt demnach. Das Zertifikatsmodell erweist sich hinsichtlich der Aspekte Netznutzung und Bilanzierung insoweit also als weniger kompliziert.

Da jedoch über das Biogasliefermodell die Preise für Biogas aus Sicht des Biogasaufbereiters oder Händlers langfristiger kalkulierbar sein können und insbesondere keine Bindung der Belieferung des BHKW auch an Erdgaspreise stattfindet, haben beide Modelle – für die zulässigen Verwertungspfade, dazu sogleich – eine Existenzberechtigung und können

01.01.2024

je nach Anforderungsprofil des Betreibers der Biogasaufbereitungsanlage bzw. des Biogashändlers zur Anwendung kommen.

a) Zertifikatsmodell und EEG 2021/EEG 2017/EEG 2014/EEG 2012

Fraglich ist, ob eine Abwicklung von Biogaslieferungen nach dem Zertifikatsmodell möglich ist, wenn das Biogas zur Stromerzeugung nach dem EEG 2021, dem EEG 2017, dem EEG 2014 oder dem EEG 2012 eingesetzt werden soll. Da bei der Lieferung im Zertifikatsmodell immer eine Verstromung von Erdgasmengen stattfindet, die erst über das Zertifikat zu Biogas „veredelt“ werden, kommt es – wie immer bei der Verstromung von aus dem Erdgasnetz entnommenen Gasmengen – darauf an, ob die Voraussetzungen des sog. Gasabtauschs nach § 44b Abs. 4 EEG 2021, § 44b Abs. 5 EEG 2017 (für die Verstromung nach EEG 2017), nach § 47 Abs. 6 EEG 2014 (für die Verstromung nach dem EEG 2014) bzw. 27c Abs. 1 EEG 2012 (für die Verstromung nach dem EEG 2012) erfüllt sind. Nach den soeben genannten Normen

„gilt [aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas] jeweils als Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas,

1. *soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan- oder Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und*
2. *wenn für den gesamten Transport im Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind.“*

Entscheidend für die Frage, ob ein BHKW-Betreiber gegenüber dem Stromnetzbetreiber den Nachweis über den Einsatz von Biomasse-Gas über ein Zertifikat führen darf, ist Ziffer 2 dieser Vorschriften. Danach ist der Nachweis über ein **Massenbilanzsystem** zu führen.

Fraglich ist daher, ob die „Trennung“ der biogenen Eigenschaft des Rohbiogases vom „Trägerstoff Erdgas“ erfolgen kann, ohne dass dies einen Verstoß gegen das zwingend einzuhaltende Massenbilanzsystem darstellt.

01.01.2024

Folge wäre, dass kein förderfähiges Biogas aus Zertifikat und Erdgas mehr „hergestellt“ werden könnte.

Das EEG 2021 definiert ebenso wie das EEG 2017, das EEG 2014 und das EEG 2012 den **Begriff des Massenbilanzsystems** nicht. § 89 Abs. 2 EEG 2021 sieht eine Ermächtigung der Bundesregierung vor, durch Rechtsverordnung im Anwendungsbereich des § 44b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2021 Anforderungen an ein Massenbilanzsystem zur Rückverfolgung von aus einem Erdgasnetz entnommenem Gas zu regeln. Eine solche Rechtsverordnung ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Leitfadens nicht erlassen worden.

Die Begründung zum Regierungsentwurf für ein EEG 2014 enthält den Hinweis, dass mit Massenbilanzsystemen Systeme gemeint sind, wie sie sich auch in den §§ 16 und 17 der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen vom 30.09.2009 (BGBl. I, S. 3182, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 04.04.2016, BGBl. I S. 590 – Biokraft-NachV) finden. Als Massenbilanzsysteme sollen danach Aufzeichnungen gelten, die eine mengenmäßige bilanzielle Rückverfolgbarkeit auf allen Stufen der Herstellung und Lieferung der Biomasse sicherstellen. Durch die Bilanzierung nach einem Massenbilanzsystem werde sichergestellt, dass die Menge der verordnungskonformen Biomasse, die dem Gemisch entnommen wird, nicht höher ist als die Menge der verordnungskonformen Biomasse, die dem Gemisch zuvor beigefügt wurde. Zudem wird dort auf die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veröffentlichte Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 vom 29.06.2012 hingewiesen.

Die Biokraft-NachV, auf die in der Einzelbegründung zu § 47 Abs. 6 EEG 2014 verwiesen wird, ist in Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG 23. April 2009 (ABl. L 140, S. 16: EE-RL) erlassen worden. Der Begriff „Massenbilanzsystem“ rührt folglich aus dem Europarecht her und ist aus Sicht der Gutachter deshalb nach der EE-RL auszulegen.

Charakteristisch für ein Massenbilanzsystem ist es danach, dass eine „**Vermischung**“ von Stoffen verschiedener Herkunft bzw. mit einer anderen

01.01.2024

Vergütungsqualität möglich ist, **ohne dass deren stoffliche Identität verloren geht**. Art. 18 Abs. 1 EE-RL verlangt deshalb bei einer Vermischung von Lieferungen mit verschiedenen Nachhaltigkeitseigenschaften, dass diese weiterhin dem Gemisch zuzuordnen sind. Zudem ist dort der Hinweis auf „andere Überprüfungsmöglichkeiten“ enthalten, bei denen die *„Nachhaltigkeitseigenschaften nicht physisch bei speziellen Lieferungen oder Gemischen verbleiben müssen“*. Im Umkehrschluss ist daraus zu folgern, dass der physische Bezug der Nachhaltigkeitseigenschaften zu den Lieferungen bei der Verwendung von Massenbilanzsystemen nicht vollständig aufgehoben sein darf.

Diese Anforderungen können – wie gezeigt – zur Auslegung des Begriffs der Massenbilanzierung im EEG 2021, im EEG 2017, im EEG 2014 und im EEG 2012 herangezogen werden. Der Nachweis über die „stoffliche Identität“ – also im Fall des Gasabtauschs darüber, dass es sich bei dem entnommenen Gas um Biogas handelt – wird bei Anwendung des Massenbilanzsystems über eine bilanzielle Zuordnung dieser stofflichen Eigenschaft zu der jeweiligen Gasmenge gewährleistet. Es muss über diese bilanzielle Zuordnung sichergestellt werden können, dass die Gasmengen, die dem „Gemisch“ aus Biogas und Gasen anderer Herkunft entnommen werden und als Biogas verwendet werden sollen, nicht höher sind als die Biogasmengen, die dem „Gemisch“ als Biogas beigefügt wurden. Dies ergibt sich auch aus der Begründung zum Regierungsentwurf. Im Fall der Einspeisung von Biogas in ein Gasnetz für die allgemeine Versorgung findet im Gasnetz – das man sich vereinfacht als riesigen Tank vorstellen kann – eine physische Vermischung von Biogas mit Gasen anderer Herkunft statt, die eine physische Trennung dieser Gase bei der Entnahme aus dem Gasnetz praktisch unmöglich macht. Allerdings kann aufgrund der exakten Erfassung der eingespeisten und der entnommenen Gasmengen sowie der Bilanzierung dieser Mengen über einen oder mehrere Bilanzkreise die für ein Massenbilanzsystem erforderliche Mengenbilanz mit Stoffbezug hergestellt werden, wenn die eingespeisten und der entnommenen Mengen exakt erfasst werden.

Diese **bilanzielle Zuordnung mit Stoffbezug** kann aber dann nicht mehr sichergestellt werden, wenn die biogene Eigenschaft des Rohgases „abgeschöpft“, d.h. in einem **Zertifikat** verbrieft und der verbleibende

01.01.2024

„Trägerstoff“ Erdgas getrennt verwertet wird. Das Zertifikat kann nach seiner „Abspaltung“ mit einer beliebigen Menge Erdgas – die freilich im Wärmeäquivalent der ursprünglich eingespeisten Biogasmenge entsprechen muss – an einen beliebigen Ort der Verwendung und zu einem beliebigen Zeitpunkt zu Biogas „zusammengesetzt“ werden. Es besteht damit **kein Zusammenhang mehr zum ursprünglichen „Trägerstoff“**, der in der Regel bereits separat als Erdgas vermarktet wurde. Wird die biogene Eigenschaft abgeschöpft und in einem Zertifikat verbrieft, wird diese von dem „Trägerstoff“ sowohl in räumlicher als auch in zeitlicher Hinsicht separiert. Das „Schicksal“ des ursprünglichen „Trägerstoffs“ Erdgas weist keinen Bezug mehr zu der in dem Zertifikat verbrieften Eigenschaft des Biogases auf, diese wird über das Zertifikat vielmehr vollständig abgetrennt. Deshalb entspricht der Umstand, dass nach Abschöpfung der biogenen Eigenschaft über ein Zertifikat jegliche Kopplung an den „Trägerstoff“ aufgelöst wird, nicht den europarechtlichen Anforderungen an ein Massenbilanzsystem.

Zwar lässt das Massenbilanzsystem ebenfalls eine **(räumliche und zeitliche) Lockerung des Bezugs zum „Trägerstoff“ Erdgas** dadurch zu, dass eine Vermischung mit anderen Gasen erlaubt ist und die Gesamtbilanz innerhalb des maßgeblichen Betrachtungszeitraums (für den Gasabtausch: maximal ein Kalenderjahr) ausgeglichen sein muss. Physikalisch handelt es sich damit auch bei Verwendung eines Massenbilanzsystems nicht um dieselbe physische Biogasmenge, die tatsächlich eingespeist wurde. Allerdings wird durch die bilanzielle Zuordnung der Bezug zum Trägerstoff unserer Ansicht nach zwar gelockert, aber eben **nicht** – wie bei Abschöpfen eines Zertifikats („book and claim“) – **vollständig aufgelöst**. In dem gesamten Gasnetz und den darin innerhalb des relevanten Betrachtungszeitraums transportierten Mengen ist die Biogasmenge in der Gesamtbilanz enthalten, da stets sichergestellt sein muss, dass die entnommene Biogasmenge nicht höher ist als die Menge an Biogas, die eingespeist wurde. Beim Zertifikat wird die biogene Eigenschaft vom Biogas gelöst und lediglich später wieder „zusammengebaut“. Damit fehlt aber nach unserem Verständnis der **ununterbrochene Stoffbezug**, der nach unserer Einschätzung für ein Massenbilanzsystem erforderlich ist.

01.01.2024

Für im Wege des Gasabtauschs erworbene Biogasmengen, die in einem BHKW zur EEG-Stromerzeugung eingesetzt werden sollen, kann gemäß § 44b Abs. 4 EEG 2021, § 44b Abs. 5 EEG 2017, § 47 Abs. 6 EEG 2014 bzw. § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 der Nachweis über die Biomasseeigenschaft unserer Einschätzung nach daher nicht über ein Zertifikat geführt werden.

b) Zertifikatsmodell und EEG 2009

Ausgangspunkt für die Beurteilung der Zulässigkeit des Zertifikatsmodells ist auch für die Stromerzeugung nach dem EEG 2009 die Tatsache, dass gegenüber dem Stromnetzbetreiber ein Nachweis darüber geführt werden muss, dass das dem Gasnetz entnommene (regelmäßig) fossile Gas als Biomasse im Sinne der BiomasseV gilt. Für Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden gelten – wie bereits festgestellt – trotz grundsätzlicher Anwendbarkeit des EEG 2017 in der Regel die energieträgerspezifischen Vergütungsregelungen des EEG 2009 weiter. Im EEG 2009 ist der sog. **Gasabtausch** in der Vergütungsnorm für den jeweiligen gasförmigen Energieträger geregelt, für Strom aus Biomasse in § 27 Abs. 2 EEG 2009. Diese Norm ist nach der Übergangsregelung § 100 Abs. 2 Nr. 10 c) EEG 2017 auf Anlagen anzuwenden, die unter Geltung des EEG 2009 in Betrieb genommen wurden. Danach

„gilt aus einem Gasnetz entnommenes Gas jeweils als Biomasse, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist.“

Eine Verpflichtung zur Verwendung von Massenbilanzsystemen – wie in § 44b Abs. 5 EEG 2017, § 47 Abs. 6 EEG 2014 bzw. § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 – sieht das EEG 2009 damit nicht vor. Deshalb stünde die Abwicklung von Biomethanlieferungen über das Zertifikatsmodell einem Anspruch auf die Vergütung für Strom aus Biomasse nach dem EEG 2009 danach nicht entgegen.

Allerdings sieht die **Übergangsregelung** des § 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 für Strom aus Anlagen, die nach dem Inbetriebnahmebegriff des EEG 2009 vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, vor, dass

01.01.2024

§ 44b Abs.5 Nr. 2 EEG 2017 – und damit die Verpflichtung zur Verwendung von Massenbilanzsystemen – anzuwenden ist für Strom, der vor nach dem 31.07.2014 erzeugt worden ist. Ausweislich der Begründung zur Vorgängerfassung dieser Norm soll damit redaktionell klargestellt werden, dass das Massenbilanzierungserfordernis auch für Anlagen gilt, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind. Weil § 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 anlagenbezogen formuliert ist, spricht damit aus unserer Sicht viel dafür, dass der Gesetzgeber mit dieser Norm die Pflicht zur Massenbilanzierung für alle vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommenen Bestandsanlagen jedenfalls ab dem 01.08.2014 verpflichtend einführen möchte. Weil § 66 Abs. 10 EEG 2012, der die Pflicht zur Massenbilanzierung für den ab dem 01.01.2013 erzeugten Strom anordnete, allein auf den erzeugten Strom Bezug nahm und nicht – wie viele weitere Übergangsregelungen – auf den Strom aus Anlagen abstellte, war dies unter Geltung des EEG 2012 noch umstritten. Der anlagenbezogene Wortlaut des § 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 sowie die Begründung zur Vorgängerfassung dieser Norm legen es aus unserer Sicht nahe, dass sich dieser Streit bereits mit Inkrafttreten des EEG 2014 erledigt haben dürfte und die Massenbilanzierung jedenfalls seit dem 01.08.2014 für alle Anlagen – unabhängig davon, wann sie in Betrieb genommen wurden – verpflichtend ist.

Daher kann für Strom aus Erdgasmengen, die mit Hilfe von Zertifikaten zu Biogas „veredelt“ werden, auch die Vergütung nach dem EEG 2009 nach unserem Verständnis **spätestens seit dem 01.08.2014 nicht mehr** beansprucht werden. Die Abwicklung nach dem Zertifikatsmodell hat nach unserer Einschätzung daher auch für solche Anlagen keine Bedeutung mehr, die grundsätzlich nach dem EEG 2009 vergütet werden. Seit dem 01.08.2014 ist eine Verwendung von Zertifikaten im Verwertungspfad Stromerzeugung nach dem EEG unserer Ansicht nach somit nicht mehr zulässig.

c) Zertifikatsmodell und GEG bzw. EEWärmeG

Für die Erfüllung der Nutzungspflicht durch den Einsatz gasförmiger Biomasse sah das EEWärmeG spezielle Anforderungen vor. Aufgrund der Übergangsvorschriften im Teil 9 GEG sind die Anforderungen teilweise auch

01.01.2024

noch nach dem Inkrafttreten des GEG beachtlich. Letztendlich enthält das GEG aber ohnehin überwiegend die gleichen Anforderungen.

Der Einsatz von gasförmiger Biomasse, die auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist wurde, gilt gemäß § 40 Abs. 2 Nr. 2 GEG nur dann als Erfüllung der gesetzlichen Nutzungspflicht, wenn

„die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres muss der Menge von Gas aus Biomasse entsprechen, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist, und es müssen Massenbilanzsysteme für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung über seine Einspeisung in das Erdgasnetz und seinen Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz verwendet worden sein,“

Ziffer II. 1.c)bb) der Anlage zum EEWärmeG enthält eine nahezu wortgleiche Bestimmung.

Sie war durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 24.02.2011 (BGBl. I, S. 619 –Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien) vom 24.02.2011 neu in das EEWärmeG eingefügt worden und ist am 01.05.2011 in Kraft getreten. Da das EEWärmeG keine spezielle Übergangsregelung zu dieser Vorschrift enthielt, gilt die dadurch eingeführte Verpflichtung seit dem 01.05.2011 für alle nach dem EEWärmeG bzw. dem GEG verpflichteten Eigentümer von Gebäuden. Damit kann seit dem 01.05.2011 die Nutzungspflicht nach dem EEWärmeG bzw. dem GEG durch den Einsatz von in das Erdgasnetz eingespeistem Biomethan nur noch erfüllt werden, wenn dessen Rückverfolgbarkeit von der Entnahme aus dem Erdgasnetz bis zu seiner Herstellung bzw. seiner Gewinnung über Massenbilanzsysteme gewährleistet ist. Ein Nachweis gegenüber der nach dem EEWärmeG bzw. dem GEG zuständigen Behörde über die Erfüllung der Nutzungspflicht kann deshalb nur noch bei der Verwendung von Massenbilanzsystemen – und damit nach unserer Ansicht nicht mehr im Fall der Verwendung von Zertifikaten – geführt werden.

01.01.2024

d) Zertifikatsmodell und Biokraft-NachV

Die Anrechenbarkeit von als Kraftstoff in den Verkehr gebrachten Biomethans auf die Biokraftstoffquote bzw. die Inanspruchnahme der Steuervergünstigung für Biokraftstoffe setzt die Einhaltung der Anforderungen der Biokraft-NachV voraus. Auch dort wird in § 17 Abs. 1 Nr. 1 vorgeschrieben, dass die Nachhaltigkeitseigenschaften von der letzten Schnittstelle (hier: der BGAA) entlang der gesamten Lieferkette lückenlos in einem Massenbilanzsystem zu dokumentieren sind. Das heißt – insbesondere auch in entsprechender Auslegung der mit der Biokraft-NachV umgesetzten EE-RL (dort: Art. 16 Abs. 2) – dass die Nachhaltigkeitseigenschaften physisch bei speziellen Lieferungen oder Gemischen verbleiben müssen. Damit ist auch für den Kraftstoffpfad die Möglichkeit eines sog. book-and-claim-Systems ausgeschlossen, so dass hier keine Zertifikate zum Einsatz kommen können.

e) Verbleibender Anwendungsbereich

Damit zeigt sich: In den Hauptverwertungspfaden für den Einsatz von Biomethan (im Leitfaden gemeinhin als Biogas bezeichnet) „Strom- und Wärmeerzeugung nach EEG 2009, EEG 2012, 2014 und EEG 2017“ und „Erfüllung der Nutzungspflicht aus dem EEWärmeG“ (bzw. dem GEG) sowie im Biokraftstoffpfad gilt eine Verpflichtung zur Verwendung von Massenbilanzsystemen. Diese Anforderung kann bei der Abwicklung von Biomethanlieferungen nach dem Zertifikatsmodell nach Ansicht der Gutachter nicht erfüllt werden. Deshalb ist zu erwarten, dass der Abwicklung von Biomethanlieferungen nach dem Zertifikatsmodell künftig nur noch eine äußerst untergeordnete Rolle zukommen wird (insbesondere bei den „freiwilligen Beimischprodukten“, also der gesetzlich nicht geforderten Beimischung eines bestimmten Anteils an Biogas zu einem Gasprodukt).

VIII. Weitere Gesetze und Verordnungen**1) Energiesteuergesetz (EnergieStG)**

Energieerzeugnisse – und damit auch Biogas – unterliegen im Steuergebiet (Gebiet der Bundesrepublik Deutschland ohne das Gebiet von Büsingen und

01.01.2024

ohne die Insel Helgoland) der Energiesteuer. Für Energieerzeugnisse muss nach den Vorgaben des Energiesteuergesetzes vom 15.07.2006 (BGBl. I, S. 1534 – EnergieStG, zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 26.06.2018 (BGBl. I S. 888) – EnergieStG) grundsätzlich Energiesteuer an das jeweils örtlich zuständige Hauptzollamt abgeführt werden.

Eine Ausnahme gilt für Biogas, das vom Fermenter über eine Direktleitung (Mikrogasleitung) in der Stromerzeugungsanlage eingesetzt wird; dieses Biogas ist nach § 28 EnergieStG steuerbefreit, wenn es – wie die Vorschrift ab dem 01.01.2018 bestimmt – zum Verheizen oder in begünstigten Anlagen nach § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und Nr. 2 EnergieStG (Anlagen, deren mechanische Energie ausschließlich der Stromerzeugung dient oder KWK-Anlagen mit einem bestimmten Jahresnutzungsgrad) verwendet wird.

Außerdem sahen § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 und Nr. 5 EnergieStG Steuerentlastungen für Biokraftstoffe vor; die Regelung des § 50 EnergieStG ist jedoch mit Wirkung zum 01.01.2018 aufgehoben worden.

2) **Biokraftstoffquotengesetz / Bundesimmissionsschutzgesetz**

Durch das Biokraftstoffquotengesetz wurden zum 01.01.2007 Mindestquoten für Biokraftstoffe eingeführt (vgl. Art. 3 BioKraftQuG, § 37a Abs. 3 BImSchG). Danach waren Diesel- und Ottokraftstoffen – gemessen an der Jahresmenge – jeweils bestimmte Mindestmengen Biokraftstoffe beizumischen, vgl. § 37a Abs. 3 BImSchG. Die Anforderungen an die Biokraftstoffe ergeben sich aus § 37b BImSchG. Biokraftstoffe sind nach § 37b Abs. 1 BImSchG Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I, S. 1234) in der jeweils geltenden Fassung.

Zunächst regelte § 37b Satz 8 BImSchG a.F., dass Biogas nicht auf die Erfüllung der Beimischungspflicht angerechnet werden darf. Diese Entscheidung des Gesetzgebers beruhte wohl auf der Selbstverpflichtungserklärung der Gaswirtschaft, bis zum Jahr 2010 eine Beimischungsquote von 10 % (bis 2020 20 %) des CNG (Compressed Natural Gas) freiwillig zu erfüllen. Am 22.10.2008 beschloss das Bundeskabinett jedoch neue gesetzliche Regelungen zur Förderung von Biokraftstoffen, um den Ausbau der Biokraftstoffe stärker als bisher auf die effektive Minderung

01.01.2024

von Treibhausgasemissionen auszurichten. Das Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, das am 16.07.2009 in Kraft trat, sieht vor, dass jetzt auch Biomethan auf die Verpflichtung zur Beimischung von Biokraftstoffen nach § 37b BImSchG angerechnet werden kann, vgl. § 37a Abs. 4 BImSchG a.F. und nun § 37a Abs. 5 Satz 1 Nr. 3 BImSchG.

Ab dem Jahr 2015 wurden die bisherigen Beimischungsquoten auf eine **Treibhausgasminderungsquote** umgestellt. Mit den zum 1. Januar 2015 in Kraft getretenen Änderungen durch das Zwölfte Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes wurden die Regelungen zur Biokraftstoffquote in Inhalt und Systematik überarbeitet. Ziel war insbesondere, den Vollzug der Treibhausgasminderungsquote zu erleichtern und zu klären. Auch im Rahmen der Treibhausgasminderungsquote kann Biomethan als beigemischter oder reiner Biokraftstoff angerechnet werden (§ 37a Abs. 5 Satz 1 Nr. 3 BImSchG). Voraussetzung ist insbesondere, dass das Biomethan (vorliegend im Leitfaden als Biogas bezeichnet) den Anforderungen für Erdgas nach § 8 der Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen entspricht, vgl. § 37b Abs. 6 BImSchG (siehe näher unten Teil 2S).

3) **Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)**

Die EE-RL stellt für die energetische Nutzung von Biomasse bestimmte Nachhaltigkeitsanforderungen auf. Ziel dieser Nachhaltigkeitsanforderungen ist insbesondere, künftig flüssige Biomasse und Biokraftstoffe nur unter Beachtung verbindlicher ökologischer und sozialer Nachhaltigkeitsstandards herzustellen. Diese Richtlinie wird in Deutschland durch zwei Nachhaltigkeitsverordnungen umgesetzt. Dies ist zum einen die Biokraft-NachV und zum anderen die Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biomasse zur Stromerzeugung vom 23.07.2009 (BGBl. I, S. 2174, zuletzt geändert durch Artikel 125 des Gesetzes vom 29.03.2017, BGBl. I S. 626 – BioSt-NachV).

Vorliegend von Interesse ist die Biokraft-NachV. Die Verordnung will sicherstellen, dass nur nachhaltig hergestellte Biokraftstoffe auf die Biokraftstoffquoten des BImSchG angerechnet werden können (Erreichen

01.01.2024

einer vorgegebenen Treibhausgasminderung im Rahmen von in Verkehr gebrachten Kraftstoffen) und steuerentlastungsfähig nach § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 bis 4 EnergieStG sind. Nach § 2 Abs. 1 Biokraft-NachV sind Biokraftstoffe im Sinne der Verordnung flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt wurden. Damit finden die Regelungen der Biokraft-NachV ausdrücklich auch auf die Verwendung von Biogas Anwendung.

4) **Stromsteuergesetz (StromStG)**

Strom unterliegt der Stromsteuer. Für den im Steuergebiet entnommenen Strom muss nach dem Stromsteuergesetz vom 24.03.1999 (BGBl. I S. 378, zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27.08.2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) – StromStG), grundsätzlich Stromsteuer an das jeweils örtlich zuständige Hauptzollamt abgeführt werden.

Die Steuer entsteht nach § 5 Abs. 1 Satz 1 StromStG entweder dadurch, dass von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird, oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Bei Eigenerzeugern entsteht die Steuer mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet, § 5 Abs. 1 Satz 2 StromStG. Steuerschuldner ist der Versorger bzw. der Eigenerzeuger, § 5 Abs. 2 StromStG.

§ 9 Abs. 1 StromStG sieht jedoch unterschiedliche Möglichkeiten der Stromsteuerbefreiung vor. So ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG Strom aus erneuerbaren Energieträgern steuerbefreit, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Strom aus erneuerbaren Energieträgern umfasst u. a. Strom, der ausschließlich aus Biomasse i.S.d. BiomasseV erzeugt wird, vgl. § 2 Nr. 7 StromStG i.V.m. § 1b Abs. 2 StromStG. Nach gegenwärtiger Auffassung der Finanzverwaltung ist Biomethan, also aufbereitetes und ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas (vgl. § 3 Nr. 13 EEG 2017) kein erneuerbarer Energieträger. Soweit die Stromerzeugung aus Biomasse nur durch eine Zünd- und Stützfeuerung mit

01.01.2024

anderen Energieträgern technisch möglich ist, steht dies dem Erfordernis der Ausschließlichkeit nicht entgegen, vgl. § 1b Abs. 1 StromStV.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist Strom von der Steuer befreit, der zur Stromerzeugung entnommen wird.

Zu nennen ist schließlich die Stromsteuerbefreiung für Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis 2 MW, der entweder im räumlichen Zusammenhang zur Anlage vom Anlagenbetreiber selbst entnommen wird oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnehmen, vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG.

5) Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)

a) Reduktion von Treibhausgasen durch Marktmechanismus

Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I, S. 1475 – TEHG) zielt auf eine Reduktion von Treibhausgasen, vor allem von CO₂, ab, indem es die erfassten europäischen Anlagenbetreiber zwingt, mit einem auf europäischer Ebene vorab festgelegten Emissionsbudget auszukommen, das unter dem Niveau der bisherigen Emissionen liegt.

Der Emissionshandel erfasst nicht alle Emittenten, sondern nur diejenigen Betreiber, deren stationäre Anlagen im Anhang I zum TEHG aufgeführt sind. Hierzu gehören – neben anderen großen Industrieanlagen und Luftfahrzeugbetreibern – als wichtigste und größte Gruppe die Energieerzeugungsanlagen mit mehr als 20 MW Feuerungswärmeleistung. Diese müssen jedes Jahr über ihre Vorjahresemissionen berichten, § 5 TEHG. Diese Berichte müssen den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 2018/2066 vom 19.12.2018 (ABl. L 257, S. 32 – MRR) entsprechen. Die konkrete Berichterstattung ergibt sich aus einem anlagenindividuellen Überwachungsplan, der am Beginn der Handelsperiode durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) genehmigt wird, § 6 TEHG.

Einen Monat nach Vorlage des – durch Sachverständige zu verifizierenden – Emissionsberichts hat der Anlagenbetreiber eine entsprechende Anzahl an Emissionsberechtigungen an die DEHSt abzuführen. Diese abzugebenden

01.01.2024

Emissionsberechtigungen können aus mehreren Quellen stammen: Ein Teil des Gesamtbudgets wird kostenpflichtig versteigert. Ein anderer Teil wird kostenlos nach den Regeln der Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2013 bis 2020 (ZuV 2020) vom 26.09.2011 (BGBl. I, S. 1921) zugeteilt. Da die Berechtigungen europaweit frei handelbar sind, können die Anlagenbetreiber sich aber auch auf Sekundärmärkten versorgen. Im Ergebnis sollen so Emissionsminderungen dort erzielt werden, wo dies am günstigsten ist.

b) Anwendungsbereich für Biogas

Es entspricht dem Minderungsziel des Emissionshandels, dass für die Verbrennung von Biogas in emissionshandelspflichtigen Anlagen keine Emissionsberechtigungen abzuführen sind. Denn es sollen ja fossile und nicht biogene Emissionen verringert werden. Entsprechend darf Biomasse im Emissionsbericht mit „null“ angesetzt werden, Art. 38 Abs. 2 MRR.

Dadurch verringert sich naturgemäß auch die Anzahl abzugebender Berechtigungen, so dass der Einsatz von biogenem Kohlenstoff als Brennstoffbestandteil die Kosten für den Emissionshandel im Verhältnis pro Produkteinheit reduziert.

6) Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) regelt die Anforderungen für einen finanziellen Förderanspruch nach dem EEG für Strom aus flüssigen, festen oder gasförmigen Biobrennstoffen. Sie setzt damit die Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse aus Art. 29 Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) um. Zu den Anlagen im Anwendungsbereich der Verordnung gehören seit deren Neufassung auch Anlagen, die gasförmige Biomasse-Brennstoffe einsetzen, sofern diese eine Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr aufweisen. Dies kann auch Biomethan umfassen, wenn dieses als Brennstoff zur Stromerzeugung in einem BHKW eingesetzt wird. Zu den wesentlichen Regelungsinhalten der Verordnung gehören neben Vorgaben zur Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparung auch spezifische Nachweis- und Zertifizierungspflichten.

01.01.2024

B. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2023

I. Anwendungsbereich

Ab dem 01.01.2023 sind für alle Stromerzeugungsanlagen, die ab diesem Datum in Betrieb genommen werden, die Bestimmungen des EEG 2023 anzuwenden. Für Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2023 am 01.01.2023 in Betrieb genommen werden (Bestandsanlagen), finden gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 Buchst. a) EEG 2023 grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2021 Anwendung. Dieselbe Rechtsfolge greift nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 Buchst. b) EEG 2023 auch für Anlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 01.01.2023 ermittelt worden ist oder nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 Buchst. c) EEG 2023 für Anlagen, die vor dem 01.01.2023 als Pilotwindenergieanlage an Land durch das Bundeswirtschaftsministerium oder als Pilotwindenergieanlage auf See durch die Bundesnetzagentur festgestellt worden sind. Nach § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 sind die Vorschriften des EEG 2021 ferner weiterhin für Strom, der vor dem 01.01.2023 an einen Letztverbraucher geliefert wurde und für Strom, der vor dem 01.01.2023 verbraucht und nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wurde, anzuwenden.

II. Zahlungsanspruch für die Erzeugung von Strom aus Biomasse

Im Folgenden werden die wesentlichen Neuerungen des EEG 2023 für die Stromerzeugung aus Biomasse dargestellt.

Nach § 39i Abs. 1 S. 1 EEG 2023 wird zunächst der Maisdeckel sukzessive abgesenkt. Danach besteht ein durch Zuschlag erworbener Anspruch nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Biogas nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von **Getreidekorn und Mais** bei Anlagen, die **im Jahr 2023** einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr insgesamt **höchstens 40 Masseprozent** beträgt, bei Anlagen, die **im Jahr 2024 oder 2025** einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr **höchstens 35 Masseprozent** beträgt und bei Anlagen, die **im Jahr 2026, 2027 oder 2028** einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr **höchstens 30 Masseprozent** beträgt.

01.01.2024

Nach **§ 39i Abs. 1a EEG 2023** sollen Biomethananlagen künftig auch nicht mehr an den allgemeinen Ausschreibungen für Biomasseanlagen teilnehmen können, sondern ausschließlich an eigens eingeführten Biomethanausschreibungen. Hierdurch soll der Einsatz von Biomethan aufgrund seiner begrenzten Verfügbarkeit in Spitzenlastkraftwerken sichergestellt werden.² Ergänzend soll durch **§ 42 S. 2 EEG 2023** auch der Einsatz von Biomethan in Biomasseanlagen, die nicht an Ausschreibungen teilgenommen haben, ausgeschlossen werden.

Die Ausschreibung für Biomethananlagen wird in **§ 28d EEG 2023** geregelt. Danach finden die Ausschreibungen für Biomethananlagen in den Jahren 2023 bis 2028 jeweils am 1. April und 1. September statt. Das Ausschreibungsvolumen beträgt jeweils 600 MW pro Kalenderjahr. Es erhöht sich ab 2024 jeweils um die Mengen, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten. Für diesen Mengen finden dann Ausschreibungen an zwei noch nicht bekanntgemachten Gebotsterminen statt. Nach **§ 28d Abs. 6 EEG 2023** kann die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermines aber auch verringern, wenn zu erwarten ist, dass die ausgeschriebene Menge größer als die eingereichte Gebotsmenge sein wird.

Darüber hinaus wird gemäß **§ 39j S. 1 EEG 2023** die bisherige Leistungsbeschränkung für die Teilnahme an Ausschreibungen auf 20 MW für Biomethananlagen aufgehoben. Durch **§ 39k Abs. 1 EEG 2023** soll schließlich klargestellt werden, dass ausschließlich Neuanlagen, d.h. Anlagen, die erst nach der Zuschlagserteilung in Betrieb gesetzt werden, an den Ausschreibungen teilnehmen können. Nach **§ 39k Abs. 2 EEG 2023** müssen Gebote für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 10 MW, die nach dem 30.06.2023 genehmigt worden sind, darüber hinaus den Nachweis beifügen, dass die Anlagen ab dem 01.01.2028 mit höchstens 10 % der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung einer Biomethananlage mit gleicher Leistung nach dem aktuellen Stand der Technik betragen würde, so umgestellt werden können, dass sie ihren Strom ausschließlich auf Basis von Wasserstoff gewinnen können („H₂-Readiness“). Diese

² BT-Drs. 20/1630, S. 190.

01.01.2024

Regelung dient dem Ziel, zukünftige Investitionen in geförderte neue Biomethananlagen kompatibel für die Transformation zu einer nachhaltigen treibhausgasneutralen Energieversorgung zu machen.

C. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2021

I. Anwendungsbereich

Seit dem 01.01.2021 gelten für alle Stromerzeugungsanlagen, die seit dem 01.01.2021 in Betrieb genommen werden, die Regelungen des EEG 2021. Für Anlagen, die bereits vor Inkrafttreten des EEG 2021 am 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden (Bestandsanlagen), finden gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2017 oder über die Übergangsbestimmungen des EEG 2017 auch eine frühere Fassung des EEG Anwendung. Das EEG 2021 ist auf Bestandsanlagen nur in dem Umfang anzuwenden, wie es sich aus § 100 Abs. 2 ff. EEG 2021 ergibt. Auch Anlagen, die noch vor dem 01.01.2021 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben, unterfallen nach § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021 grundsätzlich dem Regime des EEG 2017, soweit nicht in § 100 Abs. 2 ff. EEG 2021 eine davon abweichende Regelung getroffen wird. Das Förderregime des EEG 2021 hat damit zunächst vor allem Relevanz für die Anlagen, die ab dem 01.01.2021 in Betrieb genommen werden. Aber auch für bereits davor in Betrieb genommene Biomasseanlagen kann sich ein Zahlungsanspruch aus dem EEG 2021 ergeben, wenn diese unter den in § 39g EEG 2021 geregelten Voraussetzungen an Ausschreibungen unter dem EEG 2021 teilnehmen und einen Zuschlag erhalten.

Eine Zahlung nach dem EEG 2021 kann beansprucht werden, wenn die gesetzlichen Anspruchsvoraussetzungen nach dem EEG 2021 jeweils vorliegen und auch keine sonstigen Hindernisse bestehen. Wie bereits das EEG 2014 und 2017 sieht auch das EEG 2021 als Regelfall die Direktvermarktung mit Marktprämie vor, während eine Einspeisevergütung lediglich ausnahmsweise, insbesondere für Anlagen unter 100 kW installierter Leistung, beansprucht werden kann. Gegenüber dem EEG 2017 neu hinzukommen ist dabei ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen (§ 23b EEG 2021). Auch Biomasseanlagen könne dies aber nur in Anspruch nehmen, wenn deren installierte Leistung 100 kW

01.01.2024

nicht übersteigt. Weiterhin wird wie im EEG 2017 auch im EEG 2021 der anzulegende Wert, der zur Berechnung der Marktprämie dient, im Regelfall durch Ausschreibungen und nur noch für bestimmte Fälle (z.B. kleine Biomasseanlagen unter 150 kW) gesetzlich bestimmt. Der Zuschlag ist daher gemäß § 22 Abs. 4 EEG 2021 neben der Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne der BiomasseV Zahlungsvoraussetzung für solche Biomasseanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen müssen (Neuanlagen über 150 kW) oder dürfen (ggf. Bestandsanlagen). Weitere besondere Zahlungsbestimmungen ergeben sich für Biomasseanlagen, die an den regulären Ausschreibungen für Biomasse nach § 39 ff. EEG 2021 teilnehmen, aus § 39i EEG 2021. Dies umfasst u.a. Vorgaben zum „Maisdeckel“ (§ 39i Abs. 1 EEG 2021) sowie zur Vergärung von Bioabfällen (§ 39 Abs. 3 EEG 2021).

Darüber hinaus wurden mit dem EEG 2021 Sonderausschreibungen für Biomethananlagen nach § 39j ff. EEG 2021 eingeführt. Dies soll ein „neues und innovatives Ausschreibungsinstrument“ darstellen, um die Systemverantwortung der erneuerbaren Energien zu erhöhen und so zusätzliche gesicherte Leistung in das bestehende Marktsystem zu integrieren und die Versorgungssicherheit zu erhöhen (BT-Drs. 19/23482, S.92).

Die Einführung der Sonderausschreibung für Biomethan wirft grundsätzlich die Frage auf, ob Biomethananlagen auch weiterhin an den regulären Ausschreibungen für Biomasseanlagen nach § 39 ff. EEG 2021 teilnehmen dürfen. Nach Einschätzung der Gutachter spricht viel dafür: So fällt auch Biomethan unter den Biomassebegriff des EEG 2021. Zudem wird in der Gesetzesbegründung zu § 39j EEG 2021 explizit klargestellt, dass sich etwa bestehende Biomethananlagen an den regulären Ausschreibungen nach § 39 EEG 2021 beteiligen dürfen (BT-Drs. 19/23482, S.116). Auch die in der Gesetzesbegründung dargelegte Intention für die Einführung der Sonderausschreibungen, die Systemverantwortung der erneuerbaren Energien zu erhöhen, spricht gegen einen Ausschluss von Biomethananlagen von der regulären Ausschreibung. Der Gesetzgeber wollte mit den Sonderausschreibungen einen besonderen Anreiz für die Systemintegration erneuerbarer Energien setzen (s.o.). Ein Ausschluss der Biomethananlagen von der regulären Biomasseausschreibung war damit

01.01.2024

nicht gewollt und kommt in der Gesetzesbegründung auch nicht entsprechend zum Ausdruck. Für dieses Verständnis spricht auch, dass sich die Sonderausschreibungen (ab 2022) auf Biomethananlagen in der Südregion beschränken und der Höchstwert für Anlagen in dieser Ausschreibung höher ist als bei den regulären Biomasseausschreibungen. Nicht zuletzt spricht gegen einen Ausschluss von der regulären Biomasseausschreibung, dass, wie bisher, auch nach § 39i Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 weiterhin Biogas eingesetzt werden darf. Auch ist ein Ausschluss von Biomethan aus der regulären Biomasseausschreibung nicht explizit geregelt.

Auf Biomethananlagen in der Sonderausschreibung sind nach § 39j EEG 2021 grundsätzlich die für die regulären Biomasseausschreibungen geltenden Vorschriften anzuwenden. Nicht anzuwenden sind aber nach § 39j EEG 2021 u.a. die besonderen Zahlungsbestimmungen für Anlagen in der regulären Biomasseausschreibung nach § 39i Abs. 2 bis 5 EEG 2021. Vielmehr werden in § 39m EEG 2021 besondere Zahlungsbestimmungen für Biomethananlagen in der Sonderausschreibung bestimmt. Dies umfasst nach § 39m Abs. 1 EEG 2021 zunächst die Anforderung, dass ausschließlich Biomethan zur Erzeugung des Stroms eingesetzt werden darf. Darüber hinaus darf die Bemessungsleistung für Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW nur 15 Prozent betragen (§ 39m Abs. 2 S. 1 EEG 2021). Dies entspricht einer Volllaststundenzahl von 1.314 h pro Jahr und soll bewirken, dass in dieser Sonderausschreibung nur hoch flexible Stromerzeugungsanlagen gefördert werden. Für den darüber hinausgehenden Anteil der erzeugten Strommenge verringert sich der anzulegende Wert auf null (§ 39m Abs. 2 S. 2 EEG 2021). § 39m Abs. 3 EEG 2021 regelt, dass die bisherigen Bilanzierungsmethoden für das eingespeiste und entnommene Biomethan im Gasnetz auch in der Biomethansonderausschreibung anzuwenden sind und stellt darüber hinaus klar, dass für diese Art der Biomethananlagen aufgrund der niedrigen Volllaststundenzahl abweichend von § 44b Abs. 2 EEG 2021 keine Pflicht zur Kraftwärme-Kopplung besteht. § 44c Abs. 5 EEG 2021 gilt ebenfalls nicht für Biomethananlagen in der Sonderausschreibung, weshalb diese keine hocheffiziente KWK-Anlage sein muss. Bestandsanlagen dürfen an der Biomethansonderausschreibung nicht teilnehmen. Zudem dürfen ab 2022

01.01.2024

Gebote in dieser Ausschreibung nur für Anlagen in der Südregion (vgl. Anlage 5 EEG 2021) abgegeben werden. Der Höchstwert für Anlagen in dieser Ausschreibung beträgt 19 ct/kWh und ist damit höher als in der regulären Biomasseausschreibung. Ab dem 01.01.2022 verringert sich der Höchstwert um 1% pro Kalenderjahr gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert.

In den Fällen, in denen der anzulegende Wert ausnahmsweise gesetzlich bestimmt wird, ergibt sich dieser für die Stromerzeugung aus Biomasse aus § 42 EEG 2021 und für die Vergärung von Bioabfällen aus § 43 EEG 2021. Weitere Bestimmungen für Strom aus Gasen ergeben sich aus § 44b EEG 2021 und für Strom aus Biomasse allgemein aus § 44c EEG 2021; diese gelten über § 39i Abs. 4 EEG 2021 und über § 39m Abs. 3 EEG 2021 entsprechend auch für Biogasanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen.

Für die Frage, welche Merkmale des zur Stromerzeugung eingesetzten Biogases im Register zu dokumentieren sind, damit eine Zahlung nach dem EEG 2021 beansprucht werden kann, sind aus unserer Sicht insbesondere diejenigen Zahlungsvoraussetzungen näher zu betrachten, die ihren „Entstehungstatbestand“ in der Wertschöpfungskette „Stromerzeugung aus Biomasse (Gasabtausch)“ bis (einschließlich) zur Entnahme des Biogas aus dem Erdgasnetz haben (vgl. Abbildung 3). Die Entnahme aus dem Gasnetz stellt die **„Systemgrenze“** (in Abbildung 3, blau gekennzeichnet) dar, bis zu der ein Nachweis über das Eigenschaftsprofil von Biogas über das Nachweissystem möglich ist. Die für das Eigenschaftsprofil relevanten Umstände sind dabei auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette verankert.

01.01.2024

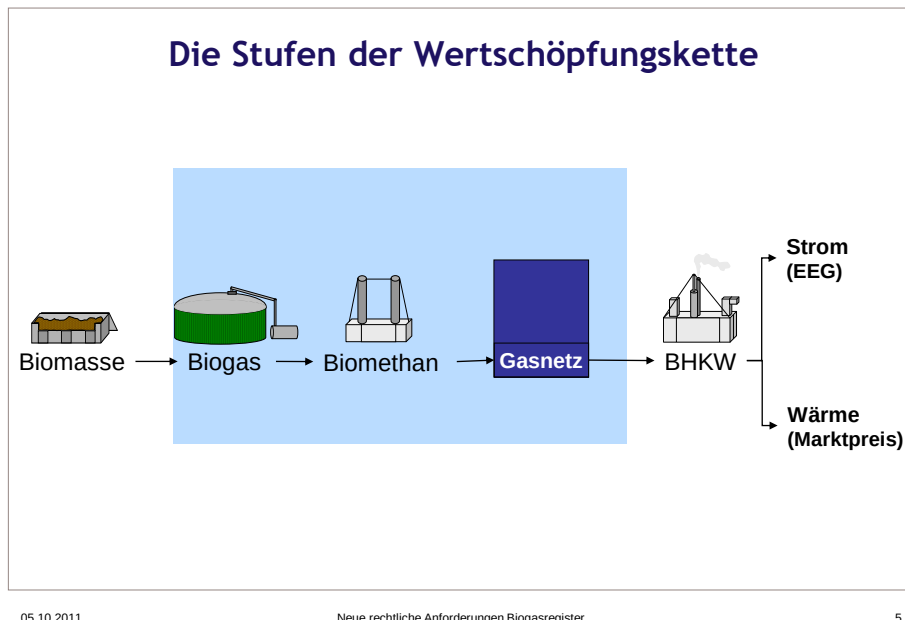


Abbildung 3 Wertschöpfungskette „Stromerzeugung aus Biomasse (Gasabtausch)“

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt als Pfeildiagramm von links nach rechts die Stufen der Wertschöpfungskette von der Biomasse (Substrat) über Biogas (dafür steht ein kreisrunder, grüner Gasspeicher mit klassischem Kuppeldach, aufbereitet zu Biomethan (Symbol: Gerät mit zwei Rohren), der Einspeisung in das Gasnetz (symbolisiert durch ein blaues Rechteck), bis zur Ausspeisung und Umwandlung in Strom und Wärme in einem BHKW. Der Strom wird über das EEG gefördert, für die Wärme erhält der Anlagenbetreiber den Marktpreis, diese Zusammenhänge werden über Pfeile symbolisiert.]

Zahlungsvoraussetzungen, die allein an der jeweiligen Stromerzeugungseinheit bzw. am Prozess der Stromerzeugung aus Biomethan „anknüpfen“ (z. B. Anlagenbegriff im Sinne des EEG 2021, Verhältnis von installierter und Bemessungsleistung, Stromerzeugung in (hocheffizienter) Kraft-Wärme-Kopplung), können über einen Beschaffenheitsnachweis über das eingesetzte Biogas nicht nachgewiesen werden und sind daher hierfür auch nicht relevant. Über diese Umstände muss der Nachweis gegenüber dem Stromnetzbetreiber anderweitig

01.01.2024

erfolgen. Der „Vollnachweis“ für die beanspruchte Zahlung kann gegenüber dem Stromnetzbetreiber gemeinsam mit dem über das Nachweissystem zu führenden Beschaffenheitsnachweis geführt werden. Dieser „Vollnachweis“ umfasst z. B. für den Zahlungsanspruch für Strom, der aus dem Erdgasnetz entnommenem Biogas erzeugt wird, immer auch den Nachweis, dass der Strom in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird, § 44b Abs. 2 EEG 2021. Der Nachweis über die Eigenschaftsmerkmale des Biogases und der Umstände seiner Erzeugung, die in der Wertschöpfungskette auf den Stufen bis zur „Systemgrenze“ – der Entnahme aus dem Erdgasnetz – „verankert“ sind, kann dabei über das Dokumentationssystem geführt werden (z. B. darüber, dass das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas als Biomasse im Sinne der BiomasseV gilt). Erbringt der Betreiber der Stromerzeugungseinheit zusammen mit dem über das Dokumentationssystem zu führenden Beschaffenheitsnachweis einen Nachweis über die übrigen, „hinter“ der Systemgrenze liegenden Tatsachen und Umstände (hier z. B. Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung), kann er gegenüber dem Stromnetzbetreiber den „Vollnachweis“ führen, dass er einen Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Biomasse hat. Diejenigen Zahlungsvoraussetzungen, die „hinter“ der Systemgrenze liegen (hier z. B. Stromerzeugung in (hocheffizienter) Kraft-Wärme-Kopplung), sowie die hierfür nachzuweisenden Umstände sollen kein zentraler Gegenstand der nachfolgenden Betrachtung sein und werden daher – sofern erforderlich – lediglich kurz dargestellt.

Nachfolgend wird untersucht, welche der einzelnen, „innerhalb“ der Grenzen des Dokumentationssystems liegenden und damit für dieses relevanten Tatbestandsmerkmale für einen Zahlungsanspruch nach dem EEG 2021 vom Betreiber der Stromerzeugungseinheit darzulegen und ggf. zu beweisen sind, damit die Zahlung nach dem EEG 2021 beansprucht werden können.

II. Zahlungsanspruch für die Erzeugung von Strom aus Biomasse

Im Folgenden werden die Voraussetzungen des Zahlungsanspruchs für Anlagen, die an der regulären Ausschreibung für Biomasseanlagen nach §§ 39 ff EEG 2021 teilnehmen oder eine Förderung außerhalb von Ausschreibungen erhalten können, dargestellt. Die Voraussetzungen des

01.01.2024

Zahlungsanspruchs für Biomethananlagen in der Sonderausschreibung werden separat unter Teil 2C.IV. dargestellt.

1) Gesetzliche Anforderungen

Das EEG 2021 enthält in § 9 technische Vorgaben, die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien einzuhalten haben. In § 9 Abs. 5 EEG 2021 finden sich Spezialanforderungen an Biogasanlagen, die bei Beanspruchung der Zahlung nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 aus Gründen des Klimaschutzes und der Vermeidung schädlicher Emissionen einzuhalten sind.

Nach § 22 Abs. 4 EEG 2021 besteht der Zahlungsanspruch für Biomasseanlagen nur für den in der Anlage erzeugten Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV und solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur ausgestellter Zuschlag für die Anlage wirksam ist. Soweit die Norm auf das zur Strom- bzw. zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat verweist, stellt sie auf eine Anspruchsvoraussetzung ab, die „innerhalb“ der Systemgrenze des dena Biogasregisters liegt. Der Zuschlag für die Anlage ist vom Anlagenbetreiber hingegen anderweitig als über das Biogasregister nachzuweisen, da es sich insoweit um ein Kriterium handelt, das „außerhalb“ der Systemgrenze liegt. Für Biomasseanlagen, für die der anzulegende Wert über Ausschreibungen nach § 39ff. EEG 2021 ermittelt wird, sieht § 39i Abs. 1 EEG 2021 für die zur Biogaserzeugung einzusetzenden Substrate einen „Maisdeckel“ vor. Auch diese Vergütungsvoraussetzung liegt innerhalb der „Systemgrenze“.

§ 42 EEG 2021, der den gesetzlich bestimmten, anzulegenden Wert für Strom aus Biomasse regelt, stellt allein auf das zur Strom- bzw. zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat und damit auf eine Vergütungsvoraussetzung ab, die „innerhalb“ der Systemgrenze liegt. Gemäß § 19 Abs. 1 i. V. m. § 42 EEG 2021 kann für Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV ein Zahlungsanspruch in Höhe von 12,8 Ct/kW geltend gemacht werden. Diese Norm gilt für Anlagen, die nach § 22 EEG 2021 von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen sind. Dies betrifft Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 kW, es sei denn, es handelt sich um bestehende Biomasseanlagen nach § 39g

01.01.2024

EEG 2021. Diese können auch dann Gebote in einer Ausschreibung abgeben, wenn sie über eine installierte Leistung von 150 kW oder weniger verfügen.

Die Zahlung kann zudem gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021 nur für Strom aus Anlagen beansprucht werden, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen.

Weitere Anforderungen ergeben sich aus §§ 44b, 44 c EEG 2021, die über § 39 i Abs. 4 EEG 2021 auch für Biogasanlagen anzuwenden sind, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibungen nach § 39ff. EEG 2021 ermittelt wird.

a) **Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch**

Voraussetzung ist nach §§ 22 Abs. 4, 39 ff EEG 2021 (anzulegender Wert wird über Ausschreibungen ermittelt) und § 42 EEG 2021 (anzulegender Wert wird gesetzlich bestimmt) zunächst, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse vom 21.06.2001 (BGBl. I. S. 1234 – BiomasseV)** erzeugt wird. § 89 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 enthält eine Ermächtigungsgrundlage für die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung im Anwendungsbereich der §§ 42 bis 44 EEG zu regeln, welche Stoffe als Biomasse gelten. Bis zu deren Erlass ist die Biomasseverordnung vom 21.06.2001, BGBl. 1234, zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.10.2016, BGBl. I, 2258 (im Folgenden: **BiomasseV**), anzuwenden.

Nach § 1 BiomasseV regelt die Verordnung für den Anwendungsbereich des EEG vor allem, welche Stoffe als Biomasse gelten und welche technischen Verfahren eingesetzt werden dürfen. § 2 Abs. 1 BiomasseV enthält eine „Generalklausel“, nach der Biomasse im Sinne der Verordnung Energieträger aus Phyto- und Zoomasse und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle sind, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt. § 2 Abs. 2 BiomasseV enthält eine klarstellende, nicht abschließende Liste von Stoffen, die typischerweise zur Stromerzeugung genutzt werden, bei denen es sich um Biomasse im Sinne der BiomasseV handelt. Die dort genannten Stoffe gelten – unabhängig davon, ob § 2 Abs. 1 BiomasseV erfüllt ist, oder nicht – als Biomasse. In

01.01.2024

§ 2 Abs. 2 Nr. 5 BiomasseV ist aus Biomasse im Sinne von § 2 Abs. 1 BiomasseV durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte genannt. § 2 Abs. 3 BiomasseV enthält eine spezielle Regelung für Stoffe, deren Biomasseeigenschaft aufgrund eines unvermeidlichen Fremdstoffgehalts fraglich sein könnte. Nach Nr. 2 dieser Vorschrift gilt auch durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas als Biomasse, sofern zur Vergärung nicht gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushalten sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen, Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente, bestimmte tierische Nebenprodukte oder mehr als 10 % Klärschlamm eingesetzt werden.

Der Nachweis über den Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV ist über ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen, § 44 c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021.

Wird das Rohbiogas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, findet unvermeidlich eine Vermischung des Biogases mit dem im Erdgasnetz vorhandenen Erdgas statt. Bei dem an anderer Stelle entnommenen und in dem BHKW zur Verstromung eingesetzten Gas wird es sich daher in aller Regel ausschließlich oder weitgehend um (fossiles) Erdgas handeln. Gemäß § 44b Abs. 4 Nr. 1 EEG 2021 gilt aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas jedoch als Biomethan (hier im Leitfaden als Biogas bezeichnet), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des EEG in das Gasnetz eingespeist worden ist („**Gasabtausch**“). Es wird also „so getan, als ob“ Biogas zum Entnahmepunkt transportiert und dort zur Stromerzeugung eingesetzt wird, obwohl physikalisch Erdgas verstromt wird.

§ 44b Abs. 4 Nr. 1 EEG 2021 setzt zunächst voraus, dass bis zum Ende eines Kalenderjahres zumindest so viel Biogas eingespeist werden muss, wie Gas entnommen wurde. Die Formulierung „am Ende eines Kalenderjahres“ ist dabei so zu verstehen, dass letztlich allein das **Kalenderjahr Betrachtungszeitraum** ist. Damit ist es auch möglich, dem Erdgasnetz für die allgemeine Versorgung (physikalisch) Erdgas zu entnehmen, auch wenn

01.01.2024

zuvor keine entsprechenden Mengen Biogas eingespeist wurden, vorausgesetzt, am Ende des Kalenderjahres ist die Bilanz ausgeglichen. Neben der **Speicherfunktion** hat das Gasnetz also auch eine – durch den kalenderjährlichen Betrachtungszeitraum begrenzte – **Kreditfunktion**. Für diese Auffassung spricht auch die Gesetzesbegründung zu der insoweit wortgleichen Regelung des § 27 Abs. 2 EEG 2009 (BT-Drs. 16/9477, zu § 27 Abs. 2, S. 44):

„Die Änderung in Absatz 2 erleichtert die Bilanzierung für Einspeiseanlagen. Diese müssen nicht mehr in jedem Moment nachweisen, dass das verstromte Gas vorher in das Netz eingespeist wurde, sondern nur am Ende des Jahres, dass die insgesamt entnommene Menge Gas auch eingespeist worden ist.“

Eine weitere Zahlungsvoraussetzung für Anlagen, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biogas einsetzen, enthält § 44 b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2021. Danach gilt die Fiktion „Gas aus Biomasse“ nur dann, wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Die Einzelbegründung zur Vorgängerfassung in § 44b EEG 2017 enthält den Hinweis, dass § 47 EEG 2014, der in Absatz 6 Nr. 2 die Anforderungen an die Massenbilanzierung regelte, aus rechtsförmlichen Gründen auf § 44b und § 44c EEG 2017 aufgeteilt wurde und diese inhaltlich weitestgehend § 47 EEG 2014 entsprechen. Die Einzelbegründung zu § 47 Abs. 6 EEG 2014 wiederum enthält den Hinweis, dass die Norm dem bisherigen § 27c Abs. EEG 2012 entspreche. Die Einzelbegründung zu § 27c EEG 2012, auf die deshalb unserer Einschätzung nach auch für die Auslegung des § 44b Abs. 5 Nr. 6 EEG 2017 und des § 44 b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2021 zurückgegriffen werden kann, führt hierzu zudem Folgendes aus (BT-Drs. 17/6071, S. 74):

„Zur Erfüllung der Anforderungen an eine Massenbilanzierung kann auch auf das Biogasregister Deutschland der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zurückgegriffen werden.“

Man könnte diese Formulierung so verstehen, dass der Gesetzgeber des EEG 2012 – und aufgrund der gerade dargestellten „Verweiskette“ wohl auch des EEG 2017 und des EEG 2021 – davon ausging, dass das Biogasregister den gesetzlichen Anforderungen an eine Massenbilanzierung

01.01.2024

ohne Weiteres entspricht und mit dem Nachweis über das Biogasregister Deutschland deshalb „automatisch“ auch immer eine Massenbilanzierung im Sinne der genannten Norm vorliegt. Dagegen könnte jedoch folgende Formulierung der Einzelbegründung zur Verordnungsermächtigung des § 64a EEG 2012 sprechen, die aufgrund der im Wesentlichen wortgleichen Übernahme dieser Regelung in § 89 Abs. 2 EEG 2017 unseres Erachtens auch zur Auslegung dieser Norm herangezogen werden kann (BT-Drs. 17/6071, S. 91):

„Auch das von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) aufgebaute und betriebene Biogasregister Deutschland kann bei entsprechender Ausgestaltung als Massenbilanzsystem jedenfalls für die Massenbilanzierung von eingespeistem Biogas für anwendbar erklärt werden.“

Dies spricht unserer Einschätzung nach dafür, dass mit der Benutzung des Biogasregisters zwar nicht automatisch eine den gesetzlichen Anforderungen genügende Verwendung eines Massenbilanzsystems vorliegt. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters Deutschland unter Umsetzung dieses Leitfadens können nach Ansicht der Gutachter jedoch alle gesetzlichen Anforderungen erfüllt werden. Voraussetzung ist hier freilich, dass der Nachweis nach dem Biogasliefermodell und nicht über den Pfad eines Zertifikatsmodells erfolgt. Der Nachweis über das entsprechend ausgestaltete Biogasregister kann deshalb nach unserer Einschätzung im Biogasliefermodell gleichzeitig als Nachweis über die Verwendung eines nach § 44 b Abs. 6 Nr. 2 EEG 2017 bzw. § 44b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2021 anerkannten Massenbilanzsystems verwendet werden.

b) Anlagen in der Ausschreibung: Begrenzung von Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“)

Voraussetzung für einen durch Zuschlag erworbenen Anspruch ist nach § 39 i Abs. 1 EEG 2021 zudem, dass der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr insgesamt maximal 40 Masseprozent beträgt. Als Mais in diesem Sinne gelten Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot („Maisdeckel“). Die Einhaltung des „Maisdeckels“ ist jährlich durch Vorlage einer Kopie des Einsatzstoff-Tagebuchs

01.01.2024

nachzuweisen, vgl. § 39 i Abs. 4 i.V.m. § 44 c Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2 EEG 2021.

Der „Maisdeckel“ gilt nur für Biogasanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen und ist daher nicht Zahlungsvoraussetzung für Strom aus Biogasanlagen, für den der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird.

c) **Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021**

Weitere Anspruchsvoraussetzung für die Zahlung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Förderung beansprucht wird, **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Für die weiteren Einzelheiten zum Ausschließlichkeitsprinzip im EEG 2021, insb. die Frage, ob eine **alternierend-bivalente Fahrweise** (wenn also – zeitlich versetzt – ausschließlich z. B. Biomasse und daran anschließend ausschließlich fossile Brennstoffe in der Stromerzeugungseinheit zum Einsatz kommen) mit dem in § 19 Abs. 1 EEG 2021 verankerten Ausschließlichkeitsprinzip vereinbar ist, wird auf die Ausführungen zum EEG 2017 in Teil 2D.II.1)c) verwiesen.

d) **Mischeinsatz von Biomassen und bilanzielle Teilbarkeit**

Eine „grüne“ Mischfeuerung, und damit eine Mischung von unterschiedlichen Biomassen (z. B. im Sinne der BiomasseV und „außerhalb“ der BiomasseV), ist auch im EEG 2021 grundsätzlich möglich. Die Zahlung kann dann aber nur für den Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV beansprucht werden. Der übrige Gasanteil, der aus anderer Biomasse erzeugt wurde, kann dann in einen anderen Verwertungspfad gebracht werden, z.B. als Beimischprodukt zu einem Gas mit einem vertraglich versprochenen bestimmten biogenen Anteil.

Dabei war unter Geltung des EEG 2012 noch streitig, ob einer aus bestimmten Einsatzstoffen erzeugten Biogasmenge das Eigenschaftsprofil sozusagen „fermenterscharf“ anhängt oder ob die zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate auf daraus erzeugte Biogasteilmengen aufgeteilt werden können, so dass „sortenreine“ Biogasteilmengen entstehen. Im

01.01.2024

zuerst genannten Fall würde jede kWh Biogas, das in einem Fermenter mit Mischungsverhältnis 80 Prozent Biomasse im Sinne der BiomasseV und 20 Prozent andere Biomasse dieses Eigenschaftsprofil erhalten. Im zuletzt genannten Fall wäre es möglich, aus 80 Mengeneinheiten des erzeugten Biogases bilanziell sortenreines Biogas aus Biomasse im Sinne der BiomasseV und aus 20 Mengeneinheiten bilanziell sortenreines Biogas aus sonstiger Biomasse zu bilden.

Diesen bisher bestehenden Streit hatte der Gesetzgeber bereits mit § 47 Abs. 7 EEG 2014 entschieden, der wortgleich in § 44 b Abs. 6 EEG 2017 und nun in § 44b Abs. 5 EEG 2021 übernommen wurde. Darin wird geregelt, dass der Zahlungsanspruch nach dem EEG auch besteht, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Einsatzstoffe bilanziell in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt wird. Nach der Begründung zu § 47 Abs. 7 EEG 2014 soll die Zulassung einer bilanzielle Teilung von Biomethan in einzelne einsatzstoffscharfe oder einsatzstoffklassenscharfe Teilmengen eine getrennte Vermarktung der jeweiligen Teilmengen von Biomethan in unterschiedlichen Biomethanmärkten ermöglichen. Es ist danach für die Verstromung nach dem EEG 2021 möglich, die zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate den daraus erzeugten Biogasteilmengen entsprechend ihres Mischungsverhältnisses bilanziell so zuzuordnen, dass sortenreine Biogasteilmengen gebildet und in verschiedene Biomethanmärkte gebracht werden können. Die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen ist nach § 44b Abs. 6 EEG 2017 bzw. § 44b Abs. 5 EEG 2021 einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge im Rahmen der Massenbilanzierung zu dokumentieren. Hierfür kann nach Ansicht der Gutachter bei einer Ausgestaltung nach diesem Leitfaden das Biogasregister Deutschland genutzt werden.

**e) Hydraulische Verweilzeit in gasdichtem und an Gasverwertung
angeschlossenem System der Biogasanlage und zusätzliche
Gasverbrauchseinrichtung**

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas (nach dem Wortlaut der Nr. 1 des § 9 Abs. 5 EEG 2021 betrifft dies Anlagen, die nach

01.01.2024

dem 31.12.2016 in Betrieb genommen worden sind) müssen nach § 9 Abs. 5 EEG 2021 sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases und einem nach dem 31.12.2011 errichteten Gärrestlager die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Dies gilt nur dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle verwendet wird oder mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle im Sinne bestimmter Abfallschlüssel der Bioabfallverordnung eingesetzt werden. Zudem müssen zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden. Werden diese Voraussetzungen nicht eingehalten, verringert sich der anzulegende Wert gemäß § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 auf den Monatsmarktwert, d.h. für die Ermittlung der Höhe des Zahlungsanspruchs für den Strom über die Marktprämie oder die Einspeisevergütung (für kleine Anlagen oder in Ausnahmefällen) ist lediglich dieser Monatsmarktwert zugrunde zu legen.

f) Leistungsgrenze für Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung/ Anforderungen des § 44c EEG 2021

Zudem regelt § 44b Abs. 1 EEG 2021 als allgemeine Anspruchsvoraussetzung für Biogasanlagen, dass der Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Anlagen mit einer **installierten Leistung von mehr als 100 kW** nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von **45 Prozent** des Wertes der installierten Leistung entspricht. Es soll also nur weniger als die Hälfte der in einem Kalenderjahr theoretisch erzeugbaren Strommenge über das EEG 2021 gefördert werden (im EEG 2017 lag dieser Anteil noch bei 50%). Für den darüber hinausgehenden Stromanteil verringert sich der Zahlungsanspruch in der Direktvermarktung auf null und in der ausnahmsweise zulässigen festen Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

Die installierte (elektrische) Leistung der Anlage ist dabei ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss. Gemeinsam mit dem

01.01.2024

Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister kann gegenüber dem Netzbetreiber dann allerdings der Vollnachweis für die EEG-Zahlung erbracht werden.

Als weitere Zahlungsvoraussetzung legt §44b Abs. 2 EEG 2021 für im Gasabtausch betriebene Anlagen fest, dass ein Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 nur besteht, soweit der Strom in **hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird. Allerdings ist dies ebenfalls ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt und deshalb für die vorliegende Betrachtung keine Relevanz hat.

Weitere Voraussetzungen für den Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 werden in § 44c EEG 2021 bestimmt. Diese Vorschrift ist nach § 39i Abs. 4 EEG 2021 auf Anlagen, die an Ausschreibungen nach § 39ff. EEG 2021 teilnehmen, entsprechend anzuwenden.

Nach § 44c Abs. 3 EEG 2021 besteht der Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 für Biomasseanlagen, die nicht gleichzeitig KWK-Anlagen sind, nur, wenn der Anlagenbetreiber vor der Inbetriebnahme dem Netzbetreiber nachweist, dass für die Anlage keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung als hocheffiziente KWK-Anlage besteht. Für Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von mehr als 50 MW besteht der Förderanspruch nur, wenn es sich bei diesen um eine hocheffiziente KWK-Anlage handelt, ein elektrischer Nettowirkungsgrad von mindestens 36 Prozent erreicht wird oder die Gesamtfeuerungswärmeleistung bei höchstens 100 MW liegt und die Energieeffizienzwerte der BVT-Schlussforderungen erreicht werden (§ 44c Abs. 4 EEG 2021). Nach § 44c Abs. 5 EEG 2021 besteht ein Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 für Biogas, das in einer KWK-Anlage erzeugt wird, nur wenn es sich dabei um eine hocheffiziente KWK-Anlage handelt. Auch diese Voraussetzungen liegen allerdings „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Damit für den erzeugten Strom der Zahlungsanspruch nach §§ 19 Abs. 1, 22 Abs. 4, 39 ff. EEG 2021 (Biomasseanlagen, die an Ausschreibungen nach § 39ff EEG 2021 teilnehmen) oder §§ 19 Abs. 1, 42

01.01.2024

EEG 2021 (Biomasseanlagen, für die der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird) geltend gemacht werden kann, muss gegenüber dem Stromnetzbetreiber dargelegt und – im Streitfall – bewiesen werden können, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV** erzeugt wurde.

Anlagen, für die der anzulegende Wert über **Ausschreibungen** ermittelt wird, müssen zudem nachweisen, dass der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte **Anteil an Getreidekorn oder Mais** bei Anlagen in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 40 Masseprozent beträgt.

Weiter muss nachgewiesen werden, dass bei einem nach dem 31.12.2011 errichteten **Gärrestlager** die **hydraulische Verweilzeit** in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System **mindestens 150 Tage** beträgt **oder** dass zur Erzeugung des Biogases ausschließlich **Gülle oder 90 Masseprozent Bioabfälle** im Sinne des § 43 EEG 2021 eingesetzt wurden (Anlagen mit IBN ab 01.01.2017, vgl. § 9 Abs. 5 EEG 2021). Weiterhin ist nachzuweisen, dass bei der Erzeugung des Biogases **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet wurden (§ 9 Abs. 5 EEG 2021).

Um sicherzustellen, dass die „**Fiktion**“ des **Gasabtauschs** nach § 44b Abs. 4 EEG 2021 „greift“, müssen die Voraussetzungen dargelegt werden, welche dieser Fiktion zugrunde liegen: Die Menge des aus dem Erdgasnetz und zur Stromerzeugung eingesetzten Gases darf im Betrachtungszeitraum (Kalenderjahr) nicht die Menge des an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeisten Gases aus Biomasse übersteigen. Zudem müssen für den Vertrieb und den Transport des Gases von seiner Herstellung/Gewinnung bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sein. Nachzuweisen ist daher insbesondere die **zeitliche Abfolge der Einspeisung in und der Entnahme aus dem Gasnetz** und die bilanzielle Zuordnung der Biogasmengen über die exakte Erfassung der eingespeisten und entnommenen Biogasmengen. Zudem ist der Nachweis über die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** in den dargestellten Grenzen zu führen. Nach Ansicht des **Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU)** sind dabei im Fall des Handels von Biogasmengen

01.01.2024

nach der Einspeisung in das Erdgasnetz **mindestens drei Bilanzierungsschritte bzw. Dokumentationszeitpunkte** einzuhalten (vgl. Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 vom

29. Juni 2012, abrufbar unter http://https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BMU_Auslegungshilfe_Massenbilanzierung.pdf). Zwar ist diese Auslegungshilfe rechtlich nicht verbindlich. Das OLG Naumburg wendete in einem Urteil neueren Datums eine ebenfalls von BMU herausgegebene Auslegungshilfe zum EEG zwar nicht an, u.a. weil diese nach seiner Ansicht z.B. nicht mit einer Gesetzesbegründung gleichzusetzen sei (OLG Naumburg, Urt. v. 29.01.2016 - Az. 7 U 52/15). Aus unserer Sicht spricht jedoch einiges dafür, dass ein Gericht die vom BMU als federführendem Ministerium bei der Novellierung des EEG 2012 herausgegebene Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung seiner eigenen Entscheidungsfindung zugrunde legen und diese auch zur Auslegung des EEG 2017 heranziehen könnte. Im Gegensatz zu dem vom OLG Naumburg zu entscheidenden Fall wird in der Begründung des Regierungsentwurfes zum EEG 2012 auf diese Auslegungshilfe auch ausdrücklich verwiesen. Vor diesem Hintergrund sollte das Biogasregister Deutschland aus Sicht der Gutachter die Möglichkeit bieten, die vom BMU vorgeschlagenen Bilanzierungsschritte zu dokumentieren.

Danach soll die Massenbilanzierung mit der Herstellung (Aufbereitung auf Erdgasqualität) und Einspeisung des Biogases beginnen (**1. Dokumentationszeitpunkt**). Hierfür sei die in einem bestimmten Zeitraum am Netzanschluss an den Transportkunden übergebene Biomethanmenge z. B. in einer unabhängigen Datenbank zu erfassen. Unserer Einschätzung nach ist das Biogasregister Deutschland eine solche unabhängige Datenbank. Für den Fall, dass Rohbiogas aus verschiedenen Fermentern – also Biogasprodukte mit unterschiedlichen förderrelevanten Eigenschaften (z. B. aus „normaler“ Biomasse und Bioabfällen) – gemeinsam in derselben Gasaufbereitungsanlage aufbereitet wird, empfiehlt das BMU eine „Vorverlegung“ des ersten Dokumentationszeitpunktes auf die Herstellung der gasförmigen Biomasse. Es sollen dann die erzeugten Rohbiogasmengen unmittelbar ab der Gaserzeugung erfasst werden. Zwar werde dies gesetzlich nicht gefordert.

01.01.2024

Allerdings soll dies nach Ansicht des BMU die spätere Zuordnung der nach dem EEG förderrelevanten Eigenschaften erleichtern. Unabhängig davon wird eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzstoffen zu daraus erzeugten Biogasteilmengen nach § 44b Abs. 4 EEG 2021 ausdrücklich zugelassen. Aus Sicht der Gutachter spricht deshalb viel dafür, dass eine solche „Vorverlegung“ des 1. Dokumentationszeitpunktes nicht (mehr) erforderlich sein könnte. Allerdings muss die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge massenbilanziell dokumentiert werden. Hierfür kann das Biogasregister bei einer diesem Leitfaden entsprechenden Ausgestaltung nach Ansicht der Gutachter genutzt werden.

Eine weitere Dokumentation sei zudem dann erforderlich, wenn die betreffende Biomethanmenge nach der Einspeisung in das Erdgasnetz insbesondere am virtuellen Handelspunkt veräußert werde (**2. Dokumentationszeitpunkt**). Hier soll der Übergang der Rechte an der betreffenden Biomethanmenge vom bisherigen auf den neuen Rechtsinhaber dokumentiert werden. Im Regelfall solle dies in einer unabhängigen Datenbank (z. B. über eine Selbsterklärung des Verkäufers über den Übergang der Rechte) erfasst werden.

Schließlich müsse laut Auslegungshilfe mindestens noch die Ausspeisung des Gases an der Entnahmestelle aus dem Erdgasnetz nachvollzogen werden können (**3. Dokumentationszeitpunkt**). Hierfür sei die innerhalb des Massenbilanzierungszeitraums entnommene Menge Biomethan in der unabhängigen Datenbank zu erfassen.

Die Verwendung von Massenbilanzsystemen sowie die Einhaltung der vom BMU vorgeschlagenen Bilanzierungsschritte kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden.

Weiterhin muss – außerhalb des Registers – nachgewiesen werden, dass der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde und welche installierte Leistung die Anlage hat. Ebenfalls außerhalb des Registers muss nachgewiesen werden, dass die Zahlung nur für eine Bemessungsleistung in

01.01.2024

Höhe von maximal 45 Prozent der installierten Leistung der Anlage beansprucht wird.

Zusätzlich muss – folgt man der hier vertretenen Auffassung – gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden können, dass **keine alternierend-bivalente Fahrweise** – also ein zeitweise versetzter Einsatz von Biogas und Erdgas – der betreffenden Stromerzeugungseinheit vorliegt. Hierfür ist aus unserer Sicht darzulegen, dass die insgesamt dem Gasnetz entnommene Menge an Biogas am Ende des betreffenden Jahres im Wärmeäquivalent dem eingespeisten Biogas entspricht. Denn dann gilt nach der Regelung des § 44b Abs. 4 Nr. 1 EEG 2021 zum Gasabtausch das gesamte in der betreffenden Anlage eingesetzte Gas als Biomasse im Sinne der BiomasseV. Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die **Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert** werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das **Biogasregister** möglich.

III. Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen

Das EEG 2021 verfügt wie das EEG 2017 über einen eigenen Anspruchstatbestand für die Vergärung von Bioabfällen. Für Anlagen in der Ausschreibung nach § 39ff. EEG 2021 ergeben sich die Anspruchsvoraussetzungen aus § 39i Abs. 3 EEG 2021. Für Anlagen, für die der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird, werden die Anspruchsvoraussetzungen in § 43 EEG 2021 geregelt. Da sich die Anspruchsvoraussetzungen für beide Anlagengruppen teilweise unterscheiden, werden diese nachfolgend für beide Anlagengruppen separat dargestellt.

01.01.2024

- 1) **Gesetzliche Anforderungen, wenn der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird**
- a) **Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen/Gasabtausch**

Förderfähig ist nach § 43 EEG 2021 die Verstromung von Biogas, das aus Biomasse mit einem Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent pro Kalenderjahr an bestimmten Arten getrennt erfasster Bioabfälle gewonnen wurde. Auf diese Bioabfallquote angerechnet werden Bioabfälle, die in Anhang 1 Nummer 1 der Bioabfallverordnung unter den Abfallschlüsseln 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 genannt werden. Namentlich betrifft dies biologisch abbaubare Abfälle (Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände und pflanzliche Bestandteile von Treibsel), gemischte Siedlungsabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung (vom Hausmüll getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, also vor allem aus der sog. Biotonne) und Marktabfälle.

Der Nachweis über den Einsatz der o. g. Bioabfälle ist über ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen, § 44c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021.

Bei der Aufbereitung und Einspeisung des aus den Bioabfällen erzeugten Biogases in das Erdgasnetz sind zudem die Regelungen des Gasabtauschs nach § 44b Abs. 4 EEG 2021 zu beachten. Danach gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomethan (also aufbereitetes und eingespeistes Biogas), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Zudem muss für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz ein Massenbilanzsystem verwendet worden sein. Hinsichtlich der Anforderungen des Gasabtauschs kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1a) verwiesen werden.

01.01.2024

b) **Ausschließlichkeit**

Weitere Anspruchsvoraussetzung für eine EEG-Zahlung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Förderung beansprucht wird, insgesamt (also auch über die Erfüllung der Bioabfallquote von 90 Masseprozent pro Kalenderjahr hinaus) ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Auch für den Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen nach § 43 EEG 2021 ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit erneuerbaren und fossilen Energieträgern – betrieben wird. Wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)c) dargestellt, ist eine „grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise (also der zeitversetzte Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV und sonstiger Biomasse) grundsätzlich ebenso zulässig wie eine „grüne Mischfeuerung“. Allerdings ist dabei zu beachten, dass für den Zahlungsanspruch nach §§ 19 Abs. 1 i.V.m. 43 EEG 2021 in diesem Fall die Bioabfallquote von durchschnittlich 90 Masseprozent pro Kalenderjahr nicht unterschritten wird.

c) **Bilanzielle Teilbarkeit**

Wie oben unter Teil 2C.II.1)c) erläutert, lässt das EEG 2021 eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzsubstraten auf daraus erzeugte Biogasteilmengen grundsätzlich zu. Vor diesem Hintergrund könnte fraglich sein, ob der durch § 43 EEG 2021 vorgegebene Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent an getrennt gesammelten Bioabfällen im Sinne der oben genannten Bioabfallschlüssel auch dadurch eingehalten werden kann, dass Biogasteilmengen aus verschiedenen Fermentern kombiniert werden, die für sich betrachtet die 90 Masseprozent nicht einhalten. Für eine solche Sichtweise könnte sprechen, dass § 44b Abs. 4 EEG 2021, der die bilanzielle Teilbarkeit regelt, gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Gasen enthält, die auch im Rahmen der Bioabfallvergärung nach § 43 EEG 2021 gelten.

01.01.2024

Gegen eine solche Möglichkeit spricht jedoch der Wortlaut von § 43 Abs. 1 EEG 2021. Danach ist Biogas förderfähig, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit dem festgelegten Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent der betreffenden Bioabfälle gewonnen wird. Indem auf die Vergärung der Biomasse abgestellt wird, wird deutlich, dass es im Rahmen des § 43 EEG 2021 auf die prozentuale Zusammensetzung der im Fermenter eingesetzten Substrate ankommt und nicht auf die prozentuale Zusammensetzung im BHKW. Damit knüpft der Wortlaut der Norm an einem Zeitpunkt vor der Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz an. Eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzsubstraten auf daraus erzeugte Biogasteilmengen erfolgt in der Regel aber nur dann, wenn das Biogas zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Denn nur dann macht eine solche Aufteilung Sinn, da regelmäßig erst der Transport über das Erdgasnetz eine Verwendung der Teilmengen in unterschiedlichen Verwertungspfaden ermöglicht.

Auch Sinn und Zweck der Regelung sprechen aus Sicht der Gutachter dafür, dass sich der Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen pro Kalenderjahr primär auf die eingesetzten Gärsubstrate bezieht. Denn durch die Einführung einer eigenen Vergütungsregelung für die energetische Nutzung von Bioabfällen in das EEG 2012 sollte den besonderen Kostenstrukturen dieser Einsatzstoffe Rechnung getragen werden (vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 73). Sofern man eine bilanzielle Teilbarkeit in dem eingangs beschriebenen Sinne zulassen würde, würde dies nach Ansicht der Gutachter nicht ausreichend berücksichtigt. Deshalb ist diese Vorgehensweise nach gegenwärtiger Ansicht der Gutachter nach dem EEG 2017 nicht zulässig.

Dagegen dürfte es unserer Ansicht nach möglich sein, Biomethanmengen, die unter Einhaltung der 90 Prozent-Grenze in Bezug auf die Vergärung erzeugt wurden, nach § 44b Abs. 4 EEG 2021 in sortenreine Bioabfallgasmengen und Biogasteilmengen aus anderer Biomasse aufzuteilen.

01.01.2024

d) Einrichtung zur Nachrotte

Weitere Fördervoraussetzung ist gemäß § 43 Abs. 2 EEG 2021, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle **unmittelbar** mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

e) Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung

Zudem regelt § 44b Abs. 1 EEG 2021 als allgemeine Anspruchsvoraussetzung für Biogasanlagen, dass der Anspruch auf Zahlung nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Anlagen mit einer **installierten Leistung von mehr als 100 KW** nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 45 Prozent des Wertes der installierten Leistung (im EEG 2017 noch 50 Prozent) entspricht. Es soll also nur weniger als die Hälfte der in einem Kalenderjahr theoretisch erzeugbaren Strommenge über das EEG 2021 gefördert werden. Für den darüber hinausgehenden Stromanteil verringert sich der Anspruch Zahlung in der Marktprämie auf null und in den Veräußerungsformen einer Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

Die installierte Leistung der Anlage ist dabei ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss. Gemeinsam mit dem Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister kann gegenüber dem Netzbetreiber dann allerdings der Vollnachweis für die EEG-Förderung erbracht werden.

Als weitere Anspruchsvoraussetzung legt § 44 b Abs. 2 EEG 2021 für im Gasabtausch betriebene Anlagen fest, dass ein Zahlungsanspruch nur besteht, soweit der Strom in einer **hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird. Allerdings ist dies ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit ebenfalls „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt und deshalb für die vorliegende Betrachtung keine Relevanz hat, vgl. dazu bereits oben unter Teil 2C.III.1)d).

01.01.2024

f) Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen

Weiter ist nach § 9 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 EEG 2021 Fördervoraussetzung, dass bei der Erzeugung des Biogases zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

§ 9 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2021 ist hingegen im Rahmen von § 43 EEG 2021 (Vergärung von Bioabfällen) nicht anzuwenden, vgl. § 9 Abs. 5 Satz 3 EEG 2021.

2) Gesetzliche Anforderungen für Anlagen in der regulären Ausschreibung

a) Biogas aus Bioabfällen/Gasabtausch

Förderfähig ist nach § 39i Abs. 3 EEG 2021 für Biomethananlagen in der regulären Biomasseausschreibung die Verstromung von Biogas aus Bioabfällen, genauer solches, das in dem jeweiligen Kalenderjahr aus Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung gewonnen worden ist. Namentlich betrifft dies **biologisch abbaubare Abfälle** (Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände und pflanzliche Bestandteile des Treibseils), **gemischte Siedlungsabfälle** im Sinne der Bioabfallverordnung (vom Hausmüll getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, also vor allem aus der sog. Biotonne) und **Marktabfälle**.

Anders als noch im EEG 2017 wird im EEG 2021 nicht mehr vorausgesetzt, dass die Anlage „überwiegend“ Bioabfälle einsetzen muss. Vielmehr wird nun der Vergütungsanspruch nach dem in § 39i Abs. 3 Nr. 1 und 2 EEG 2021 beschriebenen Maße begrenzt, „soweit“ in Biomasseanlagen Biogas, dass durch anaerobe Vergärung aus den oben beschriebenen Bioabfällen gewonnen worden ist, eingesetzt wird. Nach § 39i Abs. 3 Nr. 1 EEG 2021 wird dann bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW der anzulegende Wert begrenzt auf maximal 14,3 ct/kWh sowie nach § 39i Abs. 3 Nr. 2 EEG 2021 bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 MW auf 12,54 ct/kWh. Zudem wird eine Degression des Wertes entsprechend § 44a

01.01.2024

EEG 2021 eingeführt. § 39i Abs. 3 EEG 2021 dient nach der Gesetzesbegründung insgesamt der Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen, die dadurch entstehen können, dass Anlagen im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten, im Wettbewerb zu Anlagen nach § 43 EEG 2017 treten und aufgrund einer etwaig durch Ausschreibung bestimmten höheren Vergütung als in § 43 EEG 2021 vorgesehen diese Anlagen vom Beschaffungsmarkt für Bioabfälle letztlich verdrängen würden (BT-Drs. 19/23482, S. 116). Um diesen Zweck zielgerichteter zu erfüllen, soll nun die Vergütung im Verhältnis zum eingesetzten Bioabfall reduziert werden („soweit“) (BT-Drs. 19/23482, S. 116). Nach § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2021 ist § 39i Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 auch auf Anlagen anzuwenden, die bereits vor dem 01.01.2021 unter dem Geltungsbereich des EEG 2017 in Betrieb genommen wurden. Aus Gründen des Vertrauensschutzes ist dann aber der anzulegende Wert begrenzt auf 14,88 ct/kWh bis einschließlich einer Bemessungsleistung auf 500 kW sowie auf 13,05 ct/kWh bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 MW (§ 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2021).

§ 39i Abs. 3 ist nach § 39j EEG 2021 nicht auf Biomethananlagen anzuwenden, die in einer Biomethansonderschreibung bezuschlagt werden (dazu auch Teil 2C.IV).

Der Nachweis über den Einsatz der o. g. Bioabfälle ist über ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen, §§ 39 i Abs. 4, 44 c Abs. 1, 4 EEG 2021.

Bei der Aufbereitung und Einspeisung des aus den Bioabfällen erzeugten Biogases in das Erdgasnetz sind über § 39 i Abs. 4 EEG 2021 zudem die Regelungen des **Gasabtauschs** nach § 44 b Abs. 4 EEG 2021 zu beachten. Danach gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomethan (also aufbereitetes und eingespeistes Biogas), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Zudem müssen für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz

01.01.2024

und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sein. Hinsichtlich der Anforderungen des Gasabtauschs kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden.

b) **Ausschließlichkeit**

Weitere Anspruchsvoraussetzung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den der Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 geltend gemacht wird, insgesamt (also auch über den überwiegenden Einsatz von Bioabfällen pro Kalenderjahr hinaus) **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Auch für den Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen nach § 39 i Abs. 3 EEG 2021 ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit erneuerbaren und fossilen Energieträgern – betrieben wird. Wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)c) dargestellt, ist eine „grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise (also der zeitversetzte Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV und sonstiger Biomasse) grundsätzlich ebenso zulässig, wie eine „grüne Mischfeuerung“.

c) **Bilanzielle Teilbarkeit**

Wie bereits oben bei den Anspruchsvoraussetzungen nach § 19 Abs. 1 i.V.m § 43 EEG 2021 erläutert, ist es aus Sicht der Gutachter nicht zulässig, den gesetzlich vorgegebene Anteil an getrennt gesammelten Bioabfällen im Sinne der oben genannten Bioabfallschlüssel auch dadurch zu gewährleisten, dass Biogasteilmengen aus verschiedenen Fermentern kombiniert werden, die für sich betrachtet dieses Kriterium nicht einhalten. Aus Sicht der Gutachter kann auch im Rahmen des § 39 i Abs. 3 EEG 2021 für die Frage, ob Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil an getrennt erfassten Bioabfällen zur Biogaserzeugung eingesetzt wurde, nichts anderes gelten. Denn auch hier wird auf die Biogaserzeugung abgestellt und damit an einen Umstand angeknüpft, der „vor“ der Einspeisung in das Erdgasnetz liegt.

01.01.2024

d) Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung

§ 39i Abs. 4 EEG 2021 ordnet zudem auch die entsprechende Geltung von § 44b Abs. 1 EEG 2021 für Anlagen in der Ausschreibung an. Danach besteht ein Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Biogasanlagen mit einer **installierten Leistung von mehr als 100 kW** nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 45 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht.

Wie bereits oben dargestellt, ist die installierte Leistung der Anlage ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss.

§ 44b Abs. 2 EEG 2021, der für im Gasabtausch betriebene Anlagen festlegt, dass ein Anspruch auf die EEG-Förderung nur besteht, soweit der Strom in **einer hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird, ist über § 39i Abs. 4 EEG 2021 für Anlagen in der Ausschreibung entsprechend anzuwenden. Wie bereits oben festgestellt, ist ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit ebenfalls „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt.

e) Hydraulische Verweilzeit und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen

Weitere Anspruchsvoraussetzungen für alle Anlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, enthält – wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)c) dargestellt – § 9 Abs. 5 EEG 2021. Nach § 9 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021 muss bei Anlagen, die nach dem 31.12.2016 in Betrieb genommen worden sind, und Gärrestlagern, die nach dem 31.12.2011 errichtet worden sind, die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage betragen. Dies gilt aber dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle eingesetzt werden (§ 9 Abs. 5 S. 2 Nr. 2 EEG 2021). Nach § 9 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2021 muss sichergestellt sein, dass bei der Erzeugung des Biogases zusätzliche

01.01.2024

Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

3) Was muss nachgewiesen werden?

Für den Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 i. V. m. § 39 i Abs. 3 und § 43 EEG 2021 ist nachzuweisen, dass der Strom in einer Anlage erzeugt wurde, in der **ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien** erzeugt wird (insbesondere: **keine alternierend-bivalente Fahrweise**).

Zudem ist für Anlagen, für die der **anzulegende Wert gesetzlich bestimmt** wird nachzuweisen, dass der Strom aus Biogas erzeugt wurde, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem **Anteil von durchschnittlich 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle** – biologisch abbaubare Abfälle, gemischte Siedlungsabfälle, Marktabfälle – im Sinne der Bioabfallverordnung gewonnen wurde. Für **Anlagen in der regulären Biomasseausschreibung** ist hingegen nachzuweisen, dass das Biogas durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem getrennt erfassten **Bioabfällen** der soeben genannten Kategorien gewonnen wurde. Der Nachweis über Art und Menge dieser Einsatzsubstrate ist über das **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft zu führen.

Weiterhin müssen die Umstände, die der Fiktion des Gasabtauschs zugrunde liegen, nachgewiesen werden: Dies betrifft insbesondere den **Mengennachweis** und die **zeitliche Abfolge** der **ingespeisten** und aus dem Erdgasnetz **entnommenen Gasmengen** sowie die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz. Letzteres kann nach unserer Einschätzung mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden, wenn Kaufgegenstand Biogas ist, nicht aber ein Zertifikat.

Auch über die Einhaltung der technischen Vorgaben bei der Biogaserzeugung ist ein Nachweis zu führen: Es muss für **Anlagen, für die der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt** wird, nachgewiesen werden, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar

01.01.2024

mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden. Zudem müssen **Anlagen in der regulären Biomasseausschreibung**, die Biogas aus **weniger als 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle** der oben genannten Kategorien einsetzen nachweisen, dass bei einem nach dem 31.12.2011 errichteten Gärrestlager die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Weiterhin muss der BHKW-Betreiber dem Netzbetreiber gegenüber nachweisen können, dass bei der Biogaserzeugung **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas (z.B. Gasfackel, zusätzliches BHKW, Speicher) verwendet werden.

Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die **Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert** werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das **Biogasregister** möglich.

IV. Biomethananlagen in der Sonderausschreibung

1) Gesetzliche Anforderungen

Wie bereits dargelegt, werden im EEG 2021 Sonderausschreibungen für Biomethananlagen eingeführt. Nach § 39j EEG 2021 sind grundsätzlich die Bestimmungen für die regulären Biomasseausschreibungen nach § 39ff. EEG 2021 auch auf die Sonderausschreibungen für Biomethan anzuwenden. Davon ausgenommen sind nach § 39j EEG 2021 allerdings § 39 Abs. 3 Nr. 5 EEG 2021 (Eigenerklärung über das Vorliegen einer hocheffizienten KWK-Anlage), § 39b EEG 2021 (Höchstwert für Biomasseanlagen), § 39d EEG 2021 (Zuschlagsverfahren für Biomasseanlagen), § 39g (Teilnahme bestehender Biomasseanlagen an Ausschreibungen) sowie die Absätze 2 bis 5 des § 39i EEG 2021 der besonderen Zahlungsbestimmungen für Anlagen in der regulären Biomasseausschreibung nach § 39ff. EEG 2021.

Bestandsanlagen dürfen damit nach § 39j EEG 2021 in der Biomethansonderausschreibung nicht teilnehmen. Der Höchstwert für

01.01.2024

Anlagen in dieser Ausschreibungskategorie beträgt gemäß § 39l EEG 2021 19 ct/kWh und liegt damit über dem Höchstwert für Anlagen in der regulären Biomasseausschreibung (dort: 16,4 ct/kWh). Ab dem 01.01.2022 verringert sich der Höchstwert um 1 % pro Kalenderjahr gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert (§ 39k Abs. 2 EEG 2021). Nach § 39k EEG 2021 müssen sich Biomethananlagen ab 2022 zudem in einer Südregion nach Anlage 5 EEG 2021 befinden. § 39m EEG 2021 enthält zudem besondere Zahlungsbestimmungen für Anlagen in dieser Ausschreibungskategorie, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

a) Ausschließlicher Biomethaneinsatz

Nach § 39m Abs. 1 EEG 2021 darf in den Biomethananlagen nur ausschließlich Biomethan zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Eine Mischfeuerung etwa mit Erdgas ist damit ausgeschlossen. Auch eine Ausnahme für die Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung ist nicht vorgesehen. Es ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit Biomethan und Erdgas – betrieben wird.

b) Biomethan aus Biomasse i.S.d. BiomasseV/ Gasabtausch

Nach § 39m EEG 2021 muss es sich bei dem zur Stromerzeugung eingesetzten Gas um Biomethan handeln. Biomethan ist nach § 3 Nr. 13 EEG 2021 jedes Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Biogas ist nach § 3 Nr. 11 EEG 2021 wiederum jedes Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird. Damit ergibt sich noch nicht unmittelbar, dass das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas auch aus Biomasse i.S.d. BiomasseV gewonnen worden sein muss. Nach § 22 Abs. 4 EEG 2021 besteht für Anlagen, die Biomasse zur Stromerzeugung einsetzen, ein Förderanspruch aber nur, wenn der Strom aus Biomasse i.S.d. BiomasseV erzeugt wird. Damit ist auch Biogas, welches aus der Vergärung von Biomasse gewonnen wird, und zur Stromerzeugung eingesetzt werden soll, nur dann förderfähig, wenn es sich um **Biomasse i.S.d. BiomasseV** handelt. Denn sonst könnte die Anforderung des § 22 Abs. 4 EEG 2021 über die

01.01.2024

Verstromung von Biogas umgangen werden. Voraussetzung für die Inanspruchnahme einer Förderzahlung ist somit, dass das Biomethan aus Biomasse i.S.d. BiomasseV gewonnen wird.

Der Nachweis über den Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV ist über ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen (§ 39m Abs. 3 i.V.m. § 44c Abs. 1 EEG 2021).

Nach § 39m Abs. 3 EEG 2021 ist auf das in den Biomethananlagen eingesetzte Biomethan außerdem **§ 44b Abs. 4 EEG 2021 (sog. Gasabtausch)** entsprechend anzuwenden. Nach § 44b Abs. 4 Nr. 1 EEG 2021 ist aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomethan anzusehen, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge Biomethan entspricht, die an anderer Stelle im Bundesgebiet in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Nach § 44b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2021 besteht darüber hinaus die Verpflichtung für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von der Herstellung bis zur Entnahme Massensbilanzsysteme zu verwenden. Für die weiteren Einzelheiten wird auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen.

c) **Mischeinsatz von Biomassen und Bilanzielle Teilbarkeit**

Nach § 39m Abs. 3 EEG 2021 ist auch § 44b Abs. 5 EEG 2021 entsprechend für das Biomethan anzuwenden, das in den Biomethananlagen eingesetzt wird. Ein Förderanspruch besteht damit nach §§ 19 Abs. 1 i.V.m. 42 oder 43 EEG 2021 auch, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Einsatzstoffe bilanziell geteilt wird. Ein Mischeinsatz etwa von Biomethan aus Biomasse i.S.d. BiomasseV und sonstiger Biomasse ist damit grundsätzlich zulässig, wobei der Förderanspruch selbst aber nur für die Verstromung des aus Biomasse i.S.d. BiomasseV erzeugtes Gases besteht. Die bilanzielle Teilung ist einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge im Rahmen der Massensbilanzierung zu dokumentieren (§ 44b Abs. 5 S. 2 EEG 2021). Für die weiteren Einzelheiten wird auf die Ausführungen in Teil 2C.II.1)d) verwiesen.

01.01.2024

d) **Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021**

Weitere Anspruchsvoraussetzung für die Zahlung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der BHKW-Betreiber muss also auch vor diesen Hintergrund nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Förderung beansprucht wird, **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Es ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit erneuerbaren und fossilen Energieträgern – betrieben wird.

e) **Begrenzung von Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“)**

Nach § 39j EEG 2021 müssen auch Biomethananlagen in der Sonderausschreibung die Voraussetzungen des § 39i Abs. 1 EEG 2021 einhalten. Voraussetzung für einen durch Zuschlag erworbenen Anspruch ist danach, dass der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr insgesamt maximal 40 Masseprozent beträgt. Als Mais in diesem Sinne gelten Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot („Maisdeckel“). Die Einhaltung des „Maisdeckels“ ist jährlich durch Vorlage einer Kopie des Einsatzstoff-Tagebuchs nachzuweisen, vgl. § 39m Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 44 c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021.

f) **Hydraulische Verweilzeit in gasdichtem und an Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung**

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen nach § 9 Abs. 5 EEG 2021 sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases und einem nach dem 31.12.2011 errichteten Gärrestlager die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Dies gilt nur dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle verwendet wird oder mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle im Sinne bestimmter Abfallschlüssel der Bioabfallverordnung (20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 Anhang 1 Nr. 1 Buchstabe a) eingesetzt werden.

01.01.2024

Zudem müssen zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden. Werden diese Voraussetzungen nicht eingehalten, verringert sich der anzulegende Wert gemäß § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 auf den Monatsmarktwert, d.h. für die Ermittlung der Höhe des Zahlungsanspruchs für den Strom über die Marktprämie oder die Einspeisevergütung (für kleine Anlagen oder in Ausnahmefällen) ist lediglich dieser Monatsmarktwert zugrunde zu legen.

g) Bemessungsleistung in Höhe von 15 %/ Anforderungen des § 44c EEG 2021

Nach §19 Abs. 1 i.V.m. 39m Abs. 2 S. 1 EEG 2021 besteht ein Förderanspruch für Strom aus Biogas darüber hinaus nur für Strom, der in Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW erzeugt wird, nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 15 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Diese Voraussetzung knüpft allerdings an die Stromerzeugungseinheit an und liegt damit „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3). Gleiches gilt auch für die in §§ 44c Abs. 1 bis 4 und Abs. 6 bis 9 EEG 2021 dargelegten Voraussetzungen, die über § 39m Abs. 3 EEG 2021 ebenfalls anzuwenden sind: Nach § 39m Abs. 3 i.V.m. 44c Abs. 3 EEG 2021 besteht der Förderanspruch für Biomethananlagen, die nicht gleichzeitig KWK-Anlagen sind, nur, wenn der Anlagenbetreiber vor der Inbetriebnahme dem Netzbetreiber nachweist, dass für die Anlage keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung als hocheffiziente KWK-Anlage besteht. Bei Anlagen mit der einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von mehr als 50 MW besteht der Förderanspruch darüber hinaus nur, wenn die Anlage 1. eine hocheffiziente KWK-Anlage ist, 2. einen elektrischen Nettowirkungsgrad von mindestens 36 Prozent erreicht oder 3. eine Gesamtfeuerungswärmeleistung von höchstens 100 MW hat und die in den BVT-Schlussforderungen definierten Energieeffizienzwerte erreicht (§ 39m Abs. 3 i.V.m. § 44c Abs. 4 EEG 2021).

Nicht auf Biomethananlagen in der Sonderausschreibung anzuwenden ist demgegenüber § 44b Abs. 2 EEG 2021. Damit besteht für diese Art der

01.01.2024

Biomethananlagen abweichend von § 44b Abs. 2 EEG 2021 keine Pflicht zur Kraftwärme-Kopplung.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Für den Zahlungsanspruch nach §§ 19 Abs. 1, 22 Abs. 4, 39j und 39m EEG 2021 ist nachzuweisen, dass in der Biomethananlage ausschließlich Biomethan zur Stromerzeugung eingesetzt wird (insbesondere: **keine alternierend-bivalente Fahrweise**). Darüber hinaus ist nachzuweisen, dass das Biomethan aus der Vergärung von **Biomasse i.S.d. BiomasseV** gewonnen wurde. Zudem ist nachzuweisen, dass der Strom in einer Anlage erzeugt wurde, in der **ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien** erzeugt wird (auch hier: **keine alternierend-bivalente Fahrweise**).

Darüber hinaus ist nachzuweisen, dass der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte **Anteil an Getreidekorn oder Mais** bei Anlagen in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 40 Masseprozent beträgt.

Weiterhin müssen die Umstände, die der Fiktion des Gasabtauschs zugrunde liegen, nachgewiesen werden: Dies betrifft insbesondere den **Mengennachweis** und die **zeitliche Abfolge** der **ingespeisten** und aus dem Erdgasnetz **entnommenen Gasmengen** sowie die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz. Letzteres kann nach unserer Einschätzung mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden, wenn Kaufgegenstand Biogas ist, nicht aber ein Zertifikat.

Auch über die Einhaltung der technischen Vorgaben bei der Biogaserzeugung ist ein Nachweis zu führen: **Anlagen**, die Biogas aus **weniger als 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle** der oben genannten Kategorien einsetzen, müssen nachweisen, dass bei einem nach dem 31.12.2011 errichteten Gärrestlager die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Weiterhin muss der BHKW-Betreiber dem Netzbetreiber gegenüber nachweisen können, dass bei der Biogaserzeugung **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur

01.01.2024

Vermeidung einer Freisetzung von Biogas (z.B. Gasfackel, zusätzliches BHKW, Speicher) verwendet werden.

Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das Biogasregister möglich.

D. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2017

I. Anwendungsbereich

Für Stromerzeugungsanlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2021 am 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden, gelten nach § 100 Abs. 1 EEG 2021 grundsätzlich die Bestimmungen des EEG 2017 fort. Auf diese Anlagen sind die Bestimmungen des EEG 2021 nur in dem Umfang anzuwenden, wie es sich aus § 100 Abs. 2 und Abs. 3 EEG 2021 ergibt.

Eine Zahlung nach dem EEG 2017 kann beansprucht werden, wenn die gesetzlichen Anspruchsvoraussetzungen nach dem EEG 2017 jeweils vorliegen und auch keine sonstigen Hindernisse bestehen. Wie bereits das EEG 2014 sieht das EEG 2017 als Regelfall die Direktvermarktung mit Marktprämie vor, während eine Einspeisevergütung lediglich ausnahmsweise beansprucht werden kann. Im Gegensatz noch zum EEG 2014 wird aber der anzulegende Wert, der zur Berechnungen der Marktprämie dient, im Regelfall durch Ausschreibungen und nur noch für bestimmte Fälle (z.B. kleine Biomasseanlagen unter 150 kW oder in der sog. Ausfallvergütung) gesetzlich bestimmt. Der Zuschlag ist daher gemäß § 22 Abs. 4 EEG 2017 neben der Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne der BiomasseV Zahlungsvoraussetzung für solche Biomasseanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen müssen (Neuanlagen über 150 kW) oder dürfen (ggf. Bestandsanlagen). Weitere, besondere Zahlungsbestimmungen für diese Biomasseanlagen ergeben sich aus § 39h EEG 2017. Die darin in Absatz 3 enthaltenen Vorgaben für die Vergärung von Bioabfällen sind gemäß § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2021 aber nicht mehr

01.01.2024

anzuwenden. Stattdessen ist § 39i Abs. 3 S. 1 EEG 2021 anzuwenden (dazu sogleich).

In den Fällen, in denen der anzulegende Wert ausnahmsweise gesetzlich bestimmt wird, ergibt sich dieser für die Stromerzeugung aus Biomasse aus § 42 EEG 2017 und für die Vergärung von Bioabfällen aus § 43 EEG 2017. Weitere Bestimmung für Strom aus Gasen ergeben sich aus § 44b EEG 2017 und für Strom aus Biomasse allgemein aus § 44c EEG 2017; diese gelten über § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 i.V.m. § 39h Abs. 4 EEG 2017 entsprechend auch für Biogasanlage, die an Ausschreibungen teilnehmen.

II. Zahlungsanspruch für die Erzeugung von Strom aus Biomasse

1) Gesetzliche Anforderungen

Das EEG 2017 enthält in § 9 technische Vorgaben, die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien einzuhalten haben. In § 9 Abs. 5 EEG 2017 finden sich Spezialanforderungen an Biogasanlagen, die bei Beanspruchung der Zahlung nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 aus Gründen des Klimaschutzes und der Vermeidung schädlicher Emissionen einzuhalten sind.

Nach § 22 Abs. 4 EEG 2017 besteht der Zahlungsanspruch für Biomasseanlagen nur für den in der Anlage erzeugten Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV und solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur ausgestellter Zuschlag für die Anlage wirksam ist. Soweit die Norm auf das zur Strom- bzw. zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat verweist, stellt sie auf eine Anspruchsvoraussetzung ab, die „innerhalb“ der Systemgrenze des dena Biogasregisters liegt. Der Zuschlag für die Anlage ist vom Anlagenbetreiber hingegen anderweitig als über das Biogasregister nachzuweisen, da es sich insoweit um ein Kriterium handelt, das „außerhalb“ der Systemgrenze liegt. Für Biomasseanlagen, für die der anzulegende Wert über Ausschreibungen ermittelt wird, sieht § 39h Abs. 1 EEG 2017 für die zur Biogaserzeugung einzusetzenden Substrate einen „Maisdeckel“ vor. Auch diese Vergütungsvoraussetzung liegt innerhalb der „Systemgrenze“.

01.01.2024

§ 42 EEG 2017, der den gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert für Strom aus Biomasse regelt, stellt allein auf das zur Strom- bzw. zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat und damit auf eine Vergütungsvoraussetzung ab, die „innerhalb“ der Systemgrenze liegt. Gemäß § 19 Abs. 1 i. V. m. § 42 Nr. 1 bis 4 EEG 2017 kann für Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV ein nach Leistungsstufen gestaffelter Zahlungsanspruch geltend gemacht werden. Bei den Leistungsstufen Nr. 2 bis 4 handelt es sich jedoch laut Gesetzesbegründung um Regelungen, die lediglich für eine Übergangszeit gelten, nämlich für Biomasseanlagen i.S.v. § 22 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017. Die zuletzt genannte Norm betrifft Anlagen, die nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig sind oder einer Zulassung nach anderen Bestimmungen des Bundesrechts bedürfen oder nach Baurecht genehmigungsbedürftig sind und vor dem 01.01.2017 genehmigt oder zugelassen und vor dem 01.01.2019 in Betrieb genommen worden sind. Diese Anlagen werden von den Ausschreibungen ausgenommen.

Die Zahlung kann zudem gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017 nur für Strom aus Anlagen beansprucht werden, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen.

Weitere Anforderungen ergeben sich aus §§ 44b, 44 c EEG 2017, die über § 39 h Abs. 4 EEG 2017 auch für Biogasanlagen anzuwenden sind, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibungen ermittelt wird.

a) **Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch**

Voraussetzung ist nach §§ 22 Abs. 4, 39 ff EEG 2017 (anzulegender Wert wird über Ausschreibungen ermittelt) und § 42 EEG 2017 (anzulegender Wert wird gesetzlich bestimmt) zunächst, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse vom 21.06.2001 (BGBl. I. S. 1234 – BiomasseV)** erzeugt wird. § 89 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 enthält eine Ermächtigungsgrundlage für die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung im Anwendungsbereich der §§ 42 bis 44 EEG 2017 zu regeln, welche Stoffe als Biomasse gelten. Bis zu deren Erlass ist die Biomasseverordnung vom 21.06.2001, BGBl. 1234, zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.10.2016, BGBl. I, 2258 (im Folgenden: BiomasseV), anzuwenden.

01.01.2024

Nach § 1 BiomasseV regelt die Verordnung für den Anwendungsbereich des EEG vor allem, welche Stoffe als Biomasse gelten und welche technischen Verfahren eingesetzt werden dürfen. § 2 Abs. 1 BiomasseV enthält eine „Generalklausel“, nach der Biomasse im Sinne der Verordnung Energieträger aus Phyto- und Zoomasse und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle sind, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt. § 2 Abs. 2 BiomasseV enthält eine klarstellende, nicht abschließende Liste von Stoffen, die typischerweise zur Stromerzeugung genutzt werden, bei denen es sich um Biomasse im Sinne der BiomasseV handelt. Die dort genannten Stoffe gelten – unabhängig davon, ob § 2 Abs. 1 BiomasseV erfüllt ist, oder nicht – als Biomasse. In § 2 Abs. 2 Nr. 5 BiomasseV ist aus Biomasse im Sinne von § 2 Abs. 1 BiomasseV durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte genannt. § 2 Abs. 3 BiomasseV enthält eine spezielle Regelung für Stoffe, deren Biomasseeigenschaft aufgrund eines unvermeidlichen Fremdstoffgehalts fraglich sein könnte. Nach Nr. 2 dieser Vorschrift gilt auch durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas als Biomasse, sofern zur Vergärung nicht gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushalten sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen, Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente, bestimmte tierische Nebenprodukte oder mehr als 10 % Klärschlamm eingesetzt werden.

Der Nachweis über den Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV ist über ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen, § 44 c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017.

Wird das Rohbiogas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, findet unvermeidlich eine Vermischung des Biogases mit dem im Erdgasnetz vorhandenen Erdgas statt. Bei dem an anderer Stelle entnommenen und in dem BHKW zur Verstromung eingesetzten Gas wird es sich daher in aller Regel ausschließlich oder weitgehend um (fossiles) Erdgas handeln. Gemäß § 44b Abs. 5 Nr. 1 EEG 2017 gilt aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas jedoch als Biomethan (hier im Leitfaden als Biogas bezeichnet), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan

01.01.2024

entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des EEG in das Gasnetz eingespeist worden ist („**Gasabtausch**“). Es wird also „so getan, als ob“ Biogas zum Entnahmepunkt transportiert und dort zur Stromerzeugung eingesetzt wird, obwohl physikalisch Erdgas verstromt wird.

§ 44b Abs. 5 Nr. 1 EEG 2017 setzt zunächst voraus, dass bis zum Ende eines Kalenderjahres zumindest so viel Biogas eingespeist werden muss, wie Gas entnommen wurde. Die Formulierung „am Ende eines Kalenderjahres“ ist dabei so zu verstehen, dass letztlich allein das **Kalenderjahr Betrachtungszeitraum** ist. Damit ist es auch möglich, dem Erdgasnetz für die allgemeine Versorgung (physikalisch) Erdgas zu entnehmen, auch wenn zuvor keine entsprechenden Mengen Biogas eingespeist wurden, vorausgesetzt, am Ende des Kalenderjahres ist die Bilanz ausgeglichen. Neben der **Speicherfunktion** hat das Gasnetz also auch eine – durch den kalenderjährlichen Betrachtungszeitraum begrenzte – **Kreditfunktion**. Für diese Auffassung spricht auch die Gesetzesbegründung zu der insoweit wortgleichen Regelung des § 27 Abs. 2 EEG 2009 (BT-Drs. 16/9477, zu § 27 Abs. 2, S. 44):

„Die Änderung in Absatz 2 erleichtert die Bilanzierung für Einspeiseanlagen. Diese müssen nicht mehr in jedem Moment nachweisen, dass das verstromte Gas vorher in das Netz eingespeist wurde, sondern nur am Ende des Jahres, dass die insgesamt entnommene Menge Gas auch eingespeist worden ist.“

Eine weitere Zahlungsvoraussetzung für Anlagen, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biogas einsetzen, enthält § 44 b Abs. 5 Nr. 2 EEG 2017. Danach gilt die Fiktion „Gas aus Biomasse“ nur dann, wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Die Einzelbegründung zu § 44b EEG 2017 enthält den Hinweis, dass § 47 EEG 2014, der in Absatz 6 Nr. 2 die Anforderungen an die Massenbilanzierung regelte, aus rechtsförmlichen Gründen auf § 44b und § 44c EEG 2017 aufgeteilt wurde und diese inhaltlich weitestgehend § 47 EEG 2014 entsprechen. Die Einzelbegründung zu § 47 Abs. 6 EEG 2014 wiederum enthält den Hinweis, dass die Norm dem bisherigen § 27c Abs. EEG 2012 entspreche. Die Einzelbegründung zu § 27c EEG 2012, auf die deshalb

01.01.2024

unserer Einschätzung nach auch für die Auslegung des § 44b Abs. 5 Nr. 6 EEG 2017 zurückgegriffen werden kann, führt hierzu zudem Folgendes aus (BT-Drs. 17/6071, S. 74):

„Zur Erfüllung der Anforderungen an eine Massenbilanzierung kann auch auf das Biogasregister Deutschland der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zurückgegriffen werden.“

Man könnte diese Formulierung so verstehen, dass der Gesetzgeber des EEG 2012 – und aufgrund der gerade dargestellten „Verweiskette“ wohl auch des EEG 2017 – davon ausging, dass das Biogasregister den gesetzlichen Anforderungen an eine Massenbilanzierung ohne Weiteres entspricht und mit dem Nachweis über das Biogasregister Deutschland deshalb „automatisch“ auch immer eine Massenbilanzierung im Sinne der genannten Norm vorliegt. Dagegen könnte jedoch folgende Formulierung der Einzelbegründung zur Verordnungsermächtigung des § 64a EEG 2012 sprechen, die aufgrund der im Wesentlichen wortgleichen Übernahme dieser Regelung in § 89 Abs. 2 EEG 2017 unseres Erachtens auch zur Auslegung dieser Norm herangezogen werden kann (BT-Drs. 17/6071, S. 91):

„Auch das von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) aufgebaute und betriebene Biogasregister Deutschland kann bei entsprechender Ausgestaltung als Massenbilanzsystem jedenfalls für die Massenbilanzierung von eingespeistem Biogas für anwendbar erklärt werden.“

Dies spricht unserer Einschätzung nach dafür, dass mit der Benutzung des Biogasregisters zwar nicht automatisch eine den gesetzlichen Anforderungen genügende Verwendung eines Massenbilanzsystems vorliegt. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters Deutschland unter Umsetzung dieses Leitfadens können nach Ansicht der Gutachter jedoch alle gesetzlichen Anforderungen erfüllt werden. Voraussetzung ist hier freilich, dass der Nachweis nach dem Biogasliefermodell und nicht über den Pfad eines Zertifikatsmodells erfolgt. Der Nachweis über das entsprechend ausgestaltete Biogasregister kann deshalb nach unserer Einschätzung im Biogasliefermodell gleichzeitig als Nachweis über die Verwendung eines nach § 44 b Abs. 6 Nr. 2 EEG 2017 anerkannten Massenbilanzsystems verwendet werden.

01.01.2024

b) Anlagen in der Ausschreibung: Begrenzung von Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“)

Voraussetzung für einen durch Zuschlag erworbenen Anspruch ist nach § 39 h Abs. 1 EEG 2017 zudem, dass der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais bei Anlagen, die im Jahr 2017 oder 2018 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr maximal 50 Masseprozent beträgt. Als Mais sind Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen („Maisdeckel“). Für Anlagen, die im Jahr 2019 oder 2020 einen Zuschlag erhalten, darf der Anteil an Getreidekorn und Mais in einem Kalenderjahr nur noch maximal 47 Masseprozent betragen. Für Anlagen, die im Jahr 2021 oder 2022 einen Zuschlag erhalten, sah § 39h Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 vor, dass der Anteil in einem Kalenderjahr nur noch höchstens 44 Masseprozent betragen sollte. Durch die neue, strengere Regelung in § 39i Abs. 1 EEG 2021, die für diese Anlagen mit Zuschlag ab 2021 gilt, ist diese Regelung nun gegenstandslos geworden („das neuere Recht verdrängt das ältere“). Die Einhaltung des „Maisdeckels“ ist jährlich durch Vorlage einer Kopie des Einsatzstoff-Tagebuchs nachzuweisen, vgl. § 39 h Abs. 4 i.V.m. § 44 c Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017.

Der „Maisdeckel“ gilt nur für Biogasanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen und ist daher nicht Zahlungsvoraussetzung für Strom aus Biogasanlagen, für den der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird.

c) Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017

Weitere Anspruchsvoraussetzung für die Zahlung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Förderung beansprucht wird, **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde.

Beim Gasabtausch ist denkbar, dass den aus dem Gasnetz entnommenen Gasmengen einmal im Wärmeäquivalent entsprechende Mengen Biogas gegenüberstehen und ein andermal – zeitlich versetzt – keine entsprechenden Mengen gegenüberstehen. In dem Zeitabschnitt, in dem

01.01.2024

sich die im Wärmeäquivalent entsprechenden Mengen vollständig „decken“, würde in der Stromerzeugungseinheit im Wege des Gasabtauschs – wenn dessen weitere Voraussetzungen eingehalten werden – fiktiv ausschließlich Biomasse eingesetzt. In dem Zeitabschnitt, in dem eine solche „Deckung“ nicht vorliegt, wäre das eingesetzte Erdgas nicht fiktiv als Biomasse anzusehen, sondern als Erdgas. Denn die Voraussetzungen der Fiktion lägen für diesen Teil des Erdgases nicht vor.

Ob eine solche mögliche **alternierend-bivalente Fahrweise** (wenn also – zeitlich versetzt – ausschließlich z. B. Biomasse und daran anschließend ausschließlich fossile Brennstoffe in der Stromerzeugungseinheit zum Einsatz kommen) gegen das in § 19 Abs. 1 EEG 2017 verankerte Ausschließlichkeitsprinzip verstößt – und infolgedessen die EEG-Förderung für den erzeugten Strom nicht beansprucht werden kann –, soll im Folgenden untersucht werden.

Ein Verstoß gegen § 19 Abs. 1 EEG 2017 liegt dann nicht vor, wenn es für die Frage, ob der Strom ausschließlich aus Biomasse erzeugt wurde, auf den erzeugten **Strom** selbst ankäme. Betrachtete man allein diesen, könnte man die Auffassung vertreten, dass dieser – soweit sich die zur Stromerzeugung eingesetzten Mengen im Wärmeäquivalent mit den eingespeisten Biogasmengen decken – ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wird (so wohl zum insoweit wortgleichen § 19 Abs. 1 EEG 2014 *Fischer/Pyttlik*, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter, Biogasanlagen im EEG, 4. Auflage S. 52 f.; zum Ausschließlichkeitsprinzip nach dem EEG 2004 vertritt dies offenbar auch die Clearingstelle EEG in ihrer Empfehlung vom 30.03.2011, Az. 2008/15); der BGH vertritt dies in seinem Urteil vom 06.11.2013 (Az. VIII ZR 194/12) zum EEG 2009 jedenfalls für den einmaligen Einsatz von fossilem Heizöl über einen Zeitraum von wenigen Wochen, lässt dies jedoch für einen mehrfachen Wechsel zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern ausdrücklich offen).

Ausgangspunkt für die Beurteilung ist nach dem Wortlaut der Vorschrift des § 19 Abs. 1 EEG 2017 jedoch die **Anlage**. Sobald in der Anlage fossile Brennstoffe (Erdgas) zur Stromerzeugung eingesetzt werden, wäre ein Anspruch auf Zahlung nach den Vorschriften des EEG 2017 deshalb – folgt man dieser Ansicht – grundsätzlich ausgeschlossen. Denn in der Anlage

01.01.2024

werden nicht ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas (vorliegend Biogas aus Biomasse im Sinne der BiomasseV) verwendet: Der Zahlungsanspruch für den erzeugten Stroms entfiere für immer, wenn – nach dem Einsatz von Biogas – in derselben Anlage Erdgas eingesetzt würde.

Für die hier zuletzt genannte Ansicht, dass es für den Anwendungsbereich des Ausschließlichkeitsprinzips auf die Anlage ankommt, lässt sich neben dem Wortlaut der Vorschrift („*Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, haben für den in der Anlage erzeugten Strom gegen den Netzbetreiber einen Anspruch [...]*“) auch folgende Überlegung anführen. Betrachtet man die Stromerzeugung über den gesamten 20jährigen Förderzeitraum, macht es im Ergebnis letztlich keinen Unterschied, ob in der Anlage gleichzeitig fossile und erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt werden oder aber ob die Anlage in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitlich versetzt ausschließlich mit erneuerbaren oder fossilen Energieträgern – betrieben wird. In beiden Fällen werden in der Anlage nicht ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt. Jedenfalls für den gleichzeitigen Einsatz von fossilen und erneuerbaren Energien in einer Anlage ist jedoch unstrittig, dass eine solche Fahrweise gegen das Ausschließlichkeitsprinzip aus § 19 Abs. 1 EEG 2017 verstößt. Nichts anderes kann aber nach unserem Dafürhalten auch für die alternierend-bivalente Fahrweise von Anlagen gelten. Eine alternierend-bivalente Fahrweise von Anlagen führt nach unserem Verständnis daher im Anwendungsbereich des EEG 2017 dazu, dass keine Zahlung nach dem EEG für den in der Anlage erzeugten Strom beansprucht werden kann. Ein Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 für Strom, der aus im Wege des Gasabtauschs erworbenem Gas erzeugt wird, besteht somit nach unserer Einschätzung nur dann, wenn durchgängig Gas zur Stromerzeugung eingesetzt wird, dem im Wärmeäquivalent entsprechende Mengen an eingespeistem Biogas gegenüberstehen. Zulässig ist es jedoch, dass sich die eingespeisten und dem Gasnetz im Wege des Gasabtauschs an anderer Stelle entnommenen Gasmengen erst am Ende des kalenderjährlichen Betrachtungszeitraumes nach § 44b Abs. 5 Nr. 1 EEG 2017 entsprechen (vgl. dazu oben unter Teil 2C.II.1a).

01.01.2024

Allerdings steht das Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2017 einer Fahrweise der Anlage nicht entgegen, bei der zeitgleich oder zeitlich versetzt verschiedene Biomassen im weiteren Sinne – also von Biomasse im Sinne der BiomasseV und solcher, die nicht unter die BiomasseV fällt – zur Stromerzeugung eingesetzt werden (**„grüne“ Mischfeuerung** bzw. **„grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise**). Denn § 19 Abs. 1 EEG 2017 verlangt nur, dass zur Stromerzeugung ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden und auch § 22 Abs. 4 und § 42 EEG 2017 verlangen nicht, dass zur Stromerzeugung ausschließlich Biomasse im Sinne der BiomasseV eingesetzt wird. Der Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 besteht allerdings nur für den Strom, der aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde.

d) Mischeinsatz von Biomassen und bilanzielle Teilbarkeit

Wie gerade festgestellt, ist eine „grüne“ Mischfeuerung, und damit eine Mischung von unterschiedlichen Biomassen (z. B. im Sinne der BiomasseV und „außerhalb“ der BiomasseV), grundsätzlich möglich. Die Zahlung kann dann aber nur für den Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV beansprucht werden. Der übrige Gasanteil, der aus anderer Biomasse erzeugt wurde, kann dann in einen anderen Verwertungspfad gebracht werden, z.B. als Beimischprodukt zu einem Gas mit einem vertraglich versprochenen bestimmten biogenen Anteil.

Dabei war unter Geltung des EEG 2012 noch streitig, ob einer aus bestimmten Einsatzstoffen erzeugten Biogasmenge das Eigenschaftsprofil sozusagen „fermenterscharf“ anhängt oder ob die zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate auf daraus erzeugte Biogasteilmengen aufgeteilt werden können, so dass „sortenreine“ Biogasteilmengen entstehen. Im zuerst genannten Fall würde jede kWh Biogas, das in einem Fermenter mit Mischungsverhältnis 80 Prozent Biomasse im Sinne der BiomasseV und 20 Prozent andere Biomasse dieses Eigenschaftsprofil erhalten. Im zuletzt genannten Fall wäre es möglich, aus 80 Mengeneinheiten des erzeugten Biogases bilanziell sortenreines Biogas aus Biomasse im Sinne der BiomasseV und aus 20 Mengeneinheiten bilanziell sortenreines Biogas aus sonstiger Biomasse zu bilden.

01.01.2024

Diesen bisher bestehenden Streit hatte der Gesetzgeber bereits mit § 47 Abs. 7 EEG 2014 entschieden, der wortgleich nun in § 44 b Abs. 6 EEG 2017 übernommen wurde. Darin wird geregelt, dass der Zahlungsanspruch nach dem EEG auch besteht, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Einsatzstoffe bilanziell in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt wird. Nach der Begründung zu § 47 Abs. 7 EEG 2014 soll die Zulassung einer bilanzielle Teilung von Biomethan in einzelne einsatzstoffscharfe oder einsatzstoffklassenscharfe Teilmengen eine getrennte Vermarktung der jeweiligen Teilmengen von Biomethan in unterschiedlichen Biomethanmärkten ermöglichen. Es ist danach für die Verstromung nach dem EEG 2017 möglich, die zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate den daraus erzeugten Biogasteilmengen entsprechend ihres Mischungsverhältnisses bilanziell so zuzuordnen, dass sortenreine Biogasteilmengen gebildet und in verschiedene Biomethanmärkte gebracht werden können. Die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen ist nach § 44b Abs. 6 EEG 2017 einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge im Rahmen der Massenbilanzierung zu dokumentieren. Hierfür kann nach Ansicht der Gutachter bei einer Ausgestaltung nach diesem Leitfaden das Biogasregister Deutschland genutzt werden.

**e) Hydraulische Verweilzeit in gasdichtem und an Gasverwertung
angeschlossenem System der Biogasanlage und zusätzliche
Gasverbrauchseinrichtung**

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas (nach dem Wortlaut der Nr. 1 d.N. betrifft dies Anlagen, die nach dem 31.12.2016 in Betrieb genommen worden sind) müssen nach § 9 Abs. 5 EEG 2017 sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases und einem nach dem 31.12.2011 errichteten Gärrestlager die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Dies gilt nur dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle verwendet wird oder mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle im Sinne bestimmter Abfallschlüssel der Bioabfallverordnung eingesetzt werden.

01.01.2024

Zudem müssen zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden. Werden diese Voraussetzungen nicht eingehalten, verringert sich der anzulegende Wert gemäß § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017 auf den Monatsmarktwert, d.h. für die Ermittlung der Höhe des Zahlungsanspruchs für den Strom über die Marktprämie oder die Einspeisevergütung (für kleine Anlagen oder in Ausnahmefällen) ist lediglich dieser Monatsmarktwert zugrunde zu legen.

f) Leistungsgrenze für Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Zudem regelt § 44b Abs. 1 EEG 2017 als allgemeine Anspruchsvoraussetzung für Biogasanlagen, dass der Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Anlagen mit einer **installierten Leistung von mehr als 100 kW** nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Es soll also nur die Hälfte der in einem Kalenderjahr theoretisch erzeugbaren Strommenge über das EEG 2017 gefördert werden. Für den darüber hinausgehenden Stromanteil verringert sich der Zahlungsanspruch in der Direktvermarktung auf null und in der ausnahmsweise zulässigen festen Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

Die installierte Leistung der Anlage ist dabei freilich ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss. Gemeinsam mit dem Beschaffheitsnachweis über das Biogasregister kann gegenüber dem Netzbetreiber dann allerdings der Vollnachweis für die EEG-Zahlung erbracht werden.

Als weitere Zahlungsvoraussetzung legt § 44b Abs. 2 EEG 2017 für im Gasabtausch betriebene Anlagen fest, dass ein Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 nur besteht, soweit der Strom in **Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird. Allerdings ist dies ebenfalls ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit „außerhalb“ der

01.01.2024

Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt und deshalb für die vorliegende Betrachtung keine Relevanz hat.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Damit für den erzeugten Strom der Zahlungsanspruch nach §§ 19 Abs. 1, 22 Abs. 4, 39 ff. EEG 2017 (Biomasseanlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen) oder §§ 19 Abs. 1, 42 EEG 2017 (Biomasseanlagen, für die der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird) geltend gemacht werden kann, muss gegenüber dem Stromnetzbetreiber dargelegt und – im Streitfall – bewiesen werden können, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV** erzeugt wurde.

Anlagen, für die der anzulegende Wert über **Ausschreibungen** ermittelt wird, müssen zudem nachweisen, dass der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte **Anteil an Getreidekorn oder Mais** bei Anlagen, die im Jahr 2017 und 2018 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 50 Masseprozent beträgt. Für Anlagen, die in den Folgejahren einen Zuschlag erhalten, ist der entsprechend verringerte Wert für den „Maisdeckel“ – höchstens 47 Masseprozent bei Anlagen mit Zuschlag im Jahr 2019 und 2020 und höchstens 44 Masseprozent bei Anlagen mit Zuschlag im Jahr 2021 und 2022 – nachzuweisen.

Weiter muss nachgewiesen werden, dass bei einem nach dem 31.12.2011 errichteten **Gärrestlager** die **hydraulische Verweilzeit** in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System **mindestens 150 Tage** beträgt **oder** dass zur Erzeugung des Biogases ausschließlich **Gülle oder 90 Masseprozent Bioabfälle** im Sinne des § 43 EEG 2017 eingesetzt wurden (Anlagen mit IBN ab 01.01.2017). Weiterhin ist nachzuweisen, dass bei der Erzeugung des Biogases **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet wurden (§ 9 Abs. 5 EEG 2017).

Um sicherzustellen, dass die „**Fiktion**“ des **Gasabtauschs** nach § 44b Abs. 5 EEG 2017 „greift“, müssen die Voraussetzungen dargelegt werden, welche dieser Fiktion zugrunde liegen: Die Menge des aus dem Erdgasnetz und zur Stromerzeugung eingesetzten Gases darf im Betrachtungszeitraum (Kalenderjahr) nicht die Menge des an anderer Stelle

01.01.2024

in das Erdgasnetz eingespeisten Gases aus Biomasse übersteigen. Zudem müssen für den Vertrieb und den Transport des Gases von seiner Herstellung/Gewinnung bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sein. Nachzuweisen ist daher insbesondere die **zeitliche Abfolge der Einspeisung in und der Entnahme aus dem Gasnetz** und die bilanzielle Zuordnung der Biogasmengen über die exakte Erfassung der eingespeisten und entnommenen Biogasmengen. Zudem ist der Nachweis über die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** in den dargestellten Grenzen zu führen. Nach Ansicht des **Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit** (BMU) sind dabei im Fall des Handels von Biogasmengen nach der Einspeisung in das Erdgasnetz **mindestens drei Bilanzierungsschritte bzw. Dokumentationszeitpunkte** einzuhalten (vgl. Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 vom

29. Juni 2012, abrufbar unter http://https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BMU_Auslegungshilfe_Massenbilanzierung.pdf). Zwar ist diese Auslegungshilfe rechtlich nicht verbindlich. Das OLG Naumburg wendete in einem Urteil neueren Datums eine ebenfalls von BMU herausgegebene Auslegungshilfe zum EEG zwar nicht an, u.a. weil diese nach seiner Ansicht z.B. nicht mit einer Gesetzesbegründung gleichzusetzen sei (OLG Naumburg, Urt. v. 29.01.2016 - Az. 7 U 52/15). Aus unserer Sicht spricht jedoch einiges dafür, dass ein Gericht die vom BMU als federführendem Ministerium bei der Novellierung des EEG 2012 herausgegebene Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung seiner eigenen Entscheidungsfindung zugrunde legen und diese auch zur Auslegung des EEG 2017 heranziehen könnte. Im Gegensatz zu dem vom OLG Naumburg zu entscheidenden Fall wird in der Begründung des Regierungsentwurfes zum EEG 2012 auf diese Auslegungshilfe auch ausdrücklich verwiesen. Vor diesem Hintergrund sollte das Biogasregister Deutschland aus Sicht der Gutachter die Möglichkeit bieten, die vom BMU vorgeschlagenen Bilanzierungsschritte zu dokumentieren.

Danach soll die Massenbilanzierung mit der Herstellung (Aufbereitung auf Erdgasqualität) und Einspeisung des Biogases beginnen (**1. Dokumentationszeitpunkt**). Hierfür sei die in einem bestimmten

01.01.2024

Zeitraum am Netzanschluss an den Transportkunden übergebene Biomethanmenge z. B. in einer unabhängigen Datenbank zu erfassen. Unserer Einschätzung nach ist das Biogasregister Deutschland eine solche unabhängige Datenbank. Für den Fall, dass Rohbiogas aus verschiedenen Fermentern – also Biogasprodukte mit unterschiedlichen förderrelevanten Eigenschaften (z. B. aus „normaler“ Biomasse und Bioabfällen) – gemeinsam in derselben Gasaufbereitungsanlage aufbereitet wird, empfiehlt das BMU eine „Vorverlegung“ des ersten Dokumentationszeitpunktes auf die Herstellung der gasförmigen Biomasse. Es sollen dann die erzeugten Rohbiogasmengen unmittelbar ab der Gaserzeugung erfasst werden. Zwar werde dies gesetzlich nicht gefordert. Allerdings soll dies nach Ansicht des BMU die spätere Zuordnung der nach dem EEG förderrelevanten Eigenschaften erleichtern. Unabhängig davon wird eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzstoffen zu daraus erzeugten Biogasteilmengen nach § 44b Abs. 6 EEG 2017 nun ausdrücklich zugelassen. Aus Sicht der Gutachter spricht deshalb viel dafür, dass eine solche „Vorverlegung“ des 1. Dokumentationszeitpunktes nicht (mehr) erforderlich sein könnte. Allerdings muss die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge massenbilanziell dokumentiert werden. Hierfür kann das Biogasregister bei einer diesem Leitfaden entsprechenden Ausgestaltung nach Ansicht der Gutachter genutzt werden.

Eine weitere Dokumentation sei zudem dann erforderlich, wenn die betreffende Biomethanmenge nach der Einspeisung in das Erdgasnetz insbesondere am virtuellen Handelspunkt veräußert werde (**2. Dokumentationszeitpunkt**). Hier soll der Übergang der Rechte an der betreffenden Biomethanmenge vom bisherigen auf den neuen Rechtsinhaber dokumentiert werden. Im Regelfall solle dies in einer unabhängigen Datenbank (z. B. über eine Selbsterklärung des Verkäufers über den Übergang der Rechte) erfasst werden.

Schließlich müsse laut Auslegungshilfe mindestens noch die Ausspeisung des Gases an der Entnahmestelle aus dem Erdgasnetz nachvollzogen werden können (**3. Dokumentationszeitpunkt**). Hierfür sei die innerhalb des Massenbilanzierungszeitraums entnommene Menge Biomethan in der unabhängigen Datenbank zu erfassen.

01.01.2024

Die Verwendung von Massenbilanzsystemen sowie die Einhaltung der vom BMU vorgeschlagenen Bilanzierungsschritte kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden.

Weiterhin muss – außerhalb des Registers – nachgewiesen werden, dass der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde und welche installierte Leistung die Anlage hat. Ebenfalls außerhalb des Registers muss nachgewiesen werden, dass die Zahlung nur für eine Bemessungsleistung in Höhe von maximal 50 Prozent der installierten Leistung der Anlage beansprucht wird.

Zusätzlich muss – folgt man der hier vertretenen Auffassung – gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden können, dass **keine alternierend-bivalente Fahrweise** – also ein zeitweise versetzter Einsatz von Biogas und Erdgas – der betreffenden Stromerzeugungseinheit vorliegt. Hierfür ist aus unserer Sicht darzulegen, dass die insgesamt dem Gasnetz entnommene Menge an Biogas am Ende des betreffenden Jahres im Wärmeäquivalent dem eingespeisten Biogas entspricht. Denn dann gilt nach der Regelung des § 44b Abs. 5 Nr. 1 EEG 2017 zum Gasabtausch das gesamte in der betreffenden Anlage eingesetzte Gas als Biomasse im Sinne der BiomasseV. Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die **Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert** werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das **Biogasregister** möglich.

III. Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen

Das EEG 2017 verfügt über einen eigenen Anspruchstatbestand für die Vergärung von Bioabfällen. Für Anlagen in der Ausschreibung ergeben sich die Anspruchsvoraussetzungen aus § 39i Abs. 3 S. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2021. Für Anlagen, für die der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird, werden die Anspruchsvoraussetzungen in § 43 EEG 2017 geregelt. Da sich die Anspruchsvoraussetzungen für beide

01.01.2024

Anlagengruppen teilweise unterscheiden, werden diese nachfolgend für beide Anlagengruppen separat dargestellt.

1) Gesetzliche Anforderungen, wenn der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird

a) Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen/Gasabtausch

Förderfähig ist nach § 43 EEG 2017 die Verstromung von Biogas, das aus Biomasse mit einem Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent pro Kalenderjahr an bestimmten Arten getrennt erfasster Bioabfälle gewonnen wurde. Auf diese Bioabfallquote angerechnet werden Bioabfälle, die in Anhang 1 Nummer 1 der Bioabfallverordnung unter den Abfallschlüsseln 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 genannt werden. Namentlich betrifft dies biologisch abbaubare Abfälle (Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände und pflanzliche Bestandteile von Treibsel), gemischte Siedlungsabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung (vom Hausmüll getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, also vor allem aus der sog. Biotonne) und Marktabfälle.

Der Nachweis über den Einsatz der o. g. Bioabfälle ist über ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen, § 44c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017.

Bei der Aufbereitung und Einspeisung des aus den Bioabfällen erzeugten Biogases in das Erdgasnetz sind zudem die Regelungen des Gasabtauschs nach § 44b Abs. 5 EEG 2017 zu beachten. Danach gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomethan (also aufbereitetes und eingespeistes Biogas), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Zudem muss für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz ein Massenbilanzsystem verwendet

01.01.2024

worden sein. Hinsichtlich der Anforderungen des Gasabtauschs kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden.

b) **Ausschließlichkeit**

Weitere Anspruchsvoraussetzung für eine EEG-Zahlung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Förderung beansprucht wird, insgesamt (also auch über die Erfüllung der Bioabfallquote von 90 Masseprozent pro Kalenderjahr hinaus) ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Auch für den Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen nach § 43 EEG 2017 ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit erneuerbaren und fossilen Energieträgern – betrieben wird. Wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)c) dargestellt, ist eine „grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise (also der zeitversetzte Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV und sonstiger Biomasse) grundsätzlich ebenso zulässig wie eine „grüne Mischfeuerung“. Allerdings ist dabei zu beachten, dass für den Zahlungsanspruch nach §§ 19 Abs. 1 i.V.m. 43 EEG 2017 in diesem Fall die Bioabfallquote von durchschnittlich 90 Masseprozent pro Kalenderjahr nicht unterschritten wird.

c) **Bilanzielle Teilbarkeit**

Wie oben unter Teil 2G.II.1)c) erläutert, lässt das EEG 2017 eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzsubstraten auf daraus erzeugte Biogasteilmengen grundsätzlich zu. Vor diesem Hintergrund könnte fraglich sein, ob der durch § 43 EEG 2017 vorgegebene Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent an getrennt gesammelten Bioabfällen im Sinne der oben genannten Bioabfallschlüssel auch dadurch eingehalten werden kann, dass Biogasteilmengen aus verschiedenen Fermentern kombiniert werden, die für sich betrachtet die 90 Masseprozent nicht einhalten. Für eine solche Sichtweise könnte sprechen, dass § 44b Abs. 6 EEG 2017, der die bilanzielle Teilbarkeit regelt, gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Gasen

01.01.2024

enthält, die auch im Rahmen der Bioabfallvergärung nach § 43 EEG 2017 gelten.

Gegen eine solche Möglichkeit spricht jedoch der Wortlaut von § 43 Abs. 1 EEG 2017. Danach ist Biogas förderfähig, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit dem festgelegten Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent der betreffenden Bioabfälle gewonnen wird. Indem auf die Vergärung der Biomasse abgestellt wird, wird deutlich, dass es im Rahmen des § 43 EEG 2017 auf die prozentuale Zusammensetzung der im Fermenter eingesetzten Substrate ankommt und nicht auf die prozentuale Zusammensetzung im BHKW. Damit knüpft der Wortlaut der Norm an einem Zeitpunkt vor der Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz an. Eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzsubstraten auf daraus erzeugte Biogasteilmengen erfolgt in der Regel aber nur dann, wenn das Biogas zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Denn nur dann macht eine solche Aufteilung Sinn, da regelmäßig erst der Transport über das Erdgasnetz eine Verwendung der Teilmengen in unterschiedlichen Verwertungspfaden ermöglicht.

Auch Sinn und Zweck der Regelung sprechen aus Sicht der Gutachter dafür, dass sich der Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen pro Kalenderjahr primär auf die eingesetzten Gärsubstrate bezieht. Denn durch die Einführung einer eigenen Vergütungsregelung für die energetische Nutzung von Bioabfällen in das EEG 2012 sollte den besonderen Kostenstrukturen dieser Einsatzstoffe Rechnung getragen werden (vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 73). Sofern man eine bilanzielle Teilbarkeit in dem eingangs beschriebenen Sinne zulassen würde, würde dies nach Ansicht der Gutachter nicht ausreichend berücksichtigt. Deshalb ist diese Vorgehensweise nach gegenwärtiger Ansicht der Gutachter nach dem EEG 2017 nicht zulässig.

Dagegen dürfte es unserer Ansicht nach möglich sein, Biomethanmengen, die unter Einhaltung der 90 Prozent-Grenze in Bezug auf die Vergärung erzeugt wurden, nach § 44b Abs. 6 EEG 2017 in sortenreine Bioabfallgasmengen und Biogasteilmengen aus anderer Biomasse aufzuteilen.

01.01.2024

d) Einrichtung zur Nachrotte

Weitere Fördervoraussetzung ist gemäß § 43 Abs. 2 EEG 2017, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle **unmittelbar** mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

e) Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Zudem regelt § 44b Abs. 1 EEG 2017 als allgemeine Anspruchsvoraussetzung für Biogasanlagen, dass der Anspruch auf Zahlung nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Anlagen mit einer **installierten Leistung von mehr als 100 KW** nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Es soll also nur die Hälfte der in einem Kalenderjahr theoretisch erzeugbaren Strommenge über das EEG 2017 gefördert werden. Für den darüber hinausgehenden Stromanteil verringert sich der Anspruch Zahlung in der Marktpremie auf null und in den Veräußerungsformen einer Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

Die installierte Leistung der Anlage ist dabei ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss. Gemeinsam mit dem Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister kann gegenüber dem Netzbetreiber dann allerdings der Vollnachweis für die EEG-Förderung erbracht werden.

Als weitere Anspruchsvoraussetzung legt § 44 b Abs. 2 EEG 2017 für im Gasabtausch betriebene Anlagen fest, dass ein Zahlungsanspruch nur besteht, soweit der Strom in **Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird. Allerdings ist dies ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit ebenfalls „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt und deshalb für die vorliegende Betrachtung keine Relevanz hat, vgl. dazu bereits oben unter Teil 2C.II.1)d).

01.01.2024

f) **Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen**

Weiter ist nach § 9 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017 Fördervoraussetzung, dass bei der Erzeugung des Biogases zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

§ 9 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2017 ist hingegen im Rahmen von § 43 EEG 2017 (Vergärung von Bioabfällen) nicht anzuwenden, vgl. § 9 Abs. 5 Satz 3 EEG 2017.

2) **Gesetzliche Anforderungen für Anlagen in der Ausschreibung**

a) **Biogas aus Bioabfällen/Gasabtausch**

Förderfähig ist nach § 39i Abs. 3 S. 1 i.V.m. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2021 die Verstromung von Biogas aus Bioabfällen, genauer solches, das in dem jeweiligen Kalenderjahr aus Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung gewonnen worden ist. Namentlich betrifft dies **biologisch abbaubare Abfälle** (Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände und pflanzliche Bestandteile des Treibseils), **gemischte Siedlungsabfälle** im Sinne der Bioabfallverordnung (vom Hausmüll getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, also vor allem aus der sog. Biotonne) und **Marktabfälle**.

Mit der Einführung des EEG 2021 wurde die Anforderung, wonach Biogas „überwiegend“ aus Bioabfälle im Sinne der oben benannten Abfallschlüssel erzeugt worden sein muss, gestrichen (§ 39i Abs. 3 S. 1 EEG 2021, sowie Teil 2C.III.2)a). Nach § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2021 ist § 39i Abs. 3 S. 1 EEG 2021 auch auf Anlagen, die vor dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden, anzuwenden. Auch für diese Anlage gilt nunmehr, dass nicht mehr auf einen überwiegenden Einsatz der Bioabfallstoffe abgestellt wird, sondern auf den anteiligen Einsatz („soweit“). Nach § 39i Abs. 3 Nr. 1 i.V.m. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2021 ist daher, soweit in Biomasseanlagen Biogas eingesetzt wird, das in dem jeweiligen Kalenderjahr durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen nach dem oben benannten Abfallschlüssel der anzulegende

01.01.2024

Wert für den aus diesen Bioabfällen erzeugte Strom der Höhe nach begrenzt bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW auf 14,88 ct/kWh (Nr. 1) und bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 MW auf 13,05 ct/kWh (Nr. 2).

Der Nachweis über den Einsatz der o. g. Bioabfälle ist über ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen, §§ 39 h Abs. 4, 44 c Abs. 1, 4 EEG 2017.

Bei der Aufbereitung und Einspeisung des aus den Bioabfällen erzeugten Biogases in das Erdgasnetz sind über § 39 h Abs. 4 EEG 2017 zudem die Regelungen des **Gasabtauschs** nach § 44 b Abs. 5 EEG 2017 zu beachten. Danach gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomethan (also aufbereitetes und eingespeistes Biogas), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Zudem müssen für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sein. Hinsichtlich der Anforderungen des Gasabtauschs kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden.

b) **Ausschließlichkeit**

Weitere Anspruchsvoraussetzung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den der Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 geltend gemacht wird, insgesamt (also auch über den überwiegenden Einsatz von Bioabfällen pro Kalenderjahr hinaus) **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Auch für den Zahlungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen nach § 39 h Abs. 3 EEG 2017 ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit

01.01.2024

erneuerbaren und fossilen Energieträgern – betrieben wird. Wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)c) dargestellt, ist eine „grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise (also der zeitversetzte Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV und sonstiger Biomasse) grundsätzlich ebenso zulässig, wie eine „grüne Mischfeuerung“. Allerdings ist dabei zu beachten, dass für die Zahlung nach § 39h Abs. 3 EEG 2017 in diesem Fall dennoch Biogas überwiegend aus Bioabfällen eingesetzt worden sein muss.

c) **Bilanzielle Teilbarkeit**

Wie bereits oben bei den Anspruchsvoraussetzungen nach § 19 Abs. 1 i.V.m § 43 EEG 2017 erläutert, ist es aus Sicht der Gutachter nicht zulässig, den gesetzlich vorgegebene Anteil an getrennt gesammelten Bioabfällen im Sinne der oben genannten Bioabfallschlüssel auch dadurch zu gewährleisten, dass Biogasteilmengen aus verschiedenen Fermentern kombiniert werden, die für sich betrachtet dieses Kriterium nicht einhalten. Aus Sicht der Gutachter kann auch im Rahmen des § 39 h Abs. 3 EEG 2017 für die Frage, ob „überwiegend“ Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil an getrennt erfassten Bioabfällen zur Biogaserzeugung eingesetzt wurde, nichts anderes gelten. Denn auch hier wird auf die Biogaserzeugung abgestellt und damit an einen Umstand angeknüpft, der „vor“ der Einspeisung in das Erdgasnetz liegt.

Dagegen dürfte es unserer Ansicht nach möglich sein, Biomethanmengen, die das Kriterium „überwiegend“ in Bezug auf die Vergärung erfüllen, nach § 44 b Abs. 6 EEG 2017 in sortenreine Bioabfallgasmengen und Biogasteilmengen aus anderer Biomasse aufzuteilen. Denn § 44 b Abs. 6 EEG ist über § 39 h Abs. 4 EEG 2017 für Biomasseanlagen in der Ausschreibung entsprechend anzuwenden.

d) **Leistungsgrenze für den Zahlungsanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung**

§ 39h Abs. 4 EEG 2017 ordnet zudem auch die entsprechende Geltung von § 44b Abs. 1 EEG 2017 für Anlagen in der Ausschreibung. Danach besteht ein Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 für Strom aus Biogasanlagen mit einer **installierten Leistung von mehr als 100 kW** nur für den Anteil der in einem

01.01.2024

Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht.

Wie bereits oben dargestellt, ist die installierte Leistung der Anlage ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss.

§ 44b Abs. 2 EEG 2017, der für im Gasabtausch betriebene Anlagen festlegt, dass ein Anspruch auf die EEG-Förderung nur besteht, soweit der Strom in **Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird, ist über § 39h Abs. 4 EEG 2017 für Anlagen in der Ausschreibung entsprechend anzuwenden. Wie bereits oben festgestellt, ist ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit ebenfalls „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt.

e) **Hydraulische Verweilzeit und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen**

Weitere Anspruchsvoraussetzungen für alle Anlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, enthält – wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)c)dargestellt – § 9 Abs. 5 EEG 2017. Nach § 9 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 muss bei Anlagen, die nach dem 31.12.2016 in Betrieb genommen worden sind, und Gärrestlagern, die nach dem 31.12.2011 errichtet worden sind, die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage betragen. Dies gilt aber dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle eingesetzt werden. Nach § 9 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2017 muss sichergestellt sein, dass bei der Erzeugung des Biogases zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

3) **Was muss nachgewiesen werden?**

Für den Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 i. V. m. § 39h Abs. 3 und § 43 EEG 2017 ist nachzuweisen, dass der Strom in einer Anlage erzeugt wurde, in der **ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien** erzeugt wird (insbesondere: **keine alternierend-bivalente Fahrweise**).

01.01.2024

Zudem ist für Anlagen, für die der **anzulegende Wert gesetzlich bestimmt** wird nachzuweisen, dass der Strom aus Biogas erzeugt wurde, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem **Anteil von durchschnittlich 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle** – biologisch abbaubare Abfälle, gemischte Siedlungsabfälle, Marktabfälle – im Sinne der Bioabfallverordnung gewonnen wurde. Für **Anlagen in der Ausschreibung** ist hingegen nachzuweisen, dass das Biogas durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem getrennt erfassten **Bioabfällen** der soeben genannten Kategorien gewonnen wurde. Der Nachweis über Art und Menge dieser Einsatzsubstrate ist über das **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft zu führen.

Weiterhin müssen die Umstände, die der Fiktion des Gasabtauschs zugrunde liegen, nachgewiesen werden: Dies betrifft insbesondere den **Mengennachweis** und die **zeitliche Abfolge** der **ingespeisten** und aus dem Erdgasnetz **entnommenen Gasmengen** sowie die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz. Letzteres kann nach unserer Einschätzung mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden, wenn Kaufgegenstand Biogas ist, nicht aber ein Zertifikat.

Auch über die Einhaltung der technischen Vorgaben bei der Biogaserzeugung ist ein Nachweis zu führen: Es muss für **Anlagen, für die der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt** wird, nachgewiesen werden, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden. Zudem müssen **Anlagen in der Ausschreibung**, die Biogas aus **weniger als 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle** der oben genannten Kategorien einsetzen nachweisen, dass bei einem nach dem 31.12.2011 errichtetes Gärrestlager die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Weiterhin muss der BHKW-Betreiber dem Netzbetreiber gegenüber nachweisen können, dass bei der

01.01.2024

Biogaserzeugung **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas (z.B. Gasfackel, zusätzliches BHKW, Speicher) verwendet werden.

Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die **Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert** werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das **Biogasregister** möglich.

E. Anforderungen an Speichergas aus dem EEG 2021, EEG 2017, EEG 2014, EEG 2012 und EEG 2009

Ein Zahlungsanspruch nach dem EEG kann auch dann bestehen, wenn Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert wird, § 19 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021. In § 3 Nr. 42 EEG 2021 definiert das Gesetz den Begriff des „Speichergases“. Speichergas ist danach jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Ein Förderanspruch kommt demnach auch in Betracht, wenn Speichergas ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, später wieder in Strom umgewandelt wird und dieser Strom in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird.

I. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2021

Mit dem Begriff des Speichergases in § 3 Nr. 42 EEG 2017 bzw. EEG 2021 hat der Gesetzgeber des EEG insbesondere die sogenannte Power-to-Gas-Technologie berücksichtigt. Nach diesem Konzept wird Strom für den Betrieb einer Elektrolyse verwendet und so Wasserstoff erzeugt. Dieser kann in einem zweiten Schritt mit Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid methanisiert werden. Dieses Methan oder – bis zu einer bestimmten Volumengrenze – Wasserstoff lassen sich dann in das Erdgasnetz einspeisen und auf diese Weise speichern. Das Gas kann damit unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten zugeführt werden.

01.01.2024

Regelungen zur Speicherung von Strom finden sich außerdem in § 19 Abs. 3 i.V.m. Abs. 1, § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021. Diese Vorschriften sind nach unserer Einschätzung zusammen mit der Definition des Speichergases zu betrachten. Die Gewinnung von Speichergas und dessen spätere Rückverstromung ist ein (theoretischer) Anwendungsfall für die Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien (vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 62 zum EEG 2012; die Begründung zum EEG 2012 kann unseres Erachtens auch zur Auslegung der „Speichergas-Normen“ des EEG 2017 sowie im EEG 2021 herangezogen werden, da diese Regelungen im Wesentlichen unverändert aus dem EEG 2012 in das EEG 2014, dann in das EEG 2017 und nun in das EEG 2021 überführt wurden).

In der Zusammenschau der Vorschriften zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien mit der Definition des Speichergases ergibt sich: Strom aus erneuerbaren Energien kann durch Erzeugung von Gas (insbesondere Wasserstoff/Methan) und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz zwischengespeichert werden. Wird das Gas später wieder verstromt (Rückverstromung) und wird der Strom in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist, kann dafür ein Zahlungsanspruch grundsätzlich ein Zahlungsanspruch nach dem EEG geltend gemacht werden.

1) Speichergas

Speichergas ist nach § 3 Nr. 42 EEG 2021 *„jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“*.

Sowohl Wasserstoff als auch Methan, die im Zusammenhang mit der Power-to-Gas-Technologie vornehmlich diskutiert werden, sind als Gas im Sinne dieser Vorschrift anzusehen (siehe auch BT-Drs. 17/6071, S. 62, 66).

Das Gas muss „zum Zweck der Zwischenspeicherung“ von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Ein solcher Zweck der Zwischenspeicherung – der gesetzlich nicht weiter definiert wird – dürfte jedenfalls dann vorliegen, soweit Strom aus den EEG-Anlagen für die Erzeugung von Gasen verwendet wird und das Gas anschließend wieder

01.01.2024

verstromt und der erzeugte Strom in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird.

Die Herstellung des Gases muss außerdem ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG 2021 erfolgen. Werden die Gase – Wasserstoff oder Methan – nicht oder nicht ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, liegt kein Speichergas im Sinne des § 3 Nr. 42 EEG 2021 vor.

Ausdrückliche Vorgaben dazu, welche Beschaffenheit das Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid haben muss, welches gegebenenfalls für eine Methanisierung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff verwendet wird, finden sich in der Vorschrift nicht. In der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 wird allerdings ausgeführt, dass eine gezielte Erzeugung von Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid ausschließlich zum Zweck der Methanisierung von Wasserstoff den Zielen des EEG widerspräche und daher von dem Begriff nicht mehr umfasst sei (BT-Drs. 17/6071, S. 123).

2) Zwischenspeicherung vor dem Netz

Die Verpflichtung nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 – also die Verpflichtung zur Zahlung der Marktprämie oder in den oben genannten Ausnahmefällen von Mindestvergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien – besteht nach § 19 Abs. 3 EEG 2021 auch dann, *„wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist“*. Das „Netz“ wird in § 3 Nr. 35 EEG 2021 definiert als *„die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“*.

Wenn Strom aus erneuerbaren Energien zwischengespeichert und bei einer späteren Einspeisung des Stroms in das Netz Zahlungsansprüche nach dem EEG geltend gemacht werden sollen, muss die Zwischenspeicherung also schon vor dem Netz erfolgen. Die Einrichtung zur Speicherung des Stroms – im Fall der Gewinnung von Speichergas regelmäßig ein Elektrolyseur – darf also nicht über das Netz an die EEG-Stromerzeugungsanlagen angeschlossen sein, aus denen der Strom gespeichert werden soll.

01.01.2024

Das EEG enthält keine ausdrückliche Definition der Zwischenspeicherung. Eine „Zwischenspeicherung“ dürfte nach dem Wortsinn jedenfalls dann vorliegen, wenn Strom in irgendeiner Form in einen speicherfähigen Zustand gebracht wird, dann später eine Rückverstromung erfolgt und dieser Strom wieder in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird. Diese Voraussetzungen sind gegeben, wenn Speichergas erzeugt und zur Rückverstromung eingesetzt wird.

3) Gasabtausch und Massenbilanzierung

Nach § 44b Abs. 4 EEG 2021 gelten die Möglichkeit zum Gasabtausch und die diesbezüglichen Anforderungen auch für Speichergas. Aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas gilt danach nur dann als Speichergas, wenn die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Zudem müssen für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sein.

4) Anforderungen an die Ausschließlichkeit

Anforderungen an die Ausschließlichkeit des Einsatzes von Strom aus erneuerbaren Energien finden sich in § 3 Nr. 1, 2. Halbsatz EEG 2021, § 3 Nr. 42 EEG 2021 und § 19 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021. In welchem Verhältnis diese Normen bei der Gewinnung und dem Einsatz von Speichergas zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien zueinander stehen und welche Anforderungen sich aus diesen Normen ergeben, ist nicht vollständig geklärt.

Klar ist zunächst allerdings, dass zur Gewinnung von Speichergas Gas *ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden muss*, § 3 Nr. 42 EEG 2021. Betrachtet man allein diese Vorschrift, so könnte nach deren Wortlaut eine Herstellung von Wasserstoff unter dem ausschließlichen Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien lediglich erfordern, dass der entsprechende Wasserstoffanteil **bilanziell** auf einen

01.01.2024

entsprechenden Stromanteil aus erneuerbaren Energien zurückgeht. Die entsprechenden Anteile dürften dann aber **jederzeit** einzuhalten sein.

Nicht völlig klar ist jedoch, ob sich weitere Anforderungen noch aus § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 und/oder § 19 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 ergeben.

a) **Ausschließlichkeitsprinzip des § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021**

Als Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gelten nach § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 (dessen Wortlaut mit § 5 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2014 übereinstimmt) auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.

Zunächst fordert die Vorschrift, dass die „zwischengespeicherte Energie“ ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen muss. Daher wird in der Literatur zu der Vorvorgängernorm des § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012 teilweise die Auffassung vertreten, dass dieser gegenüber dem damals maßgeblichen § 16 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 ein „milderes“ Ausschließlichkeitsprinzip zugrunde liege. Anders als bei § 16 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 könnte man nämlich zu § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012 der Auffassung sein, dass lediglich die zu speichernde Strommenge ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen muss, dass aber nicht die gesamte „**Speicher-Anlage**“ ausschließlich erneuerbare Energien aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln muss. Diese Überlegungen können unseres Erachtens wohl auch auf das EEG 2021 übertragen werden. Andererseits lässt sich auf dem derzeitigen Stand der Rechtsentwicklung nicht ausschließen, dass § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 auch strenger, nämlich als auf die Speicher-Anlage bezogenes Ausschließlichkeitsprinzip ausgelegt werden könnte. Dann dürften in der Speicher-Anlage nur ausschließlich erneuerbare Energien aufgenommen und in elektrische Energie umgewandelt werden.

Des Weiteren stellt sich auch die Frage, welche Einrichtungen bei der Power-to-Gas-Technologie überhaupt vom Anlagenbegriff des § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 umfasst sind. Dies gilt insbesondere für den **Elektrolyseur**, in dem Wasserstoff unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 spricht von

01.01.2024

Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie „aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“. Die Aufnahme der zwischengespeicherten Energie erfolgt aber nicht im Elektrolyseur. Vielmehr wird dort zunächst Wasserstoff zum Zweck der Zwischenspeicherung von Energie erzeugt. Der Elektrolyseur befindet sich in der Prozesskette gewissermaßen in einem vorgelagerten Schritt. Deshalb wird in der Literatur zur Vorvorgängernorm des § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012 teilweise vertreten, dass der Elektrolyseur nicht vom Anlagenbegriff umfasst sei. Auch dies könnte man bei einer weiten Auslegung des Wortlauts aber anders einschätzen.

Zur Speicher-Anlage zählen nach der Definition des § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 hingegen jedenfalls die Einrichtungen, in denen die gespeicherte Energie – im vorliegenden Fall das Speichergas – wieder in elektrische Energie umgewandelt wird. Eine mögliche **Rückverstromungseinrichtung** wird daher zweifellos vom Anlagenbegriff des § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 erfasst. Hier wirkt sich daher unmittelbar die Frage aus, ob § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 ein **anlagenbezogenes Ausschließlichkeitsprinzip** vorsieht oder nicht.

Wenn man – mit den aus unserer Sicht überzeugenderen, oben genannten Gründen – nach dem Wortlaut des § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 davon ausgeht, dass allein die zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen muss, dann ist nicht erforderlich, dass die Einrichtung zur Rückverstromung ausschließlich mit (zwischengespeicherter) Energie betrieben wird, die aus erneuerbaren Energien stammt. Stattdessen könnte die Einrichtung zur Rückverstromung zeitweise auch mit anderen Brennstoffen betrieben werden, ggf. sogar mit fossilen Brennstoffen. So wird dies in der rechtswissenschaftlichen Literatur teilweise auch vertreten. Allerdings bleibt hier die genannte Unsicherheit, dass man den Wortlaut des § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021 weitergehend auch so auslegen könnte, dass dieser doch ein anlagenbezogenes Ausschließlichkeitsprinzip enthält.

Vor dem Hintergrund dieser rechtlich bislang nicht geklärten Fragen sollte im Biogasregister unseres Erachtens die zusätzliche Möglichkeit angeboten werden anzugeben, dass die Einrichtung zur Erzeugung des Speichergases

01.01.2024

(Elektrolyseur) und/oder die Einrichtung zur Rückverstromung des Speichergases ausschließlich mit erneuerbaren Energien (und Speichergas) betrieben werden.

§ 19 Abs. 3 Satz 4 EEG 2021 klärt jedoch, dass ein Zahlungsanspruch nach Abs. 1 für zwischengespeicherten Strom auch „*bei einem gemischten Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichergasen*“ besteht. Ein **gemischter Einsatz** von erneuerbaren Energien und Speichergasen in der **Einrichtung zur Rückverstromung** ist mit dieser Anordnung daher zulässig.

b) **Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2021**

Nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 haben Betreiber von Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, für den in diesen Anlagen erzeugten Strom einen Zahlungsanspruch gegen den Netzbetreiber (Marktprämie oder Einspeisevergütung). In dieser Vorschrift findet sich daher nach unserem Verständnis ein anlagenbezogenes Ausschließlichkeitsprinzip: Bei einem – auch nur geringfügigen Einsatz – anderer Energieträger als erneuerbarer Energien in der EEG-Anlage entfällt der Zahlungsanspruch insgesamt. Streitig ist, ob trotz dieses Ausschließlichkeitsprinzips eine sogenannte „alternierend-bivalente“ Fahrweise der EEG-Anlage möglich ist. Dies würde bedeuten, dass es für die Einhaltung des Ausschließlichkeitsprinzips ausreicht, dass die Anlage zeitweise, in diesen Zeiträumen aber ausschließlich, mit erneuerbaren Energien betrieben wird. Das OLG Schleswig hat sich in einer jüngeren Entscheidung gegen die Zulässigkeit der alternierend-bivalenten Fahrweise ausgesprochen und setzt für das Ausschließlichkeitsprinzip voraus, dass seit der Inbetriebnahme der EEG-Anlage diese ausschließlich mit erneuerbaren Energien betrieben werden muss (vgl. auch oben unter Teil 2G.II.1b)).

Fraglich ist für die vorliegende Konstellation der Gewinnung und des Einsatzes von Speichergas, ob das Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2021 für Anlagen zur Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien – insbesondere von Anlagen zur Gewinnung, Aufnahme und Rückverstromung von Speichergas – überhaupt von Relevanz ist. Denn, wie ausgeführt, richtet sich der Zahlungsanspruch bei der Rückverstromung von Speichergas und der Einspeisung des Stroms in

01.01.2024

ein Netz nach § 19 Abs. 3 EEG 2021. Außerdem handelt es sich jedenfalls bei der Einrichtung zur Rückverstromung um eine Anlage nach § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2021. Diese Vorschrift sieht aber – wie bereits ausgeführt – ein eigenes Ausschließlichkeitsprinzip vor. § 19 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 ordnet an, dass der „Anspruch nach Absatz 1“ auch dann besteht, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. Aus den genannten Erwägungen sprechen aus unserer Sicht die überwiegenden Gründe dagegen, dass das Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2021 für Anlagen zur Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien – insbesondere für die Einrichtung zur Rückverstromung – Relevanz hat. Der Verweis in § 19 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 auf Absatz 1 wäre demzufolge als reiner Rechtsfolgenverweis zu lesen, ohne dass im Fall der Zwischenspeicherung auch die Voraussetzungen nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 eingehalten werden müssten.

Auch diesbezüglich besteht aber auf dem heutigen Stand der Rechtswissenschaft eine Unklarheit, ob das Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2021 möglicherweise doch Relevanz auch für Speicher-Anlagen hat. Daher gilt hier ebenso wie gerade im Vorabschnitt ausgeführt, dass im Biogasregister die zusätzliche Möglichkeit angeboten werden sollte anzugeben, dass die Einrichtung zur Erzeugung des Speichergases (Elektrolyseur) und/oder die Einrichtung zur Rückverstromung des Speichergases ausschließlich mit erneuerbaren Energien (und Speichergas) betrieben werden.

5) Zahlungsanspruch

Nach § 19 Abs. 3 S. 2 EEG 2021 bezieht sich die Zahlungspflicht bei der Zwischenspeicherung von Strom nur auf die Strommenge, die **aus dem Zwischenspeicher in das Netz** eingespeist wird. Die Höhe des Zahlungsanspruchs bestimmt sich nach der **Höhe des Zahlungsbetrags**, den der Netzbetreiber nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an den Anlagenbetreiber zahlen müsste, § 19 Abs. 3 S. 3 EEG 2021.

01.01.2024

II. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2017

Für Anlagen, die vor dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden oder vor dem 01.01.2021 bezuschlagt wurden, finden nach § 100 Abs. 1 EEG 2021 die Bestimmungen des EEG 2017 Anwendung, soweit nicht in § 100 Abs. 2 oder Abs. 3 EEG 2021 für die hier maßgeblichen Vorschriften eine abweichende Regelung getroffen wird. §§ 19 Abs. 3 und 3 Nr. 42 EEG 2021, die jeweils Regelungen für Speichergas enthalten, werden in § 100 Abs. 2 und 3 EEG 2021, nicht genannt. Folglich sind die Vorschriften des EEG 2017 (insbesondere §§ 19 Abs. 3 und 3 Nr. 42 EEG 2017) auf Bestandsanlagen anzuwenden. Deren Voraussetzungen haben sich mit Inkrafttreten des EEG 2021 nicht geändert, sodass auf die Ausführungen unter Teil 2E.I verwiesen werden kann.

III. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2014

Nach § 100 Abs. 1 EEG 2021 sind auf vor dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden, die Vorschriften des EEG 2017, einschließlich der Übergangsbestimmungen des EEG 2017 anzuwenden. §§ 19 Abs. 3 und 3 Nr. 42 EEG 2017, die jeweils Regelungen für Speichergas enthalten, werden in § 100 Abs. 1 EEG 2017, der insbesondere das anwendbare Recht für Bestandsanlagen regelt, die unter dem EEG 2014 in Betrieb genommen wurden, nicht genannt. Folglich sind diese Regelungen auch auf Bestandsanlagen anzuwenden, die unter Geltung des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden. § 3 Nr. 1 EEG 2017, der in seinem 2.Hs. Regelungen zum Anlagenbegriff bei der Rückverstromung von Speichergas trifft, ist gemäß § 100 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 auf Bestandsanlagen erstmalig in der Jahresabrechnung für 2016 anzuwenden und gilt daher ab diesem Zeitpunkt auch für Bestandsanlagen. Deshalb kann an dieser Stelle vollumfänglich auf die vorstehenden Ausführungen zu den gesetzlichen Anforderungen des EEG 2017 an Speichergas verwiesen werden, die für das EEG 2014 entsprechend gelten.

IV. Gesetzliche Anforderungen aus dem EEG 2012

§ 100 Abs. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 2 EEG 2017 enthält Regelungen für Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen worden sind. Danach gelten für diese Bestandsanlagen in weiten Teilen die Regelungen des EEG 2014 weiter. § 100 Abs. 2 EEG 2017 nimmt aber auch

01.01.2024

zahlreiche Regelungen des EEG 2014 von der Anwendung auf diese Bestandsanlagen aus. Insoweit bleiben die entsprechenden Regelungen aus den Vorgängere Fassungen des EEG 2014 anwendbar.

§ 3 Nr. 1 EEG 2017 ist nach § 100 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021, der über § 100 Abs. 2 S. 2 EEG 2017 auch für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2012 und davor gilt, ist ab dem Zeitpunkt der Jahresabrechnung für 2016 auch auf Bestandsanlagen anzuwenden. §§ 19 Abs. 4, und 5 Nr. 29 EEG 2014, die jeweils Regelungen für Speichergas enthalten, werden in § 100 Abs. 2 EEG 2017 nicht genannt. Folglich sind diese auf Bestandsanlagen anzuwenden, die unter Geltung des EEG 2012 in Betrieb genommen wurden. Die §§ 19 Abs. 4, und 5 Nr. 29 EEG 2014 wurden inhaltlich im Wesentlichen unverändert in das EEG 2017 übernommen. Deshalb kann auch an dieser Stelle vollumfänglich auf die vorstehenden Ausführungen zu den gesetzlichen Anforderungen des EEG 2017 an Speichergas verwiesen werden, die für das EEG 2012 entsprechend gelten.

V. Gesetzliche Anforderungen EEG 2009

Über § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 gelangt für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2009 die Übergangsregelung des § 66 EEG 2012 in weiten Teilen zur Anwendung, wobei allerdings die in § 66 Abs. 1 EEG 2012 angeordnete allgemeine Anwendung des EEG 2009 nicht gilt. Soll etwas Abweichendes gelten, ergibt sich dies aus den folgenden Regelungen unter a) bis e). Die Anwendbarkeit von § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2017 ergibt sich aus § 100 Abs. 2 S. 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021, vgl. oben.

Im EEG 2009 war die Definition des Speichergases noch nicht enthalten. Allerdings findet sich in § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2009 bereits die Definition der „Speicher-Anlage“, die sich im EEG 2012 und im EEG 2014 nicht verändert hat. Zur Zwischenspeicherung heißt es außerdem in § 16 Abs. 3 EEG 2009:

„Die Verpflichtung nach Absatz 1 besteht auch dann, wenn der Strom zwischengespeichert worden ist.“

In der Vorschrift zur Zwischenspeicherung von Strom im EEG 2009 – § 16 Abs. 3 EEG 2009 – wurde daher noch keine Zwischenspeicherung „vor dem Netz“ vorausgesetzt. Für Strom aus Anlagen, die nach dem am

01.01.2024

31.12.2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, ist die Vorschrift des § 16 Abs. 3 EEG 2009 über die Übergangsregelungen §§100 Abs. 1 EEG 2021 i.V.m. 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 und 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2012 insoweit weiter anwendbar. Denn nach § 66 Abs. 1 Nr. 6 Satz 1 EEG 2012 sind aus § 16 Abs. 2 EEG 2012 die Sätze 2 bis 4 ergänzend zu § 16 Abs. 3 EEG 2009 anzuwenden. Auf § 16 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012 und damit die Einschränkung auf eine Speicherung vor dem Netz wird in der Übergangsvorschrift gerade nicht verwiesen. Infolge der ausdrücklichen Anordnung der Anwendung von § 16 Abs. 3 EEG 2009 in § 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2012 bleibt diese Norm auch nach Inkrafttreten des EEG 2014 über die Übergangsregelungen – wie gezeigt – weiter anwendbar.

Die Definition des Speichergases in § 5 Nr. 29 EEG 2014 ist nach der Übergangsvorschrift in § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 auch auf Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 anwendbar. Deshalb spricht nach unserem Dafürhalten sehr viel dafür, dass auch beim Einsatz von Speichergas in Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 ein Vergütungsanspruch für zwischengespeicherten Strom geltend gemacht werden kann. Dies erscheint auch angesichts der hohen Anforderungen, die der Gesetzgeber an „Speichergas“ stellt (Gewinnung ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien), angemessen. Wenn Speichergas im Sinne des § 5 Nr. 29 EEG 2014 erzeugt und in einer Anlage mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 verstromt wird, dann dürften die strengen Anforderungen an Speichergas gerade zeigen, dass es sich hierbei auch um einen Fall der Zwischenspeicherung im Sinne des § 16 Abs. 3 EEG 2009 handelt. Angesichts der gezeigten Unklarheiten verbleiben insoweit gleichwohl gewisse Unsicherheiten.

Bei Altanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 bestehen zudem Fragen, ob für den Gasabtausch für Speichergas auch Massenbilanzsysteme eingehalten werden müssen. Hier sollte als rechtssicherster Weg gleichwohl eine Einhaltung der Massenbilanzsysteme erfolgen.

01.01.2024

VI. Was muss nachgewiesen werden?

Für den Anspruch auf eine Förderung nach § 19 Abs. 3 EEG 2021, § 19 Abs. 3 EEG 2017, § 19 Abs. 4 EEG 2014, § 16 Abs. 2 EEG 2012 bzw. § 16 Abs. 3 EEG 2009 ist Folgendes nachzuweisen:

- Die Zwischenspeicherung von Strom muss **vor dem Netz** erfolgen (nur EEG 2017, EEG 2014, EEG 2012 und EEG 2009),
- bei der Erzeugung des Speichergases muss **ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien** eingesetzt werden,
- die Anforderungen an den **Gasabtausch** nach **§ 44b Abs. 5 EEG 2017** sind einzuhalten,
- im Fall der **Methanisierung** des Wasserstoffs ist (laut Gesetzesbegründung) nachzuweisen, dass keine gezielte Erzeugung von Kohlendioxid/Kohlenmonoxid zum Zweck der Methanisierung erfolgt ist.

Unter diesen Voraussetzungen besteht ein Anspruch auf eine Zahlung nach dem EEG jedenfalls dann, wenn sowohl die Einrichtung zur Erzeugung des Speichergases (in der Regel ein Elektrolyseur) als auch die Einrichtung zur Rückverstromung des Speichergases ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien (und Speichergas) betrieben werden. Nach unserer Auslegung der relevanten Normen und dem gegenwärtigen Stand der rechtswissenschaftlichen Literatur halten wir es zudem für überwiegend wahrscheinlich, dass es letztlich allein darauf ankommt, dass das Gas, mit welchem die Zwischenspeicherung erfolgt, ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Hingegen dürfte nach den aus unserer Sicht besseren Argumenten weder für die Einrichtung zur Erzeugung des Speichergases (in der Regel ein Elektrolyseur) noch für die Einrichtung zur Rückverstromung des Speichergases notwendig sein, dass diese ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. Diesbezüglich besteht aber eine rechtliche Unsicherheit, da diese Fragen insbesondere gerichtlich bislang noch nicht geklärt sind.

01.01.2024

Um dies im Biogasregister entsprechend abzubilden, werden folgende Kategorien gebildet:

- „Gas (insb. Wasserstoff/Methan) ausschließlich unter Einsatz Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt“ als zwingende Voraussetzung für die Erzeugung von Speichergas
- Zwischenspeicherung vor dem Netz
- Keine gezielte Erzeugung von Kohlendioxid/Kohlenmonoxid zum Zweck der Methanisierung
- Zusätzlich sollen aus den genannten Gründen aber noch die Möglichkeiten geboten werden, anzugeben, ob die Einrichtung zur Erzeugung des Speichergases und/oder die Einrichtung zur Rückverstromung des Speichergases ausschließlich unter Einsatz von erneuerbaren Energien (und Speichergas) betrieben werden.

F. Anforderungen an Grünen Wasserstoff aus dem EEG 2021

I. Regelungszusammenhang

Mit Inkrafttreten des EEG 2021 hat der Gesetzgeber mit den §§ 64a und 69b EEG 2021 zwei neue EEG-Umlageprivilegierungen eingeführt, die den Markthochlauf für die Erzeugung von Wasserstoff aus der Elektrolyse unterstützen sollen. In § 64a EEG 2021 wurde zunächst eine Regelung zur Begrenzung der EEG-Umlage für bestimmte Unternehmen geschaffen, die an die Besondere Ausgleichsregelung des § 64 EEG 2021 angelehnt ist. Danach können Unternehmen, die einer Branche mit der laufenden Nummer 78 nach Anlage 4 EEG 2021 zuzuordnen sind und bei denen die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leistet, eine Begrenzung der EEG-Umlage auf mindestens 15 Prozent für den Stromverbrauch bei der Erzeugung von Wasserstoff beanspruchen.

Nach § 69b EEG 2021 entfällt die EEG-Umlage demgegenüber vollständig für Strom, der zu Herstellung von Grünem Wasserstoff unabhängig von dessen Verwendungszweck in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird, wenn diese – sofern in dieser

01.01.2024

Einrichtung Strom aus dem Netz verbraucht werden kann – über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist. § 69b EEG 2021 gilt damit, anders als § 64a EEG 2021, ausschließlich für die Herstellung von Grünem Wasserstoff. Nach § 93 S.1 Nr.1 EEG 2021 wird die Bundesregierung allerdings ermächtigt zu bestimmen, dass auch die EEG-Umlagebegrenzung nach § 64a EEG 2021 nur in Anspruch genommen werden kann, um Grünen Wasserstoff herzustellen. Von dieser Ermächtigung hat die Bundesregierung gegenwertig noch keinen Gebrauch gemacht.

Unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff im Sinne des § 69b EEG 2021 als Grün angesehen werden kann, wird in den §§ 12h ff. Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV)³ konkretisiert. Die darin festgelegten Anforderungen greifen also nur für den Anwendungsbereich des § 69b EEG 2021. Eine allgemeingültige Definition für Grünen Wasserstoff wird damit noch nicht geschaffen.

Die neue Bundesregierung hat darüber hinaus beschlossen, die EEG-Umlage bis zum 31.12.2022 abzuschaffen. Die in der EEV dargelegten Anforderungen für Grünen Wasserstoff dürften aber auch darüber hinaus relevant bleiben, etwa für die Ausgestaltung eines sektorenübergreifenden, einheitlichen Wasserstoffbegriffs und weiterer Förderregelungen für die Erzeugung von Grünen Wasserstoff. Im Folgenden werden daher die Anforderungen der EEV an den Strombezug für Grünen Wasserstoff dargestellt. Im Anschluss wird auf etwaige weitergehende Kriterien im Kontext anderer Fördertatbestände eingegangen.

II. Anforderungen an den Strombezug nach der EEV

1) 5.000 Vbh-Kriterium

§ 12i Abs. 1 EEV definiert Grünen Wasserstoff im Sinne des § 69b EEG 2021 als Wasserstoff, der innerhalb der **ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) eines Kalenderjahres** in einer Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff hergestellt wird. Strom, der jenseits der ersten 5.000 Vbh/a für die Herstellung des Wasserstoffes eingesetzt wird, kann daher

³ Verordnung v. 17.02.2015, zuletzt geändert durch Art. 87 des Gesetzes v. 10.08.2021, BGBl. I S. 3436.

01.01.2024

nicht nach § 69b EEG 2021 umlagebefreit werden. Der Begriff der Vbh wird nunmehr in § 12i Abs. 3 EEG dahingehend definiert, dass diese durch den Quotienten aus dem gesamten kalenderjährlichen Stromverbrauch und dem maximalen Stromverbrauch der Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff im Auslegungszustand während einer Betriebsstunde unter üblichen Einsatzbedingungen ermittelt werden.

2) Elektrochemische Herstellung

Grüner Wasserstoff ist gemäß § 12i Abs. 1 EEG nur Wasserstoff, der „in einer Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff **elektrochemisch** [...] hergestellt worden ist“. § 12i Abs. 1 EEG begrenzt somit die Inanspruchnahme der EEG-Umlagebefreiung nach § 69b EEG 2021 auf das **elektrochemische Herstellungsverfahren**. Damit ist jedenfalls fraglich, inwieweit neben der Wasserelektrolyse auch andere Elektrolyseformen wie zum Beispiel die Chlor-Alkali-Elektrolyse erfasst sein können. Denn anders, als etwa im Wortlaut des § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG, wird in der EEG nicht ausdrücklich auf die Wasserelektrolyse abgestellt, sondern eben schlicht auf elektrochemische Herstellungsverfahren. Nach dem Verständnis des BAFA handelt es sich hierbei jedoch um die Wasserelektrolyse (vgl. BAFA, Merkblatt elektrochemische Herstellung von Wasserstoff, S. 9).

3) EE-Strombezug

Weitere Voraussetzung ist, dass der Wasserstoff durch den ausschließlichen Verbrauch von **Strom** hergestellt worden ist, **der nachweislich aus einer EEG-Anlage** stammt (vgl. § 12i Abs. 1 Nr. 1 EEG). Der Strom muss dabei aus Erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG 2021 erzeugt werden. Anders, als etwa auf der Ebene der Europäischen Förderung der sog. strombasierten Kraftstoffe (RFNBO) nach Art. 27 der EE-Richtlinie v. 12.12.2018 (RED II) i.V.m. Art. 2 Abs. 3 und 4 des Delegierten Rechtsaktes zur RED II (Commission Delegated Regulation (EU) .../...) wird Strom aus Biomasseanlagen nicht ausgeschlossen. Für andere Bereiche besteht somit keine ausschließende Wirkung für die Förderfähigkeit von biogenem Wasserstoff. Auch für den Verkehrssektor wird davon ausgegangen, dass die EE-Richtlinie keine abschließende Harmonisierung darstellt. Mitgliedstaaten können sich dann dafür entscheiden, auch in diesem

01.01.2024

Bereich auf nationaler Ebene biogenen Wasserstoff zu fördern (vgl. § 37b Abs. 8 S. 3 BImSchG).

Wird der Strom, der in der Einrichtung zur Herstellung des Wasserstoffs eingesetzt wird, aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen, müssen für diesen Strom **Herkunftsnachweise** für erneuerbare Energien nach § 30 der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung entwertet werden (§ 12i Abs. 2 S.1 Nr. 1a EEG) und diese Herkunftsnachweise, sofern die Anlage ihren Standort im Bundesgebiet hat, die **Angabe zur optionalen Kopplung** nach § 16 Abs. 3 der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung enthalten (§ 12i Abs. 2 S. 1 Nr. 1b EEG). Gekoppelte Herkunftsnachweise verknüpfen auf der Ebene der Bilanzkreise die erzeugte und gelieferte Strommenge mit den Herkunftsnachweisen, die das Umweltbundesamt für die erzeugte Strommenge ausgestellt hat. Dazu muss nach § 16 Abs. 3 der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung der Betreiber der EEG-Anlage beim Antrag auf Ausstellung der Herkunftsnachweise angeben, in welchen Bilanzkreis er die der Ausstellung zugrunde liegende Strommenge einspeist und an welches Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Strommenge liefert.

Wird der Strom nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern über eine Direktleitung bezogen, muss nachgewiesen werden, dass der Strom, bezogen auf **jedes 15-Minuten-Intervall**, zeitgleich erzeugt und verbraucht worden ist (§ 12i Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EEG). In diesem Zusammenhang ist eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, höchstens bis zur Höhe der tatsächlichen Erzeugung als Verbrauch der Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff als erzeugt und verbraucht in Ansatz gebracht wird (§ 12i Abs. 2 S. 2 EEG).

4) Standort in der Preiszone in Deutschland

Nach § 12i Abs. 1 Nr. 2 EEG muss der Strom außerdem nachweislich zu einem Anteil von mindestens 80 Prozent aus Anlagen stammen, die ihren Standort in der **Preiszone für Deutschland** haben und zu einem Anteil von

01.01.2024

höchstens 20 Prozent aus Anlagen stammen, die ihren Standort in einer Preiszone haben, die mit der Preiszone für Deutschland elektrisch verbunden ist.

5) **Keine Förderung des eingesetzten Stroms**

Darüber hinaus darf für den im Elektrolyseur eingesetzten Strom **keine Förderung in Anspruch genommen werden** (EEG, KWKG oder sonstige, vgl. § 12i EEG, bzw. § 93 Nr. 2 EEG 2021). Diese Voraussetzung ist nach unserer Einschätzung dahingehend auszulegen, dass der Strom im Zeitpunkt des Einsatzes im Elektrolyseur nicht gefördert werden darf. Es soll also eine Doppelförderung des Stroms – durch die Inanspruchnahme der EEG-Umlagebefreiung einerseits und eine Förderung nach EEG/KWKG andererseits – ausgeschlossen werden. Der Strombezug etwa von ausgeführten EEG-Anlagen für die Zwecke der EEG-Umlagebefreiung wird durch diese Tatbestandsvoraussetzung damit wohl nicht ausgeschlossen.

III. **Weitergehende Anforderungen aus anderen Förderkontexten**

Wie bereits dargelegt, wird durch die in der EEG definierten Anforderungen an den Strombezug für die Herstellung von Grünem Wasserstoff noch kein allgemeingültiger Begriff „Grüner Wasserstoff“ geschaffen. Grundsätzlich spiegeln sich in der jetzigen Fassung der EEG von den allgemein für die Förderung von Grünem Wasserstoff diskutierten Anforderungen (EE-Strombezug, Zusätzlichkeit, Systemdienlichkeit und räumliche Nähe) vor allem Anforderungen zum EE-Strombezug und der Systemdienlichkeit (z.B. 5.000 Vbh-Kriterium) wider. Es stellt sich somit die Frage, welche weiteren Kriterien sinnvollerweise eingehalten werden sollten, damit der Wasserstoff auch im Kontext von anderen, insbesondere erst noch zu entwickelnden Fördertatbeständen eingesetzt werden könnte. Für die Förderung des Einsatzes von Grünem Wasserstoff als strombasierten Kraftstoff im Verkehrssektor hat die Europäische Kommission nun die finale Fassung des Delegierten Rechtsaktes veröffentlicht, welcher die Anforderungen des Art. 27 Abs. 3 der EE-Richtlinie vom 12.12.2018 (RED II) konkretisiert. Zwar gilt der Delegierte Rechtsakt nicht unmittelbar für die Förderung von grünem Wasserstoff außerhalb des Verkehrssektors. Auf europäischer und

01.01.2024

nationaler Ebene besteht aber Einigkeit darin, einen möglichst einheitlichen Wasserstoffbegriff für alle Sektoren zu schaffen. Dementsprechend soll auch die EEV nach Erlass dieses Delegierten Rechtsaktes nochmals überarbeitet werden (vgl. § 12h Abs. 2 EEV).

Im Folgenden werden die Anforderungen des Delegierten Rechtsaktes dargestellt⁴:

1) **Strombezug über eine Direktleitung**

a) **Zusätzlichkeit**

Im Falle des Strombezugs über eine Direktleitung darf die Stromerzeugungsanlage **nicht früher als 36 Monate** vor der Inbetriebnahme des Elektrolyseurs in Betrieb genommen worden sein (vgl. Art. 3 Buchst. b) des Delegierten Rechtsaktes). Hiermit soll ein Anreiz dafür gesetzt werden, für die Herstellung von Grünem Wasserstoff auch tatsächlich neue Stromerzeugungsanlagen zuzubauen.

Als Inbetriebnahme wird dabei einerseits die erstmalige Stromerzeugung entweder infolge der Neuerrichtung einer Anlage oder nach einer Modernisierung („Repowering“) im Sinne des Art. 2 Nr. 10 der EE-Richtlinie v. 12.12.2018 (RED II) betrachtet, sofern die Investitionen 30 % der Investitionen übersteigen, die erforderlich wären, um eine vergleichbare neue Anlage zu errichten (vgl. Art. 2 Nr. 6 des Delegierten Rechtsaktes).

b) **Kein Netzanschluss**

Sofern der Strom über eine Direktleitung von einer Stromerzeugungsanlage bezogen wird, darf die Stromerzeugungsanlage darüber hinaus grundsätzlich nicht mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden sein. Alternativ ist ein Netzanschluss möglich, wenn über ein intelligentes Messsystem nachgewiesen wird, dass für die Produktion des Grünen Wasserstoffs kein Netzstrom verwendet worden ist (vgl. Art. 3 Nr. 1 Buchst. c)). Schließlich stellt der DA in seiner Endfassung auch klar, dass dann, wenn der Kraftstofferzeuger auch Strom aus dem Netz verwendet – er dies also

⁴ Die Ausführungen entsprechen noch nicht der Endfassung des DA zu Art. 27 RED II/III und bedürfen der Überarbeitung.

01.01.2024

grundsätzlich darf – er ihn als vollständig erneuerbar anrechnen kann, wenn er die Vorschriften des Artikels 4 erfüllt.

2) Anforderungen bei Netzbezug

a) 90 % EE-Stromanteil in der Gebotszone

Nach Art. 4 Abs. 1 des Delegierten Rechtsaktes ist der Strombezug über das Netz der allgemeinen Versorgung zunächst zulässig, wenn die Kraftstoffproduktionsanlage sich in einer Gebotszone befindet, in der der durchschnittliche EE-Anteil in dem vorangegangenen Kalenderjahr 90 % übersteigt und die Betriebsstundengrenze des Elektrolyseurs 8.760 h nicht übersteigt.

b) EE-Stromliefervertrag

Nach Art. 4 Abs. 2 des Delegierten Rechtsaktes kann ein Strombezug über das Netz der allgemeinen Versorgung darüber hinaus erfolgen, wenn der Kraftstoffproduzent mit einem EE-Anlagenbetreiber einen oder ggf. auch mehrere Stromlieferverträge (Power-Purchase-Agreements (PPA)) über den Strombezug aus einer EE-Anlage abgeschlossen hat. In diesem Fall müssen folgende (weitere) Voraussetzungen erfüllt sein:

aa) Zusätzlichkeit

Nach **Art. 4 Abs. 2 lit. a)** des Delegierten Rechtsaktes darf die EE-Anlage **nicht früher als 36 Monate** vor der Inbetriebnahme der Kraftstoffproduktionsanlage in Betrieb genommen worden sein.

Nach **Art. 7 Abs. 1** des Delegierten Rechtsaktes ist Art. 4 Abs. 2 Buchst. a) des Delegierten Rechtsaktes einerseits grundsätzlich erst ab dem 01.01.2027 anzuwenden. Art. 8 Satz 1 des Delegierten Rechtsaktes ordnet andererseits darüber hinaus an, dass u.a. Art. 4 Abs. 2 Buchst. a) auf solche Anlagen überhaupt nicht angewendet werden soll, die vor dem 01.01.2027 in Betrieb genommen wurden. Damit ist die Voraussetzung, dass Strom aus zusätzlichen EE-Anlagen bezogen werden muss, nur für solche Elektrolyseure anzuwenden, die nach dem 31.12.2026 in Betrieb genommen werden.

01.01.2024

bb) Kein Strom aus geförderten Anlagen

Nach Art. 4 Abs. 2 lit. b) des Delegierten Rechtsaktes darf die Stromerzeugungsanlage im Falle eines Netzbezugs des Stroms nicht gefördert worden sein. Diese Anforderung geht somit über die bestehenden Vorgaben der EEV hinaus, welche lediglich verlangt, dass der zur Wasserstoffherstellung eingesetzte Strom nicht gefördert worden ist. Der Delegierte Rechtsakt ist demgegenüber auf die Anlage bezogen und nicht nur auf den eingesetzten Strom.

Wiederum bestimmt aber **Art. 7 Abs. 1** des Delegierten Rechtsaktes, dass Art. 4 Abs. 2 Buchst. b) des Delegierten Rechtsaktes einerseits grundsätzlich erst **ab dem 01.01.2027** anzuwenden ist. **Art. 8 Satz 1** des Delegierten Rechtsaktes ordnet andererseits darüber hinaus an, dass u.a. Art. 4 Abs. 2 Buchst. b) auf solche Anlagen **überhaupt nicht angewendet** werden soll, die **vor dem 01.01.2027 in Betrieb genommen** wurden. Damit ist diese Voraussetzung, dass Strom aus nicht geförderten EE-Anlagen bezogen werden muss, nur für solche Elektrolyseure anzuwenden, die nach dem 31.12.2026 in Betrieb genommen werden.

cc) Gleichzeitigkeit oder geringe Strompreise

Darüber hinaus muss der Strom grundsätzlich **in derselben Kalenderstunde** zur Kraftstoffproduktion verbraucht werden, in der auch der Strom aus dem Stromliefervertrag erzeugt worden ist (Art. 4 Abs. 2 lit. c), i)).

Sofern dies nicht der Fall ist, kann alternativ auch Strom aus einem **Speicher** bezogen werden, der sich „hinter“ dem Netzanschlusspunkt des Elektrolyseurs befindet und der in **derselben Kalenderstunde** geladen worden sein muss, in der auch der Strom aus dem Stromliefervertrag produziert worden ist (Art. 4 Abs. 2 lit. c), ii) des Delegierten Rechtsaktes).

Nach **Art. 7 Abs. 2** des Delegierten Rechtsaktes ist **bis zum 31.12.2026** abweichend von Art. 4 Abs. 2 lit. c), i und ii nicht dieselbe Kalenderstunde, sondern **derselbe Kalendermonat** zu Grunde zu legen. Dies gilt auch für den Strombezug aus einem Speicher (vgl. Art. 4 Abs. 2 lit. c), i und ii DA). Davon ausgenommen sind allerdings geförderte Elektrolyse-Projekte, es sei denn, die Beihilfe umfasst nur CAPEX-Kosten.

01.01.2024

Sofern dies ebenfalls nicht der Fall ist, bleibt der Netzbezug des Stroms möglich, wenn nachgewiesen werden kann, dass in der Stunde, in der die betreffende Stromerzeugungsanlage in Betrieb ist, der Preis für die Elektrizität an der Strombörse („clearing price“) in der Gebotszone des Elektrolyseurs geringer oder gleich 20 Euro pro MWh oder geringer als das 36fache des Preises für ein Emissionszertifikat aus dem Europäischen Emissionshandel über eine Tonne CO₂ ($0,36 \cdot \text{CO}_2\text{-Preis pro Tonne}$) ist (Art. 4 Abs. 2 lit. c), iii) des Delegierten Rechtsaktes).

dd) Räumliches Nähekriterium

Schließlich werden im Falle eines Netzbezugs des Stroms auch räumliche Anforderungen aufgestellt. Danach muss sich die Stromerzeugungsanlage **in derselben Gebotszone** wie der Elektrolyseur befinden oder zumindest befunden haben, als die Stromerzeugungsanlage in Betrieb genommen worden ist (vgl. Art. 4 Abs. 2 Buchst. d) aa)) des Delegierten Rechtsaktes).

Alternativ kann sich die Stromerzeugungsanlage auch in einer benachbarten Gebotszone befinden, wenn die Strompreise im relevanten Ein-Stunden-Intervall in der benachbarten Gebotszone gleich oder höher sind wie in der Gebotszone der Kraftstoffproduktionsanlage (Art. 4 Abs. 2 lit. d) b)) des Delegierten Rechtsaktes) des Delegierten Rechtsaktes).

Schließlich kann sich die Stromerzeugungsanlage auch in einer **benachbarten Offshore-Gebotszone** befinden (Art. 4 Abs. 2 lit. d) c)) des Delegierten Rechtsaktes) des Delegierten Rechtsaktes).

Für den Strombezug über eine Direktleitung wird demgegenüber kein räumliches Nähekriterium festgelegt. Die Mitgliedstaaten werden aber ermächtigt, weitere Anforderungen in Bezug auf die räumliche Nähe zu bestimmen.

c) Überschussstrom

Nach Art. 4 Abs. 4 des Delegierten Rechtsaktes können Wasserstoffproduzenten darüber hinaus auch ausschließlich Überschussstrom (Redispatch nach Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943) einsetzen, wenn der Verbrauch des Stroms in der

01.01.2024

Kraftstoffproduktionsanlage die Notwendigkeit einer Abregelung vermeidet.

3) **Fazit und Ausblick**

In welcher Form die Anforderungen des Delegierten Rechtsaktes in der 37. BImSchV, ggf. in der EEG oder aber in anderen Förderkontexten umgesetzt werden, bleibt abzuwarten. Grundsätzlich geht die Zielrichtung dahin, dass ein einheitlicher und ggf. auch dauerhaft anzuwendender Begriff von erneuerbarem Wasserstoff zu finden. Zugleich sollten in der frühen Phase des Markthochlaufs nicht zu einengende Voraussetzungen geschaffen werden.

G. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2014

I. Anwendungsbereich

Für Strom aus Stromerzeugungsanlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2021, also vor dem 01.01.2021, in Betrieb genommen wurden, sind – wie bereits eingangs festgestellt – gemäß § 100 Abs. 1 EEG 2021 die Regelungen des EEG 2017 (einschließlich der Übergangsbestimmungen) anzuwenden. § 100 Abs. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2017 ordnet für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.08.2014 in weiten Teilen die Weitergeltung des EEG 2014 an. Im Wesentlichen nimmt § 100 Abs. 1 EEG 2017 die Regelungen von der Anwendung auf Anlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2014 aus, die mit dem EEG 2017 geändert wurden. Dies betrifft vor allem die Vorschriften zu Ausschreibungen, da diese erst im Jahr 2017 beginnen (vgl. BT-Drs. 18/1880, S. 260). Für Anlagen, die bereits vor Inkrafttreten des EEG 2017 in Betrieb genommen wurden, gilt das EEG 2014 deshalb in dem durch die Übergangsregelungen §§ 100 ff. EEG 2017 festgelegten Umfang. Im Übrigen sind aber die Regelungen des EEG 2017 anzuwenden.

Nach § 100 Abs. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 sind §§ 39h, 42, 43, 44b und 44c EEG 2017 nicht auf Bestandsanlagen anzuwenden, die unter Geltung des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden. Anstelle dessen gelten die Fördervorschriften des EEG 2014. Die Förderung nach dem EEG 2014 kann beansprucht werden, wenn die gesetzlichen

01.01.2024

Anspruchsvoraussetzungen nach dem EEG 2014 jeweils vorliegen und auch keine sonstigen Hindernisse bestehen. Die Förderung für Strom aus Biomasse ist in §§ 44 ff. EEG 2014 geregelt. Mit § 45 EEG 2014 sieht das EEG 2014 dabei einen eigenen Fördertatbestand für die Vergärung von Bioabfällen vor. Boni für den Einsatz bestimmter Substrate oder Technologien sind – anders als noch in den Vorgängere Fassungen des EEG 2014 – nicht vorgesehen.

Für die Frage, welche Merkmale des zur Stromerzeugung eingesetzten Biogases im Register zu dokumentieren sind, damit eine Förderung nach dem EEG 2014 beansprucht werden kann, sind – wie bereits oben festgestellt – nachfolgend diejenigen Fördervoraussetzungen näher zu betrachten, die ihren „Entstehungstatbestand“ in der Wertschöpfungskette „Stromerzeugung aus Biomasse (Gasabtausch)“ bis (einschließlich) zur Entnahme des Biogas aus dem Erdgasnetz haben (vgl. Abbildung 3). Nachfolgend wird deshalb untersucht, welche der einzelnen, „innerhalb“ der Grenzen des Dokumentationssystems liegenden und damit für dieses relevanten Tatbestandsmerkmale für einen Anspruch auf die Förderung nach dem EEG 2014 vom Betreiber der Stromerzeugungseinheit darzulegen und ggf. zu beweisen sind, damit die Förderungen nach dem EEG 2014 beansprucht werden können.

II. Förderung für die Erzeugung von Strom aus Biomasse

1) Gesetzliche Anforderungen

Das EEG 2017 enthält in § 9 technische Vorgaben, die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien einzuhalten haben. In § 9 Abs. 5 EEG 2017 finden sich Spezialanforderungen an Biogasanlagen, die bei Beanspruchung der gesetzlichen Förderung aus Gründen des Klimaschutzes und der Vermeidung schädlicher Emissionen einzuhalten sind.

§ 44 EEG 2014, der den anzulegenden Wert für Strom aus Biomasse regelt, stellt allein auf das zur Strom- bzw. zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat und damit auf eine Vergütungsvoraussetzung ab, die „innerhalb“ der Systemgrenze liegt. Gemäß § 44 Nr. 1 bis 4 EEG 2014 kann für Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV eine nach Leistungsstufen

01.01.2024

gestaffelte Förderung beansprucht werden. Die Förderung kann zudem gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017 nur für Strom aus Anlagen beansprucht werden, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen.

a) **Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch**

Voraussetzung ist nach § 44 EEG 2014 zunächst, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV** erzeugt wird. Diesbezüglich kann auf die obigen Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden.

Der Nachweis über den Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV ist über ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen.

§ 44b Abs. 5 EEG 2017, der den **Gasabtausch** sowie die Pflicht zur Verwendung von **Massenbilanzsystemen** regelt, wird in § 100 Abs. 1 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr.1 EEG 2021 nicht genannt und gilt daher auch für Anlagen, die unter Geltung des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden. Allerdings wurde die Regelung wortgleich aus dem EEG 2014 in das EEG 2017 bzw. EEG 2021 übernommen, so dass insoweit auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden kann.

b) **Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017**

Weitere Fördervoraussetzung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017, der nicht über § 100 Abs. 1 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 von der Anwendung auf Bestandsanlagen ausgenommen wird, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Förderung beansprucht wird, **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Eine „grüne“ Mischfeuerung ist nach Ansicht der Gutachter aber auch im Geltungsbereich des EEG 2014 möglich. Auch diesbezüglich kann vollumfänglich auf die Ausführungen unter C.II.1)c) verwiesen werden.

c) **Mischeinsatz von Biomassen und bilanzielle Teilbarkeit**

Wie oben festgestellt, ist eine „grüne“ Mischfeuerung und damit eine Mischung von unterschiedlichen Biomassen (z. B. im Sinne der

01.01.2024

BiomasseV 2014 und „außerhalb“ der BiomasseV 2014) grundsätzlich möglich. Die Förderung kann dann aber nur für den Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV 2014 beansprucht werden. Der übrige Gasanteil, der aus anderer Biomasse erzeugt wurde, kann dann in einen anderen Verwertungspfad gebracht werden, z.B. als Beimischprodukt zu einem Gas mit einem vertraglich versprochenen bestimmten biogenen Anteil. Der Anspruch auf finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 besteht auch dann, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Einsatzstoffe bilanziell in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt wird. Die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen ist nach § 47 Abs. 7 Satz 2 EEG 2014 einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge im Rahmen der Massenbilanzierung zu dokumentieren. Hierfür kann nach Ansicht der Gutachter bei einer Ausgestaltung nach diesem Leitfaden das Biogasregister Deutschland genutzt werden. Im Übrigen kann auch an dieser Stelle auf die obigen Ausführungen in C.II.1)c) verwiesen werden.

d) Hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung

§ 9 Abs. 5 EEG 2017, der technische Vorgaben für Biogasanlagen enthält, wird in § 100 Abs. 1 EEG 2017 nicht genannt und gilt daher auch für Anlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2014. Danach müssen Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases bei Anlagen, die nach dem 31.12.2016 in Betrieb genommen worden sind, und Gärrestlagern, die nach dem 31.12.2011 errichtet worden sind, die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Dies gilt nur dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle verwendet wird oder mindestens 90 Masseprozent Bioabfälle im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Bioabfallverordnung eingesetzt werden.

Fraglich ist, ob die Erleichterung gegenüber den Anforderungen aus § 9 Abs. 5 EEG 2014, nach dem eine gasdichte Abdeckung für alle neu errichteten

01.01.2024

Gärrestlager erforderlich war, nur für ab dem 01.01.2017 in Betrieb genommene Anlagen gelten soll. Darauf könnte der Wortlaut hindeuten. Dagegen spricht jedoch die Begründung zu dieser Norm. Danach kann durch eine für die Vergärung ausreichende hydraulische Verweilzeit der Biogassubstrate im gasdichten System der Biogasanlage gewährleistet werden, dass klimaschädliche Methanemissionen aus Biogasanlagen verhindert werden. Die technische Anforderung zur gasdichten Abdeckung neu errichteter Gärrestlager am Standort der Biogasanlage sei zur Minderung der Methanemissionen nicht erforderlich. Weil sie vermeidbare Kosten verursache, werde sie gestrichen (BT-Drs. 18/10209, S. 107). Dies könnte dafür sprechen, dass die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers am Standort der Biogaserzeugung auch für BHKW mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2014 keine Fördervoraussetzung mehr sein soll.

Zudem müssen zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden. Werden diese Voraussetzungen nicht eingehalten, verringert sich der anzulegende Wert gemäß § 25 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014 auf den Monatsmarktwert, d.h. für die Ermittlung der Förderung für den Strom über die Marktprämie ist lediglich dieser (unter dem Wert nach § 44 EEG 2014 liegende) Monatsmarktwert zugrunde zu legen.

e) Leistungsgrenze für Förderanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

§ 47 Abs. 6 EEG 2014 regelt als allgemeine Fördervoraussetzung für Biogasanlagen, die nach dem 31.07.2014 in Betrieb genommen werden, dass der Anspruch auf die finanzielle Förderung für Strom aus Anlagen mit einer **installierten Leistung von mehr als 100 kW** nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Es soll also nur die Hälfte der in einem Kalenderjahr theoretisch erzeugbaren Strommenge über das EEG 2014 gefördert werden. Für den darüber hinausgehenden Stromanteil verringert sich der Anspruch auf finanzielle Förderung in der geförderten Direktvermarktung auf null und in der ausnahmsweise zulässigen festen Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

01.01.2024

Die installierte Leistung der Anlage ist dabei freilich ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters liegt (vgl. dazu oben Abbildung 3), weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss. Gemeinsam mit dem Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister kann gegenüber dem Netzbetreiber dann allerdings der Vollnachweis für die EEG-Förderung erbracht werden.

Als weitere Vergütungsvoraussetzung legt § 47 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 für im Gasabtausch betriebene Anlagen fest, dass ein Anspruch auf die EEG-Förderung nur besteht, soweit der Strom in **Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird. Allerdings ist dies ebenfalls ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt und deshalb für die vorliegende Betrachtung keine Relevanz hat.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Damit für den erzeugten Strom die Förderung gemäß § 44 EEG 2014 beansprucht werden kann, muss gegenüber dem Stromnetzbetreiber dargelegt und – im Streitfall – bewiesen werden können, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV** erzeugt wurde.

Zudem muss nachgewiesen werden, dass die **hydraulische Verweilzeit** in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage **mindestens 150 Tage** beträgt **oder** dass zur Erzeugung des Biogases ausschließlich **Gülle** oder mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle im Sinne der Abfallschlüssel 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 eingesetzt wurden. Weiterhin ist nachzuweisen, dass bei der Erzeugung des Biogases **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet wurden (§ 9 Abs. 5 EEG 2017).

Um sicherzustellen, dass die „Fiktion“ des **Gasabtauschs** nach § 47 Abs. 6 Nr. 1 EEG 2014 „greift“, müssen die Voraussetzungen dargelegt werden, welche dieser Fiktion zugrunde liegen: Die Menge des aus dem Erdgasnetz und zur Stromerzeugung eingesetzten Gases darf im Betrachtungszeitraum (Kalenderjahr) nicht die Menge des an anderer Stelle

01.01.2024

in das Erdgasnetz eingespeisten Gases aus Biomasse übersteigen und für den Vertrieb und den Transport des Gases müssen von seiner Herstellung/Gewinnung bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sein. Nachzuweisen ist daher insbesondere die **zeitliche Abfolge der Einspeisung in und der Entnahme aus dem Gasnetz** und die bilanzielle Zuordnung der Biogasmengen über die exakte Erfassung der eingespeisten und entnommenen Biogasmengen. Zudem ist der Nachweis über die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** in den dargestellten Grenzen zu führen. Die Verwendung von Massenbilanzsystemen sowie die Einhaltung der vom BMU in seiner Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung vorgeschlagenen Bilanzierungsschritte kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden, vgl. dazu oben unter **Teil 2D.III.3**).

Weiterhin muss – außerhalb des Registers – nachgewiesen werden können, dass der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde und welche installierte Leistung die Anlage hat. Ebenfalls außerhalb des Registers muss nachgewiesen werden, dass die finanzielle Förderung nur für eine Bemessungsleistung in Höhe von maximal 50 Prozent der installierten Leistung der Anlage beansprucht wird.

Zusätzlich muss – folgt man der hier vertretenen Auffassung – gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden können, dass **keine alternierend-bivalente Fahrweise** – also ein zeitweise versetzter Einsatz von Biogas und Erdgas – der betreffenden Stromerzeugungseinheit vorliegt. Hierfür ist aus unserer Sicht darzulegen, dass die insgesamt dem Gasnetz entnommene Menge an Biogas am Ende des betreffenden Jahres im Wärmeäquivalent dem eingespeisten Biogas entspricht. Denn dann gilt nach der Regelung des § 47 Abs. 6 Nr. 1 EEG 2014 zum Gasabtausch das gesamte in der betreffenden Anlage eingesetzte Gas als Biomasse im Sinne der BiomasseV. Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die **Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert** werden. Bei einer Ausgestaltung des

01.01.2024

Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das **Biogasregister** möglich.

III. Förderung für die Vergärung von Bioabfällen

Das EEG 2014 verfügt über einen eigenen Fördertatbestand für die Vergärung von Bioabfällen mit einem gegenüber der Förderung für Strom aus Biomasse nach § 44 EEG 2014 erhöhten anzulegenden Wert. Die Fördervoraussetzungen für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent pro Kalenderjahr an getrennt erfassten Bioabfällen gewonnen worden ist, finden sich in § 45 EEG 2014. Die Förderhöhe soll die besonderen Kostenstrukturen für die geregelte Einsatzstoffgruppe widerspiegeln.

1) Gesetzliche Anforderungen

a) Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen/Gasabtausch

Förderfähig ist nach § 45 EEG 2014 die Verstromung von Biogas, das aus Biomasse mit einem Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent pro Kalenderjahr an bestimmten Arten getrennt erfasster Bioabfälle gewonnen wurde. Auf diese Bioabfallquote angerechnet werden Bioabfälle, die in Anhang 1 Nummer 1 der Bioabfallverordnung unter den Abfallschlüsseln 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 genannt werden. Namentlich betrifft dies biologisch abbaubare Abfälle (Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände und pflanzliche Bestandteile des Treibseils), gemischte Siedlungsabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung (vom Hausmüll getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, also vor allem aus der sog. Biotonne) und Marktabfälle.

Der Nachweis über den Einsatz der o. g. Bioabfälle ist über ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen.

Bei der Aufbereitung und Einspeisung des aus den Bioabfällen erzeugten Biogases in das Erdgasnetz sind zudem die Regelungen des Gasabtauschs

01.01.2024

nach § 47 Abs. 6 EEG 2014 zu beachten: Danach gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomethan (also aufbereitetes und eingespeistes Biogas), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist und wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind. Hinsichtlich der Anforderungen des Gasabtauschs kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden.

b) Ausschließlichkeit

Weitere Fördervoraussetzung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2017 wiederum, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Förderung beansprucht wird, insgesamt (also auch über die Erfüllung der Bioabfallquote von 90 Masseprozent pro Kalenderjahr hinaus) ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Auch für die Förderung für die Vergärung von Bioabfällen nach § 45 EEG 2014 ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit erneuerbaren und fossilen Energieträgern – betrieben wird. Wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)c) dargestellt, ist eine „grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise (also der zeitversetzte Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV und sonstiger Biomasse) grundsätzlich ebenso zulässig, wie eine „grüne Mischfeuerung“. Allerdings ist dabei zu beachten, dass für die Förderung nach § 45 EEG 2014 in diesem Fall die Bioabfallquote von durchschnittlich 90 Masseprozent pro Kalenderjahr nicht unterschritten wird.

c) Bilanzielle Teilbarkeit

Wie oben unter Teil 2C.II.1)c) erläutert, lässt das EEG 2014 eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzsubstraten auf daraus erzeugte Biogasteilmengen grundsätzlich zu. Vor diesem Hintergrund könnte fraglich sein, ob der durch

01.01.2024

§ 45 EEG 2014 vorgegebene Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent an getrennt gesammelten Bioabfällen im Sinne der oben genannten Bioabfallschlüssel auch dadurch eingehalten werden kann, dass Biogasteilmengen aus verschiedenen Fermentern kombiniert werden, die für sich betrachtet die 90-Prozent-Grenze nicht einhalten. Für eine solche Sichtweise könnte sprechen, dass § 47 Abs. 7 EEG 2014, der die bilanzielle Teilbarkeit regelt, ausdrücklich auch § 45 EEG 2014 in Bezug nimmt. Jedoch sprechen gegen eine solche Möglichkeit nach Ansicht der Gutachter sowohl der Wortlaut der Norm als auch deren Sinn und Zweck, wonach durch die Einführung einer eigenen Vergütungsregelung für die energetische Nutzung von Bioabfällen in das EEG 2012 den besonderen Kostenstrukturen dieser Einsatzstoffe Rechnung getragen werden sollte (vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 73). Deshalb ist diese Vorgehensweise nach gegenwärtiger Ansicht der Gutachter nach dem EEG 2014 nicht zulässig, vgl. dazu ausführlich oben unter Teil 2C.II.1)c).

Dagegen dürfte es unserer Ansicht nach möglich sein, Biomethanmengen, die unter Einhaltung der 90-Prozent-Grenze in Bezug auf die Vergärung erzeugt wurden, nach § 47 Abs. 7 EEG 2014 in sortenreine Bioabfallgasmengen und Biogasteilmengen aus anderer Biomasse aufzuteilen.

d) Einrichtung zur Nachrotte

Weitere Fördervoraussetzung ist, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

e) Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen

Eine weitere Fördervoraussetzung für alle Anlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, enthält – wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)e) dargestellt - § 9 Abs. 5 EEG 2017. Danach muss die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage betragen. Dies gilt aber dann nicht, wenn zur Biogaserzeugung ausschließlich Gülle oder mindestens 90 Masseprozent Bioabfälle im Sinne der Abfallschlüssel

01.01.2024

Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Bioabfallverordnung eingesetzt werden.

Anzuwenden ist aber § 9 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2017, wonach bei der Biogaserzeugung zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden müssen.

f) Leistungsgrenze für Förderanspruch/Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Zudem regelt § 47 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014, der nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 anzuwenden ist, als allgemeine Fördervoraussetzung für Biogasanlagen, die nach dem 31.07.2014 in Betrieb genommen wurden, dass der Anspruch auf die finanzielle Förderung für Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Es soll also nur die Hälfte der in einem Kalenderjahr theoretisch erzeugbaren Strommenge über das EEG 2014 gefördert werden. Für den darüber hinausgehenden Stromanteil verringert sich der Anspruch auf finanzielle Förderung in der geförderten Direktvermarktung auf null und in der ausnahmsweise zulässigen festen Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

Die installierte Leistung der Anlage ist dabei ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss. Gemeinsam mit dem Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister kann gegenüber dem Netzbetreiber dann allerdings der Vollnachweis für die EEG-Förderung erbracht werden.

Als weitere Voraussetzung für die finanzielle Förderung legt § 47 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 für im Gasabtausch betriebene Anlagen fest, dass ein Anspruch auf die EEG-Förderung nur besteht, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Allerdings ist dies ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt und deshalb für

01.01.2024

die vorliegende Betrachtung keine Relevanz hat, vgl. dazu bereits oben unter Teil 2C.II.1)d).

2) Was muss nachgewiesen werden?

Für den Anspruch auf die Förderung nach § 45 EEG 2014 ist nachzuweisen, dass der Strom in einer Anlage erzeugt wurde, in der ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird (insbesondere: keine alternierend-bivalente Fahrweise).

Zudem ist nachzuweisen, dass der Strom aus Biogas erzeugt wurde, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil von durchschnittlich 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle – biologisch abbaubare Abfälle, gemischte Siedlungsabfälle, Marktabfälle – im Sinne der Bioabfallverordnung gewonnen wurde. Der Nachweis über Art und Menge dieser Einsatzsubstrate ist über das Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft zu führen.

Weiterhin müssen die Umstände, die der Fiktion des Gasabtauschs zugrunde liegen, nachgewiesen werden: Dies betrifft insbesondere den Mengennachweis und die zeitliche Abfolge der eingespeisten und aus dem Erdgasnetz entnommenen Gasmengen sowie die Verwendung von Massenbilanzsystemen für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz. Letzteres kann nach unserer Einschätzung mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs) nachgewiesen werden, wenn Kaufgegenstand Biogas ist, nicht aber ein Zertifikat.

Auch über die Einhaltung der technischen Vorgaben bei der Biogaserzeugung ist ein Nachweis zu führen: Es muss nachgewiesen werden, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden. Weiterhin muss der BHKW-Betreiber dem Netzbetreiber gegenüber nachweisen können, dass bei der Biogaserzeugung zusätzliche

01.01.2024

Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas (z.B. Gasfackel, zusätzliches BHKW, Speicher) verwendet werden.

Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das Biogasregister möglich.

H. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2012

I. Anwendungsbereich

Für Strom aus Stromerzeugungsanlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden, sind gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 – wie bereits eingangs festgestellt – die Regelungen des EEG 2017 (einschließlich der Übergangsbestimmungen) anzuwenden. Für Anlagen, die ab dem 01.01.2012 und vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, ordnet § 100 Abs. 2 EEG 2017 im Grundsatz die Anwendung des EEG 2014, aber auch einzelner Regelungen des EEG 2012 ausdrücklich an. Nach der Begründung zu dieser Übergangsregelung soll dadurch sichergestellt werden, dass Anlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen worden sind, von den Änderungen des EEG 2014 nicht betroffen sind. Deshalb ist die Fortgeltung des EEG 2012 insbesondere im Bereich der Vergütungsvorschriften an vielen Stellen vorgesehen. Für Anlagen, die bereits vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt das EEG 2012 deshalb in dem durch die Übergangsregelungen §§ 100, 101 EEG 2017 festgelegten Umfang. Im Übrigen sind aber in weiten Teilen die Regelungen des EEG 2014 und einige Regelungen des EEG 2017 anzuwenden.

1) Grundsatz: Anlagen, die nach dem Inbetriebnahmebegriff des EEG 2012 seit dem 01.01.2012 und vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden

Die Vergütungsregelungen des EEG 2012 (ggf. modifiziert durch das EEG 2014) und die sich daraus ergebenden, nachfolgend dargestellten

01.01.2024

Anforderungen gelten zunächst für alle Bestandsanlagen, die **ab dem 01.01.2012 und vor dem 01.08.2014 nach dem Inbetriebnahmebegriff des § 3 Nr. 5 EEG 2012 in Betrieb genommen** wurden. Nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 ist die Inbetriebnahme die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde. Die soeben genannte Regelung hat – verkürzt gesagt – zur Folge, dass zunächst fossil betriebene BHKW, die unter Geltung des EEG 2012 auf Biomethan umgestellt wurden, im Zeitpunkt der erstmaligen fossilen Stromerzeugung als in Betrieb genommen gelten. Dies wiederum hat zur Folge, dass im Grundsatz die zum Zeitpunkt dieser fossilen Inbetriebnahme geltenden Vergütungsregelungen zur Anwendung kommen. Ein bis zum 31.07.2014 auf Biomethan umgestelltes BHKW, das z. B. 2012 erstmals Strom aus Erdgas erzeugte, gilt deshalb nach dem Inbetriebnahmebegriff des § 3 Nr. 5 EEG 2012 als im Jahr 2012 in Betrieb genommen. Weil der Inbetriebnahmebegriff des § 3 Nr. 5 EEG 2012 auf die erstmalige Stromerzeugung überhaupt – also egal aus welchem Energieträger – abstellt, gelten die nachfolgenden Ausführungen nicht nur für BHKW, die seit dem 01.01.2012 und vor dem 01.08.2014 erstmals Strom aus Biomasse erzeugt haben, sondern auch für BHKW, die seit dem 01.01.2012 z. B. erstmals Strom aus Erdgas erzeugt haben und vor dem 01.08.2014 auf die Stromerzeugung ausschließlich aus Biogas umgestellt wurden.

Das EEG 2014 sieht im Vergleich zum EEG 2012 aber einen anderen Inbetriebnahmebegriff vor. Das EEG 2014 definiert in § 5 Nr. 21 EEG 2014 die Inbetriebnahme als die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas. Dieser Inbetriebnahmebegriff gilt nach der Übergangsregelung in § 100 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 auch für solche Anlagen, die nach dem am 31.07.2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff – also dem des EEG 2012 – vor Inkrafttreten des EEG 2014 (z.B. auf fossiler Basis) in Betrieb genommen worden sind und zuvor zu keinem Zeitpunkt Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt haben. Deshalb gelten alle BHKW, die **ab Inkrafttreten des EEG 2014 am 01.08.2014 erstmalig von fossilen auf erneuerbare Energien umgestellt** werden,

01.01.2024

grundsätzlich erst in dem Zeitpunkt als **in Betrieb genommen**, in dem sie erstmals Strom ausschließlich aus **erneuerbaren Energien** erzeugen. Dies hat unseres Erachtens wiederum zur Folge, dass die Vergütungsregelungen des **EEG 2014** auf den in diesen BHKW erzeugten Strom vollumfänglich anzuwenden sind und die oben unter Teil 2B dargestellten Anforderungen an die Beschaffenheit des einzusetzenden Biogases gelten.

2) Ausnahme 1: Anlagen, die vor dem 01.08.2014 erstmals Strom aus fossilen und nach dem 31.07.2014 erstmals Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt haben

Weil der Inbetriebnahmebegriff im EEG 2014 damit grundsätzlich zur Folge hat, dass ab Inkrafttreten des EEG 2014 zuvor fossil betriebene BHKW grundsätzlich nicht mehr zu den „alten“ Vergütungsbedingungen der Vorgängerfassungen des EEG 2014 auf den Betrieb mit Biomethan umgestellt werden können, wurden aus Gründen des **Vertrauensschutzes** spezielle Übergangsregelungen in das EEG 2014 aufgenommen, die sich um einige weitere Regelungen ergänzt nun auch im EEG 2017 finden. Darüber soll das Vertrauen von Betreibern von Gasaufbereitungsanlagen (im Folgenden: GAA) geschützt werden. Diese Regelungen sind in § 100 Abs. 3 S. 2 bis 6 EEG 2017 verankert. Diesen Regelungen lag ausweislich der Begründung zu der Vorgängernorm im EEG 2014 der Gedanke zugrunde, dass die Betreiber von GAA bei ihrer Investitionsentscheidung mit bestimmten Fördersätzen kalkuliert haben (vgl. BT-Drs. 18/1891, S. 210). Denn der Preis des Biomethans richtet sich bei einem Einsatz in der Stromerzeugung nach dem EEG in aller Regel nach den Fördersätzen, die für den Einsatz des Biomethans in einem bestimmten BHKW beansprucht werden können.

Nach der gegenwärtigen Fassung des EEG 2021 ist allerdings fraglich, ob die Umstellung eines bisher mit Erdgas betriebenen BHKW auf den Betrieb mit Biomethan möglich ist, wenn die Umstellung **nach dem 01.01.2021** erfolgt. Denn nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 sind die Vorschriften des EEG 2017 – einschließlich § 100 Abs. 3 EEG 2017 – nur anwendbar, wenn die Anlage vor dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurde. Hierbei ist nach unserer Einschätzung auf den Inbetriebnahmebegriff des EEG 2021 abzustellen, dies insbesondere auch deshalb, weil es in § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 oder sonst

01.01.2024

in den Übergangsregelungen des EEG 2021 keine Vorgabe dazu gibt, dass ein früherer Inbetriebnahmebegriff anzuwenden ist. Damit könnte dieses BHKW erst mit der Umstellung auf Biomethan im Sinne des EEG in Betrieb genommen werden, da der Inbetriebnahmebegriff des EEG 2021 den ausschließlichen Einsatz erneuerbarer Energien voraussetzt. Dann wiederum können nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 nicht die Vorschriften des EEG 2017 – einschließlich § 100 Abs. 3 EEG 2017 – angewandt werden. Die Anwendungsmöglichkeit von § 100 Abs. 3 EEG 2017 wäre damit mit dem EEG 2021 beendet worden. Ob es sich hierbei um ein Redaktionsversehen handelt, das ggf. zeitnah vom Gesetzgeber wieder abgeändert wird, oder ob die Regelung so bewusst getroffen wurde, ist bisher nicht bekannt.

Die Übergangsregelungen in § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 6 EEG 2017 differenzieren zwischen GAA, die bei der Veröffentlichung des Eckpunktepapiers für ein novelliertes EEG 2014 am 23.01.2014 bereits Biomethan in das Erdgasnetz einspeisten (1. Alt.) und solchen GAA, die zu diesem Zeitpunkt bereits genehmigt waren und vor dem 01.01.2015 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben (2. Alt.). Die sich daraus ergebenden, für das Register relevanten Anforderungen an Biogas werden nachfolgend im Rahmen der gesetzlichen Anforderungen näher betrachtet.

3) **Ausnahme 2: Anlagen, die vor dem 23.01.2014 genehmigt oder zugelassen wurden und nach dem 31.07.2014 und vor dem 01.01.2015 in Betrieb genommen wurden**

Auch Anlagen (Stromerzeugungsanlagen), die bereits vor dem 23.01.2014 nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz genehmigt oder nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts zugelassen worden sind und in der Zeit zwischen dem 01.08.2014 und dem 31.12.2014 in Betrieb genommen wurden, können gem. § 100 Abs. 4 EEG 2017 die bisherigen Fördersätze nach dem EEG 2012 (ggf. modifiziert durch das EEG 2014) beanspruchen. Zweck dieser Einbeziehung ist die Gewährung von Investitionssicherheit für solche zum Zeitpunkt der Novellierung des EEG 2014 bereits in Planung befindlichen Anlagen. Nach § 100 Abs. 4 S. 2 EEG 2017 gilt die gleiche Rechtsfolge – Anspruch auf die Fördersätze nach dem EEG 2012 – nun auch ausdrücklich für Biomasseanlagen, wobei dabei auf den Zeitpunkt der

01.01.2024

Baugenehmigung abzustellen ist. Diese Regelung gilt gemäß § 100 Abs. 4 S. 3 EEG 2017 rückwirkend ab Inkrafttreten des EEG 2014.

Da sowohl die Genehmigung/Zulassung des BHKW als auch die erstmalige Stromeinspeisung aus dem BHKW jeweils Umstände sind, die außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregisters anknüpfen, werden diese in die nachfolgende Betrachtung nicht einbezogen.

II. Mögliche Vergütungen

Die Vergütung nach dem EEG 2012 kann beansprucht werden, wenn die jeweils anwendbaren gesetzlichen Anspruchsvoraussetzungen nach dem EEG 2014 und EEG 2012 unter Berücksichtigung insbesondere auch der oben dargestellten Besonderheiten aus den Übergangsregelungen des EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 vorliegen und auch keine sonstigen Hindernisse bestehen. Die Vergütung für Strom aus Biomasse ist in § 27 EEG 2012 geregelt, der nach § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 auch nach Inkrafttreten des EEG 2021 für unter Geltung des EEG 2012 in Betrieb genommene Bestandsanlagen weiter gilt. Die Vergütungsvoraussetzungen für BHKW, die unter Geltung des EEG 2012 in Betrieb genommen wurden, richten sich demnach auch weiterhin im Grundsatz nach § 27 EEG 2012, wobei aber weitere Vergütungsvoraussetzungen des EEG 2014 (z. B. an technische Einrichtungen der Anlage nach § 9 EEG 2014) einzuhalten sind. Je nach Qualität des Biogases bzw. der zu seiner Erzeugung eingesetzten Rohstoffe sowie der angewandten Verfahrensweisen kommt für den aus dem Biogas erzeugten Strom neben der Grundvergütung die Einsatzstoffvergütungsklasse I und/oder die Einsatzstoffvergütungsklasse II sowie der Gasaufbereitungs-Bonus nach Anlage 1 zum EEG 2012 in Betracht. Mit § 27a EEG 2012, der nach § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 ebenfalls weiter anwendbar bleibt, sieht das EEG 2012 zudem einen eigenen Vergütungstatbestand für die Vergärung von Bioabfällen vor. Zusätzlich zur Grundvergütung nach § 27a EEG 2012 kann – bei Vorliegen der Voraussetzungen – der Gasaufbereitungs-Bonus nach Anlage 1 zum EEG 2012 beansprucht werden.

01.01.2024

Nachfolgend wird untersucht, welche der einzelnen, „innerhalb“ der Grenzen des Dokumentationssystems liegenden und damit für dieses relevanten Tatbestandsmerkmale für einen Anspruch auf die Vergütung nach dem EEG 2012 (modifiziert durch das EEG 2014) vom Betreiber der Stromerzeugungseinheit darzulegen und ggf. zu beweisen sind, damit die Vergütungen nach dem EEG 2012 beansprucht werden können.

III. Vergütung für die Erzeugung von Strom aus Biomasse

1) Gesetzliche Anforderungen

Das EEG 2014 enthält in § 9 technische Vorgaben, die teilweise auch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien einzuhalten haben, die bereits vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden. Hierzu gehört auch § 9 Abs. 5 EEG 2014, der Spezialanforderungen an Biogasanlagen regelt, die bei Beanspruchung der gesetzlichen Vergütung aus Gründen des Klimaschutzes und der Vermeidung schädlicher Emissionen einzuhalten sind, vgl. dazu bereits oben unter Teil 2C.II.1)e).

§ 27 Abs. 1 EEG 2012, der die Grundvergütung regelt, stellt allein auf das zur Strom- bzw. zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat (Biomasse im Sinne der BiomasseV) und damit auf eine Vergütungsvoraussetzung ab, die „innerhalb“ der Systemgrenze liegt. Gemäß § 27 Abs. 1 EEG 2012 kann für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung eine nach Leistungsstufen gestaffelte Grundvergütung beansprucht werden. Die Grundvergütung kann zudem gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2014 nur für Strom aus Anlagen beansprucht werden, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen.

a) Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch

Voraussetzung ist nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 zunächst, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung** erzeugt wird. Nach der Übergangsregelung § 101 Abs. 3 EEG 2017 ist für Bestandsanlagen, die nach dem 31.12.2011 und vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, auch nach dem 31.07.2014 die BiomasseV in der am 31.07.2014 geltenden Fassung weiter anzuwenden. Für die Vergütungsermittlung nach dem

01.01.2024

EEG 2012 ist deshalb auch nach dem 31.07.2014 die Biomasseverordnung vom 21.06.2001, BGBl. 1234, zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.02.2012, BGBl. 1634 I, S. 212 (im Folgenden: BiomasseV 2012), anzuwenden.

Fraglich könnte sein, ob dies auch für Anlagen gilt, die von der Übergangsregelung des § 100 Abs. 4 EEG 2017 Gebrauch machen, also vor dem 23.01.2014 genehmigt oder zugelassen wurden und vor dem 01.01.2015 erstmals Strom eingespeist haben. Denn die Übergangsregelung des § 101 Abs. 3 EEG 2017, der die Geltung der BiomasseV 2012 für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2011 und vor dem 01.08.2014 anordnet, lässt diese Anlagengruppe außer Betracht. § 101 Abs. 3 EEG 2017 ist deshalb jedenfalls nach seinem Wortlaut auf diese Anlagengruppe nicht anzuwenden. Allerdings ist aus Sicht der Gutachter kein Grund ersichtlich, warum der Gesetzgeber die durch § 100 Abs. 4 EEG 2017 begünstigten, am 23.01.2014 bereits in Planung befindlichen Anlagen insoweit anders behandeln wollte. Vielmehr wird aus der Begründung zur Vorgängernorm § 100 Abs. 3 EEG 2014 erkennbar, dass diese Norm der Gewährung von Investitionssicherheit dient, indem auf einen Zeitpunkt abgestellt wird, bevor die Änderung des EEG konkret absehbar war. Dies spricht aus unserer Sicht ganz deutlich dafür, dass die Anlagengruppe nach § 100 Abs. 4 EEG 2017 nach Ansicht des Gesetzgebers die Vergütungen nach dem EEG 2012 beanspruchen können soll. Ohne die BiomasseV 2012 wäre aber nicht erkennbar, für welche Stoffe die einsatzstoffbezogenen Zusatzvergütungen nach § 27 Abs. 2 EEG 2012 beansprucht werden können, da dort auf die Anlagen 2 bis 3 verwiesen wird, die aber in der BiomasseV in der nunmehr geltenden Fassung nicht mehr enthalten sind. Die Vergütung könnte zudem auch nicht berechnet werden, da hierfür die in den Anlagen 1 bis 3 zur BiomasseV ausgewiesenen Standard-Methanerträge erforderlich sind. Auch dies spricht aus unserer Sicht deutlich dafür, dass der Gesetzgeber die Anlagengruppe nach § 100 Abs. 4 EEG 2017 in die Regelung nach § 101 Abs. 3 EEG 2017 wohl einbeziehen wollte. Es könnte deshalb der Schluss naheliegen, dass es sich insoweit um ein Redaktionsversehen handelt und die BiomasseV 2012 auch für diese Anlagengruppe anwendbar bleibt.

01.01.2024

Die Regelungen in §§ 1 bis 6 der BiomasseV 2012 wurden in die BiomasseV in der derzeit geltenden Fassung im Wesentlichen unverändert übernommen. Anpassungen wurden insbesondere im Hinblick auf die einsatzstoffbezogene Zusatzvergütung vorgenommen, die im EEG 2014 nicht mehr gilt. Im Hinblick auf die grundsätzlichen Anforderungen an Biomasse im Rahmen der Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 kann aber vollumfänglich auf die obigen Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden.

In der Anlage 1 zur BiomasseV 2012 werden zudem Rohstoffe genannt, bei deren Einsatz zur Stromerzeugung „nur“ die Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 (nicht aber die einsatzstoffbezogenen Zusatzvergütungen nach § 27 Abs. 2 EEG 2012) beansprucht werden kann. Aber auch beim Einsatz von Stoffen, die nicht in der Anlage 1 aufgeführt werden, kann – wenn sie Biomasse im Sinne der BiomasseV 2012 sind – die Grundvergütung beansprucht werden.

Auch das EEG 2012 enthält Regelungen zum Gasabtausch, die nach § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 für Bestandsanlagen weiter anwendbar bleiben. Gemäß § 27c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012, der nach § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 ebenfalls anwendbar bleibt, gilt aus dem Gasnetz entnommenes Gas als Biomethan (hier im Leitfaden als Biogas bezeichnet), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des EEG in das Gasnetz eingespeist worden ist („**Gasabtausch**“). Da die Regelung des § 27c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 im Wesentlichen wortgleich in die Nachfolgeregelung des § 44b Abs. 5 EEG 2017 übernommen wurde, kann an dieser Stelle vollumfänglich auf die obigen Ausführungen zum Gasabtausch unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden. Betrachtungszeitraum ist demnach – wie auch bei § 44b Abs. 5 Nr. 1 EEG 2017 – das **Kalenderjahr**.

Eine weitere Vergütungsvoraussetzung für Anlagen, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biogas einsetzen, enthält § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012, der nach § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 wie bereits oben festgestellt weiter anwendbar

01.01.2024

bleibt. Danach gilt die Fiktion „Gas aus Biomasse“ nur dann, wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Auch diese Regelung wurde im Wesentlichen wortgleich in § 44b Abs. 5 Nr. 2 EEG 2017 übernommen. Deshalb gelten die oben unter Teil 2C.II.1)a) dargestellten Anforderungen an ein Massenbilanzsystem unserer Ansicht nach im Rahmen des EEG 2012 entsprechend.

Auch für das EEG 2012 spricht unserer Einschätzung nach damit viel dafür, dass mit der Benutzung des Biogasregisters zwar nicht automatisch eine den gesetzlichen Anforderungen genügende Verwendung eines Massenbilanzsystems vorliegt. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters Deutschland unter Umsetzung dieses Leitfadens können nach Ansicht der Gutachter jedoch alle gesetzlichen Anforderungen erfüllt werden. Voraussetzung ist hier freilich, dass der Nachweis nach dem Biogasliefermodell und nicht über das – beispielsweise für den „Verwertungspfad Beimischprodukte“ weiterhin zulässige und im Biogasregister angebotene – Zertifikatsmodell erfolgt. Der Nachweis über das entsprechend ausgestaltete Biogasregister kann deshalb nach unserer Einschätzung im Biogasliefermodell gleichzeitig als Nachweis über die Verwendung eines nach § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 anerkannten Massenbilanzsystems verwendet werden.

b) Maximal 60 Masseprozent Mais und Getreidekorn („Maisdeckel“)

Weitere Vergütungsvoraussetzungen ergeben sich aus § 27 Abs. 5 EEG 2012. Danach muss der Anlagenbetreiber durch eine Kopie des Einsatzstofftagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachweisen, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden. Zudem besteht der Anspruch auf die Grundvergütung (ebenso wie der Anspruch auf die einsatzstoffbezogenen Vergütungen) für Strom aus Biogas-Anlagen nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von **Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn** einschließlich Corn-Cob-

01.01.2024

Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot in jedem **Kalenderjahr maximal 60 Masseprozent** beträgt (sog. „**Maisdeckel**“).

Allerdings findet § 27 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2012 nach der Übergangsregelung des § 66 Abs. 4 EEG 2012, die nach § 100 Abs. 2 Nr. 9 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 anwendbar bleibt, keine Anwendung für Biogas-Anlagen, soweit das Biogas aus Biogaserzeugungsanlagen stammt, die bereits vor dem 01.01.2012 Biogas erzeugt haben. § 66 Abs. 4 EEG 2012 stellt auf die (erstmalige) Biogaserzeugung in der Biogaserzeugungsanlage ab. Diese Betrachtungsweise ist dem EEG 2012, das grundsätzlich die Stromerzeugungseinheit in den Blick nimmt, eigentlich fremd. Dies könnte dafür sprechen, dass § 66 Abs. 4 EEG 2012 so zu verstehen ist, dass damit – letztlich systemfremd – eine spezielle Übergangsregelung nur für Biogaserzeugungsanlagen getroffen wird und diese unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt der Stromerzeugungseinheit für alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas gleichermaßen gilt.

Unserer Einschätzung nach sprechen jedoch gewichtige Argumente dafür, dass der „Maisdeckel“ für die Stromerzeugung in vor Inkrafttreten des EEG 2012 in Betrieb genommenen Bestandsanlagen nicht anzuwenden ist und es für die Vergütung des Stroms aus solchen Bestandsanlagen nicht auf die Einhaltung der Einsatzstoffbegrenzung bei der Biogaserzeugung ankommt. Denn für Bestandsanlagen gelten im Grundsatz auch weiterhin die Anforderungen der Vergütungsvorschriften nach dem EEG 2009, vgl. §§ 100 Abs. 1 EEG 2021 i.V.m. 100 Abs. 2 Nr. 10 c EEG 2017 i.V.m. 66 Abs. 1 EEG 2012, nicht aber die in § 66 Abs. 1 EEG 2012 angeordnete allgemeine Anwendung des EEG 2009, vgl. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 100 Abs. 1 EEG 2021. Deshalb wird durch § 66 Abs. 4 EEG 2012 nach unserem Verständnis eine spezielle Übergangsregelung für Biogaserzeugungsanlagen getroffen, die – weil sie nicht ausdrücklich für vor Inkrafttreten des EEG 2012 in Betrieb genommene Bestandsanlagen anwendbar erklärt wird – nur für ab dem 01.01.2012 neu in Betrieb genommene Anlagen gilt.

Diese Sichtweise wird bestätigt durch die Begründung zu § 66 Abs. 4 EEG 2012 (BT-Drs. 17/1671, S. 192). Dort heißt es:

01.01.2024

„Mit Abs. 4 wird bestimmt, dass die Deckelung der Einsatzstoffe Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais nicht für Neuanlagen gilt, soweit diese Biogas von einer Biogaserzeugungsanlage beziehen, die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen und daher für einen Betrieb ohne Berücksichtigung dieser neu eingeführten Einsatzstoffbegrenzung ausgelegt wurde.“

Die Gesetzesbegründung nennt explizit Neuanlagen, für die die Deckelung der Einsatzstoffe ausnahmsweise nicht gelten soll. Weder dem Gesetzeswortlaut des EEG 2014 und des EEG 2017 noch der Begründung hierzu lassen sich aus Sicht der Gutachter Hinweise dafür entnehmen, dass der Gesetzgeber mit der Novellierung des EEG 2014 und des EEG 2017 für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2009 zu der bisherigen Rechtslage abweichende Vergütungsvoraussetzungen schaffen wollte. Vielmehr sollen ausweislich der Begründung die Anforderungen und Vergütungen für Bestandsanlagen aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht angetastet werden. Es spricht daher viel für eine Sichtweise, nach der § 66 Abs. 4 EEG 2012 dazu führt, dass der „Maisdeckel“ aus § 27 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2012 nur von unter Geltung des EEG 2012 in Betrieb genommenen Anlagen einzuhalten ist, soweit sie das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas aus Biogaserzeugungsanlagen beziehen, die nach dem 31.12.2011 erstmals Biogas erzeugt haben.

c) **Ausschließlichkeit gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2014**

Weitere Vergütungsvoraussetzung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2014, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Vergütung beansprucht wird, **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV 2012 erzeugt wurde.

Die Anwendung von § 19 Abs. 1 EEG 2014 wird in den Übergangsregelungen des EEG 2017 in § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 ausdrücklich für Anlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2012 angeordnet. Inhaltlich deckt sich dieser im Hinblick auf das darin verankerte Ausschließlichkeitsprinzip mit § 19 Abs. 1 EEG 2017. Deshalb kann auch zur Ausschließlichkeit auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1a)

01.01.2024

vollumfänglich verwiesen werden. Die alternierend-bivalente Fahrweise auch von Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2012 – also der zeitlich versetzte Einsatz von erneuerbaren und fossilen Energieträgern – ist daher unseres Erachtens ebenso wie eine Mischfeuerung – also der zeitgleiche Einsatz von erneuerbaren und fossilen Energieträgern – nach § 19 Abs. 1 EEG 2014 unzulässig. Zulässig ist es allein, dass sich die eingespeisten und dem Gasnetz im Wege des Gasabtauschs an anderer Stelle entnommenen Gasmengen erst am Ende des kalenderjährlichen Betrachtungszeitraumes nach § 27c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 entsprechen (vgl. dazu bereits oben unter Teil 2C.II.1a)).

d) **Technisch gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung**

§ 100 Abs. 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 bestimmt, dass § 9 Abs. 5 EEG 2014 weiter Anwendung findet. Danach müssen Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases dann, wenn ein **Gärrestlager** am Standort der Biogaserzeugung neu zu errichten ist, dieses **technisch gasdicht abgedeckt** ist. Zudem muss die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage betragen. Dies gilt nur dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich **Gülle** verwendet wird. Zudem müssen zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

Aus der Begründung zu § 9 Abs. 5 EEG 2017 ergibt sich, dass eine technisch gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern nun grundsätzlich nicht mehr notwendig sei. Denn klimaschädliche Emissionen aus Biogasanlagen würden bereits durch eine ausreichende hydraulische Verweilzeit verhindert (BT-Drs. 18/10209, S. 107). Dies könnte dafür sprechen, dass auch BHKW mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014, also unter Geltung des EEG 2012 nicht mehr über eine gasdichte Abdeckung ihrer Gärrestlager verfügen müssen. Denn diese müssen bereits eine hydraulische Verweilzeit von mindestens 150 Tagen einhalten. Eine gasdichte Abdeckung für „neue“ Gärrestlager (Achtung: Errichtung seit 01.01.2012) könnte danach nicht mehr erforderlich sein.

01.01.2024

Allerdings ist über § 100 Abs. 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 für BHKW mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2012 § 9 Abs. 5 EEG 2014 weiter anzuwenden. Dieser sieht nach seinem Wortlaut eine Pflicht zur gasdichten Abdeckung vor. Deshalb würde die Pflicht zur gasdichten Abdeckung nur dann entfallen, wenn man § 9 Abs. 5 EEG 2017 auf alle nach dem 31.12.2011 errichteten Gärrestlager anwenden wollte, unabhängig davon, ob sie einem BHKW mit Inbetriebnahme seit dem 01.01.2017 zuzuordnen sind oder nicht. Dagegen dürfte aber sprechen, dass diese Lesart wohl im Widerspruch zur Übergangsregelung § 100 Abs. 2 EEG 2012 stünde. Danach wird § 9 Abs. 5 EEG 2017 gerade nicht anstelle von § 9 Abs. 5 EEG 2014 für anwendbar erklärt. Deshalb spricht aus Sicht der Gutachter auf der Basis der aktuellen Gesetzeslage mehr dafür, dass für unter dem EEG 2012 in Betrieb genommene BHKW (Anlagen) weiterhin die Pflicht besteht, dass alle ihnen zugehörige, also auch neu zu errichtende Gärrestlager wohl gasdicht abgedeckt werden müssen. Materiell erscheint diese „Doppelung“ allerdings nicht erforderlich, was de lege ferenda zu einer Änderung der Verweisungsvorschrift im EEG 2017 führen könnte.

e) Leistungsgrenze für feste Einspeisevergütung bzw. Direktvermarktung

Zudem regelt § 27 Abs. 3 EEG 2012 als allgemeine Vergütungsvoraussetzung für Biogasanlagen, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen wurden, dass die Grundvergütung (und die Einsatzstoffvergütungskategorie I und II) nur in Anspruch genommen werden kann, wenn die **installierte Leistung der Anlage 750 kW** nicht übersteigt. Damit wird für alle ab dem 01.01.2014 in Betrieb genommenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas obligatorisch eine Pflicht zur **Direktvermarktung** des erzeugten Stroms eingeführt. Für alle anderen vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommenen Anlagen soll es hingegen bei dem auch bisher bestehenden Wahlrecht zwischen der festen Einspeisevergütung und der Direktvermarktung des erzeugten Stroms bleiben. Denn § 100 Abs. 2 Nr. 6 EEG 2014 nimmt für solche Bestandsanlagen die Regelung des § 37 Abs. 2 EEG 2014 von der Anwendung aus, die eine feste Einspeisevergütung in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme nur für bestimmte „kleinere“ Anlagen zulässt. Diese Sichtweise wird bestätigt durch die Begründung zu dieser Norm, nach der

01.01.2024

für Bestandsanlagen der Anspruch auf die feste Einspeisevergütung größenunabhängig bestehen soll.

Die Regelungen zur Direktvermarktung nach dem EEG 2014 werden in den Übergangsregelungen des EEG 2014 nicht genannt und sind daher auch für vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommene Bestandsanlagen anzuwenden. Aus § 20 Abs. 1 EEG 2014 ergeben sich die möglichen Formen der Direktvermarktung: die geförderte Direktvermarktung und die sonstige Direktvermarktung. Nachfolgend soll insbesondere die geförderte Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der **Marktpremie** näher betrachtet werden, da auch die Marktpremie – wie die feste EEG-Vergütung – vom Netzbetreiber beansprucht werden kann, § 34 Abs. 1 EEG 2014. Die Höhe der Marktpremie wird kalendermonatlich anhand des jeweils **anzulegenden Wertes** und der in Anlage 1 EEG 2014 vorgegebenen Rechenmethode ermittelt. Nach § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014 ist anstelle der Förderregelung für Strom aus Biomasse die Vergütungsregelung für Strom aus Biomasse nach § 27 EEG 2012 anzuwenden. Die Vergütung, die nach § 27 EEG 2012 in Anspruch genommen werden könnte, stellt damit den **anzulegenden Wert** für die Berechnung der Marktpremie dar, wobei dieser gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 8 EEG 2014 um einen bestimmten Betrag für bisher von der Managementprämie abzudeckende Vermarktungskosten zu erhöhen ist. Deshalb ist auch für seit dem 01.01.2014 in Betrieb genommene „große“ Biogas-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW gegenüber dem Netzbetreiber ein Nachweis über das Vorliegen der Vergütungsvoraussetzungen nach dem EEG zu erbringen. Dabei kann der Nachweis über die Beschaffenheitsmerkmale des zur Stromerzeugung eingesetzten Biogases – soweit diese Voraussetzung für den für die Berechnung der Marktpremie anzulegenden Wert sind – über das Biogasregister erbracht werden. Die installierte Leistung der Anlage ist dabei freilich ein Umstand, der „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt, weshalb der Nachweis hierüber mit Nachweismitteln außerhalb des Biogasregisters erbracht werden muss. Gemeinsam mit dem Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister kann gegenüber dem Netzbetreiber dann allerdings der Vollnachweis für die feste EEG-Einspeisevergütung (bei Inbetriebnahme vor dem 01.01.2014 oder einer Inbetriebnahme ab diesem Datum, aber einer installierten

01.01.2024

Leistung bis einschließlich 750 kW) bzw. den anzulegenden Wert für die Berechnung der Marktprämie (bei Inbetriebnahme ab dem 01.01.2014 und einer installierten Leistung von mehr als 750 kW) erbracht werden.

Als weitere Vergütungsvoraussetzung legt § 27 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2012 für im Gasabtausch betriebene Anlagen fest, dass ein Anspruch auf die EEG-Vergütung nur besteht, soweit der Strom in **Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt wird. Allerdings ist dies ein Umstand, der an der Stromerzeugungseinheit anknüpft und damit „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters (vgl. Abbildung 3) liegt und deshalb für die vorliegende Betrachtung keine Relevanz hat.

f) Historische Höchstbemessungsleistung

Nach § 101 Abs. 1 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 können vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommene Biogasanlagen ab dem 01.08.2014 die Einspeisevergütung nach dem EEG 2012 nur noch für den Stromanteil verlangen, der unterhalb der Höchstbemessungsleistung der Anlage liegt. Durch diese „Einfrierensregelung“ soll eine nachträgliche Erweiterung von bestehenden Biogasanlagen begrenzt werden, da anderenfalls auch für die erweiterte Stromerzeugungskapazität ein Vergütungsanspruch nach den bisherigen Vorschriften bestehen würde. Durch diese „Flucht in ein früheres EEG“ würde die mit der EEG-Reform verfolgte Absenkung der Vergütung für Strom aus Biomasse umgangen (vgl. BT-Drs. 18/1891, S. 211). Höchstbemessungsleistung ist nach § 101 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 die höchste Bemessungsleistung einer Anlage in einem Kalenderjahr seit ihrer Inbetriebnahme und vor dem 01.01.2014. Um unangemessene Belastungen für Betreiber von Biogas-Bestandsanlagen zu vermeiden, die ihre Anlagen vor dem 01.08.2014 erweitert haben, aber ihre Anlagen bis dahin nur in vergleichsweise geringem Umfang auslasten konnten, gilt anstelle dieser „historischen“ Höchstbemessungsleistung 95 Prozent der am 31.07.2014 installierten Leistung der Anlage, wenn der so ermittelte Wert höher ist als die „historische“ Höchstbemessungsleistung, vgl. § 101 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021. Für jede darüber hinausgehende eingespeiste kWh Strom aus Biogas verringert sich der Vergütungsanspruch auf den Monatsmarktwert.

01.01.2024

Für Anlagen, die vor dem 23.01.2014 genehmigt oder zugelassen und vor dem 01.01.2015 in Betrieb genommen wurden und nach § 100 Abs. 4 EEG 2017 die Fördersätze des EEG 2012 in Anspruch nehmen können, gilt diese „Einfrierensregelung“ nach § 101 Abs. 1 S. 4 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 ab dem 01.01.2017. Als Höchstbemessungsleistung gilt die Bemessungsleistung der Anlage im Kalenderjahr 2016 bzw. 95 Prozent der am 31.12.2016 installierten Leistung.

Allerdings ist auch die Bemessungsleistung bzw. die installierte Leistung der Anlage zum maßgeblichen Stichtag ein Umstand, der außerhalb der Systemgrenze des Biogasregisters liegt und daher vom Anlagenbetreiber anderweitig nachzuweisen ist.

g) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 und 3 EEG 2017 – 1. Alt.)

Sofern das Biogas zur Stromerzeugung in BHKW eingesetzt wird, die erstmals nach dem 31.07.2014 auf Biogas umgestellt werden, gilt – wie bereits eingangs festgestellt – der „alte“ Inbetriebnahmebegriff und damit auch im Grundsatz die „alten“ Fördersätze des EEG 2012 (oder der Vorgängerfassungen), wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biomethan ausschließlich aus GAA stammt, die vor dem 23.01.2014 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben (vgl. § 100 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017). In der 1. Alt. darf also Biomethan aus am 23.01.2014 bereits in Betrieb befindlichen (und einspeisenden) GAA in BHKW – abweichend zur Grundregel in § 100 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. § 5 Nr. 21 EEG 2014 – grundsätzlich zu den „alten“ Fördersätzen des EEG 2012 (oder einer Vorgängerfassung) eingesetzt werden, auch wenn diese BHKW erstmals nach Inkrafttreten des EEG 2014 von einem fossilen Betrieb ausschließlich auf Biogas umgestellt werden.

Ein Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus einem solchen nach dem 31.07.2014 auf Biogas umgestellten BHKW besteht aber nur dann, wenn nachgewiesen werden kann, dass vor der Umstellung des BHKW auf Biogas ein bestehendes Biomethan-BHKW im Anlagenregister (vgl. § 93 EEG 2017) als endgültig stillgelegt registriert worden ist, das bereits vor dem 01.08.2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben wurde. Dieses

01.01.2024

stillgelegte BHKW muss mindestens dieselbe Leistung wie das neu umgestellte BHKW aufweisen (vgl. § 100 Abs. 3 Satz 3 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021). Damit soll ausweislich der Begründung zu dieser Norm der Status Quo an installierter Stromerzeugungsleistung aus Biomethan erhalten werden, die zu den Fördersätzen vor Inkrafttreten des EEG 2014 Biomethan verstromen, nicht aber der Bestand ausgeweitet werden (vgl. BT-Drs. 18/8191, S. 210). Neu in das EEG 2017 eingefügt wurde § 100 Abs. 3 S. 4 EEG 2017, wonach Stilllegungsnachweise auch gemeinsam für eine Anlage verwendet oder auf mehrere Anlagen aufgeteilt werden können.

Da dies eine Voraussetzung ist, die an der stillzulegenden Stromerzeugungsanlage und damit außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregisters anknüpft, hat diese für die nachfolgende Betrachtung keine Relevanz. Diese Vergütungsvoraussetzung ist außerhalb des Biogasregisters über das von der Bundesnetzagentur geführte Anlagenregister nachzuweisen.

h) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 – 2. Alt.)

Auch Biogas aus GAA, die vor dem 23.01.2014 genehmigt wurden und vor dem 01.01.2015 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben, kann unter bestimmten Bedingungen noch zu den „alten“ Fördersätzen des EEG 2012 (oder der Vorgängerfassungen) verstromt werden. Wird ausschließlich Biomethan aus solchen GAA nach dem 01.08.2014 zur Stromerzeugung eingesetzt, können für den daraus erzeugten Strom die „alten“ Fördersätze beansprucht werden. Weitere Voraussetzung ist, dass das (Bestands-)BHKW vor dem 01.01.2015 nicht mit Biomethan aus einer anderen GAA betrieben wurde. Über den zuletzt genannten Aspekt soll ausweislich der Begründung zur Vorgängerfassung § 100 Abs. 2 Satz 4 EEG 2014 verhindert werden, dass eine in Planung befindliche GAA bis zum 01.01.2015 mehrere BHKW beschickt, die dann alle jeweils vom „alten“ Inbetriebnahmebegriff zu den „alten“ hohen Fördersätzen profitieren würden. Denn die Regelung bezwecke den Bestandsschutz der GAA, nicht aber eine übermäßige Ausweitung des alten

01.01.2024

Inbetriebnahmebegriffs zu den damaligen hohen Fördersätzen (vgl. Ausschussdrucksache 18 (6) 34 (neu), S. 7).

Handelt es sich bei dem BHKW (i.S.v. § 100 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017) um eines, das vor dem 01.01.2015 erstmals mit Biogas aus einer solchen GAA nach Satz 6 Biogas bezieht, greift Satz 3 (**Ersetzungsregelung**) nicht ein. Für BHKW, die dagegen nach dem 31.12.2014 erstmals mit Biomethan aus den GAA nach der 2. Alt. betrieben werden, muss für einen Anspruch auf finanzielle Förderung – wie in der 1. Alt. – nachgewiesen werden, dass vor ihrer Umstellung auf Biomethan ein anderes BHKW als endgültig stillgelegt registriert worden ist (vgl. § 93 EEG 2017), das bereits vor dem 01.08.2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben wurde und mindestens dieselbe installierte Leistung wie das umgestellte BHKW hat (Ersetzungsregelung). Sowohl der Umstellungszeitpunkt des BHKW auf Biogas als auch die Ersetzung eines „alten“ Biomethan-BHKW sind Umstände, die „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters liegen und daher für die nachfolgende Betrachtung keine Relevanz haben.

Fraglich ist hinsichtlich der GAA in der 2. Alt. des § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017, wann die erstmalige Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz erfolgt sein darf, insbesondere, ob **auch Bestands-GAA** mit einer erstmaligen Biogas-Einspeisung vor dem 23.01.2014 unter diese Regelung fallen. Betrachtet man die Regelung in § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 in ihrem Wortlaut isoliert, könnte man zu dem Schluss gelangen, dass hierunter alle GAA fallen, die vor dem 23.01.2014 genehmigt wurden und vor dem 01.01.2015 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben, also auch z. B. auch solche Bestands-GAA, die bereits seit 2011 Biogas in das Erdgasnetz einspeisen. Denn der Wortlaut von § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 selbst enthält keine weiteren Einschränkungen.

Gegen ein solch weites Verständnis dieser Norm spricht aber unseres Erachtens die Gesamtschau mit den voranstehenden Sätzen des § 100 Abs. 3 EEG 2017. Denn Satz 2 (1. Alt.) der Norm bezweckt – wie gezeigt – den Vertrauensschutz von bestehenden GAA, die bereits vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas ins Erdgasnetz eingespeist haben – dies allerdings unter den Restriktionen der Ersetzungsregelung des

01.01.2024

§ 100 Abs. 3 Satz 3 EEG 2017. Denn die Regelung in Satz 2 will die Biogasabsatzmengen dem Markt „erhalten“, die durch die Stilllegung von Bestands-BHKW ansonsten nicht mehr unter den Förderbedingungen etwa des EEG 2012 eingesetzt werden könnten. Deshalb dürfen dann neue BHKW die alten ersetzen, die Biogasabsatzmenge bleibt insgesamt konstant.

Sofern man unter § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 nun aber auch solche GAA fassen wollte, die schon vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben, würde für die erste Alternative des § 100 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017 letztlich kaum ein eigener Anwendungsbereich bleiben. Denn diese GAA würden dann immer auch unter § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 fallen. Dies spricht unserer Einschätzung nach dafür, dass im § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 **nur GAA** gemeint sein können, die **nicht bereits vor dem 23.01.2014** Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben. Dies bestätigt unseres Erachtens auch die Begründung zu § 100 Abs. 2 EEG 2014, wonach der Vertrauensschutz für in Planung befindliche – also noch nicht betriebene – Aufbereitungsanlagen gestärkt werden soll (vgl. Ausschussdrucksache 18 (6) 34 (neu), S. 7). Nach unserem Verständnis spricht auch dies deutlich dafür, dass sich der Regelungsbereich des § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 ausschließlich auf solche GAA beschränkt, die nicht vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben, sondern erst danach (vgl. *Altrock*, in: *Altrock/Huber/Loibl/Walter*, Übergangsbestimmungen im EEG 2014, § 100 Rn 472).

Weiterhin darf in der 2. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 das BHKW **vor dem 01.01.2015 zu keinem Zeitpunkt mit Biogas aus einer anderen GAA** betrieben worden sein. Fraglich ist, ob damit letztlich eine „1:1“-Beziehung zwischen der GAA und dem erstmals auf Biogas umgestellten BHKW hergestellt und wie lange diese aufrechterhalten werden muss. Für eine solche 1:1-Beziehung zumindest bis zum 31.12.2014 spricht aus unserer Sicht die Begründung zur insoweit identischen Vorgängerfassung in § 100 Abs. 2 S. 4 EEG 2014. Danach soll verhindert werden, dass eine nach dieser Norm privilegierte GAA bis zum 01.01.2015 mehrere BHKW – letztlich mehr BHKW-Kapazität, als dauernd beliefert werden kann – beschickt, die dann alle jeweils vom alten Inbetriebnahmebegriff zu den alten hohen Fördersätzen profitieren würden. Es solle nur der Bestandsschutz für GAA sichergestellt, nicht aber eine übermäßige Ausweitung des alten

01.01.2024

Inbetriebnahmebegriffs zu den alten hohen Fördersätzen bezweckt werden (vgl. Ausschussdrucksache 18 (6) 34 (neu), S. 7). Dies spricht aus unserer Sicht dafür, dass jedenfalls bis zum 31.12.2014 eine Bindung des umgestellten BHKW an die betreffende GAA bestehen könnte, damit dieses gem. § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 von dem alten Inbetriebnahmebegriff und den alten Fördersätzen Gebrauch machen kann.

Fraglich ist weiter, ob die BHKW in einer „1:1“-Beziehung **dauernd** an die GAA gebunden sind, aus der sie das zu ihrer Umstellung verwendete Biomethan bezogen haben. Ggf. besteht auch eine dauerhafte Bindung lediglich zu *irgendeiner* privilegierten GAA (Bindung an GAA-Gruppe), nicht aber zu einer *bestimmten* privilegierten GAA (1:1-Zuordnung). Möglich ist schließlich auch, dass ab 01.01.2015 keine Bindung der Anlage (des umgestellten BHKW) an eine bestimmte GAA oder GAA-Gruppe besteht.

Für eine dauernde 1:1-Bindung GAA – BHKW spricht zunächst der **Gesetzeswortlaut**, wonach die Ausnahmeregelung des § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 nur für Anlagen gilt, die *ausschließlich* Biomethan aus den privilegierten GAA (Genehmigung vor dem 23.01.2014 und erstmalige Einspeisung vor dem 01.01.2015) einsetzen, wenn man die Formulierung „ausschließlich“ zeitlich im Sinne von „dauernd“ versteht. Hingegen könnte aber der weitere Wortlaut von § 100 Abs. 3 Satz 6, 2. Satzteil EEG 2017 („wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2015 nicht mit Biomethan aus einer anderen GAA betrieben wurde“) dafür sprechen, dass nach dem 01.01.2015 auch aus anderen als den in dieser Norm genannten GAA Biogas bezogen werden kann. Als andere GAA kommen einerseits Bestands-GAA in Betracht, andererseits neue GAA, die erst ab dem 01.01.2015 in Betrieb genommen werden. Denn dadurch sollte ausweislich der **Begründung** zu der insoweit identischen Vorgängervfassung im EEG 2014 vermieden werden, dass eine nach dieser Norm privilegierte GAA vor dem 01.01.2015 mehrere BHKW beschickt, die dann sämtlich noch von dieser Ausnahmeregelung Gebrauch machen und die „alten“ Fördersätze auch trotz erstmaliger Umstellung nach Inkrafttreten des EEG 2014 noch in Anspruch nehmen können. Dieser **Regelungszweck** – die Begrenzung des Hinzutretens neuer Biomethan-Verstromungskapazität und damit die Begrenzung der EEG-umlageerhöhenden Wirkung dieser Maßnahme – wird also auch erfüllt, wenn ein Wechsel der GAA ab 01.01.2015 möglich wäre.

01.01.2024

Zugleich dürften Aspekte eines funktionierenden Biomethanhandels sowie der sicheren Versorgung des BHKW (nach den Bedürfnissen der Wärmesenke und eben nicht in einer 1:1 –Abhängigkeit von einer einzelnen GAA) gegen eine Bindung über den 31.12.2014 hinaus sprechen. Die Übergangsnorm des § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 würde bei einer engen Bindung (1:1 oder Gruppe) schlicht nicht zum Biomethanmarkt und den Bedürfnissen der BHKW-Betreiber passen. Zudem würde damit für diese in Satz 6 privilegierten GAA ein anderes, strengeres Rechtsregime eingeführt als für sonstige GAA, die frei sind, gepoolt BHKW zu beliefern. Der Normzweck einer Gleichstellung der von Satz 6 privilegierten GAA mit den Bestands-GAA spricht also eher gegen eine Bindung über den Jahreswechsel 2014/2015 hinaus. Allerdings könnte dieser Sichtweise, wie gezeigt, die Formulierung des ersten Satzteiles entgegenstehen. Dieser verlangt nach seinem Wortlaut unter anderem auch, dass die betreffenden BHKW eben *ausschließlich* Biomethan aus den nach Satz 6 privilegierten GAA einsetzen müssen und also womöglich dauernd – ggf. auch für die gesamte Restlebensdauer des umgestellten BHKW.

Dieser Widerspruch lässt sich allein anhand des Wortlautes von § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 unseres Erachtens nicht auflösen. Wenn man einer an Sinn und Zweck dieser offenbar sprachlich missglückten Norm orientierten Auslegung den Vorzug geben möchte, könnte ab dem 01.01.2015 ein Bezug von Biomethan aus GAA auch aus anderen als den in der Norm genannten, privilegierten GAA möglich sein, ohne dass sich das Inbetriebnahmedatum der umgestellten BHKW „verschieben“ würde. Vor dem Hintergrund des insoweit widersprüchlichen, in Teilen gegensätzlichen Wortlautes ist diese Auslegung jedoch aus unserer Sicht unsicher. Welche Auffassung sich in dieser Rechtsfrage durchsetzen wird, ist deshalb gegenwärtig offen. Bisher ist auch offen, ob § 100 Abs. 3 EEG 2017 nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 anzuwenden ist, wenn die Umstellung auf den Betrieb mit Biomethan nach dem 01.01.2020 erfolgt (siehe dazu bereits Teil F I.2.)

2) Was muss nachgewiesen werden?

Damit für den erzeugten Strom die Grundvergütung gemäß § 27 Abs. 1 EEG 2012 beansprucht werden kann, muss gegenüber dem

01.01.2024

Stromnetzbetreiber dargelegt und – im Streitfall – bewiesen werden können, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV 2012** erzeugt wurde. Zudem muss (für die Verstromung in ab dem 01.01.2012 in Betrieb genommenen BHKW) nachgewiesen werden, dass der **Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot** in jedem Kalenderjahr **höchstens 60 Masseprozent** beträgt. Dies kann durch Vorlage einer Kopie des Einsatzstoff-Tagebuchs erfolgen. **Alternativ** kann – wenn ein Nachweis über diese Begrenzung der Einsatzstoffe nicht möglich ist – nachgewiesen werden, dass das Biogas aus **Biogaserzeugungsanlagen** stammt, die bereits **vor dem 01.01.2012 Biogas erzeugt** haben.

Zudem muss nachgewiesen werden, dass ein ab dem 01.08.2014 neu errichtetes **Gärrestlager** am Standort der Biogaserzeugung **technisch gasdicht abgedeckt** ist und die **hydraulische Verweilzeit** in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System **mindestens 150 Tage** beträgt **oder** dass zur Erzeugung des Biogases ausschließlich **Gülle** eingesetzt wurde. Weiterhin ist nachzuweisen, dass bei der Erzeugung des Biogases **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet wurden.

Um sicherzustellen, dass die „**Fiktion**“ des **Gasabtauschs** nach § 27c Abs. 1 EEG 2012 „greift“, müssen die Voraussetzungen dargelegt werden, welche dieser Fiktion zugrunde liegen: Die Menge des aus dem Erdgasnetz und zur Stromerzeugung eingesetzten Gases darf im Betrachtungszeitraum (Kalenderjahr) nicht die Menge des an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeisten Gases aus Biomasse übersteigen und für den Vertrieb und den Transport des Gases müssen von seiner Herstellung/Gewinnung bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sein. Nachzuweisen ist daher insbesondere die **zeitliche Abfolge der Einspeisung in und der Entnahme aus dem Gasnetz** und die bilanzielle Zuordnung der Biogasmengen über die exakte Erfassung der eingespeisten und entnommenen Biogasmengen. Zudem ist der Nachweis über die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** in den dargestellten Grenzen (Herstellung/Gewinnung bis Entnahme aus dem Erdgasnetz) zu führen. Nach Ansicht des **Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)** sind dabei im Fall des

01.01.2024

Handels von Biogasmengen nach der Einspeisung in das Erdgasnetz **mindestens drei Bilanzierungsschritte bzw. Dokumentationszeitpunkte** einzuhalten (vgl. Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 vom 29. Juni 2012, abrufbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BMU_Auslegungshilfe_Massenbilanzierung.pdf). Hinsichtlich dieser Dokumentationsschritte kann vollumfänglich auf die obigen Ausführungen unter Teil 2C.II.2) verwiesen werden.

Die Verwendung von Massenbilanzsystemen sowie die Einhaltung der vom BMU vorgeschlagenen Bilanzierungsschritte kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden.

Weiterhin muss – außerhalb des Registers – nachgewiesen werden können, dass der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde. Für die Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung muss zudem – ebenfalls außerhalb des Biogasregisters – ein Nachweis über die installierte Leistung des BHKW von maximal 750 kW geführt werden. Ebenfalls außerhalb des Registers ist die „historische“ Höchstbemessungsleistung oder die am 31.07.2014 bzw. am 31.12.2016 installierte Leistung der Anlage nachzuweisen.

Zusätzlich muss – folgt man der hier vertretenen Auffassung – gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden können, dass **keine alternierend-bivalente Fahrweise** – also ein zeitweise versetzter Einsatz von Biogas und Erdgas – der betreffenden Stromerzeugungseinheit vorliegt. Hierfür ist aus unserer Sicht darzulegen, dass die insgesamt dem Gasnetz entnommene Menge an Biogas am Ende des betreffenden Jahres im Wärmeäquivalent dem eingespeisten Biogas entspricht. Denn dann gilt nach der Regelung des § 27c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 zum Gasabtausch das gesamte in der betreffenden Anlage eingesetzte Gas als Biomasse im Sinne der BiomasseV 2012.

Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die **Zuordnung der zur Biogaserzeugung**

01.01.2024

eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend dieses Leitfadens ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das **Biogasregister** möglich.

Sofern das Biogas in BHKW eingesetzt wird, die seit dem 01.08.2014 erstmals von fossilen Energien auf den Betrieb mit Biogas umgestellt werden und die von der Übergangsregelung des § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 6 EEG 2017 Gebrauch machen, ist nachzuweisen, dass das Biogas aus einer **GAA** stammt, die bereits **vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (1. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 2, 3 und 4 EEG 2017) oder die **vor dem 23.01.2014 genehmigt** wurde und **nach dem 31.07.2014 und vor dem 01.01.2015 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und – sofern die Umstellung nach dem 31.12.2014 erfolgt – dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (2. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017). Die Stilllegung eines Biomethan-BHKW ist dabei ein Kriterium, dass außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregisters – über das von der BNetzA geführte Anlagenregister – nachzuweisen ist.

IV. Einsatzstoffbezogene Zusatzvergütungen für die Erzeugung von Strom aus Biomasse

Neben einem Anspruch auf die Grundvergütung – dessen Voraussetzungen daher immer auch erfüllt sein müssen – sieht § 27 Abs. 2 EEG 2012 eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung vor. Diese ist – anders als die Grundvergütung – weitgehend unabhängig von der Anlagenleistung. Hintergrund ist, dass die Kosten für die zur Stromerzeugung eingesetzten Substrate von der Anlagengröße nicht entscheidend abhängig sind (vgl. Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, zu § 27, S. 141). Über die einsatzstoffbezogene Vergütung soll berücksichtigt werden, dass sich die Rohstoffkosten für die einzelnen Substrate ganz signifikant unterscheiden.

01.01.2024

1) Gesetzliche Anforderungen

§ 27 Abs. 2 EEG 2012 unterscheidet zwischen zwei Vergütungsklassen, die zusätzlich zur Grundvergütung beansprucht werden können: die **Einsatzstoffvergütungsklasse I** umfasst im Wesentlichen die Substrate, für die nach dem EEG 2009 neben der Grundvergütung der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen beansprucht werden kann. **Einsatzstoffvergütungsklasse II** wird gewährt für Strom aus ökologisch wünschenswerten Einsatzstoffen, die geringe Nutzungskonkurrenzen aufweisen und deren Einsatz daher einen hohen Beitrag für den Klimaschutz leisten kann. Allerdings fallen für die Bereitstellung dieser Substrate regelmäßig relativ höhere Kosten an, die über die gegenüber der Einsatzstoffvergütungsklasse I nochmals erhöhte Zusatzvergütung abgefangen werden sollen.

a) Einsatzstoffvergütungsklasse I

Die Substrate, für deren Verstromung die Zusatzvergütung der **Einsatzstoffklasse I** beansprucht werden kann, werden in der Anlage 2 zur BiomasseV 2012 genannt. Die BiomasseV 2012 und damit auch deren Anlagen 1 bis 3 sind für Anlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2012 auch nach dem 31.12.2016 weiter anzuwenden, vgl. § 101 Abs. 3 EEG 2017. Neben einer Liste, in der einzelne Substrate (z. B. Corn-Cob-Mix, Futterrübe, Futterrübenblatt, Getreide und Getreidekorn,...) aufgeführt werden, enthält die Anlage 2 zur BiomasseV 2012 unter Ziffer 19 eine „Generalklausel“, die im Wesentlichen der Definition für nachwachsende Rohstoffe im Geltungsbereich des EEG 2009 entspricht: Genannt werden dort Pflanzen- und Pflanzenbestandteile zur Biogaserzeugung, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden (nachwachsende Rohstoffe). Die Vergütung für Stoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse I kann somit für alle in der Anlage 2 aufgeführten Rohstoffe sowie darüber hinaus für alle Substrate beansprucht werden, die unter diese allgemeine Definition für nachwachsende Rohstoffe fallen. Die Vergütung für Strom aus Einsatzstoffen der Vergütungsklasse I ist nach der Bemessungsleistung

01.01.2024

der Anlage gestaffelt. Für eine Bemessungsleistung von mehr als 750 kW bis einschließlich 5 MW sieht § 27 Abs. 2 Nr. 1.d) EEG 2012 beim Einsatz von Rinde oder aus Waldrestholz einen geringeren Vergütungssatz vor als für die Verstromung anderer Einsatzstoffe nach Anlage 2 zur BiomasseV 2012.

b) **Einsatzstoffvergütungsklasse II**

Die Anlage 3 zur BiomasseV 2012 enthält eine Liste der Substrate, die der **Einsatzstoffvergütungsklasse II** zuzuordnen sind. Wie bereits festgestellt, umfasst die Vergütungsklasse II ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe wie z. B. Landschaftspflegematerial und **Gülle**. Für die Verstromung von Gülle sieht § 27 Abs. 2 Nr. 2b) EEG 2012 allerdings einen nach der Bemessungsleistung der Anlage gestaffelten und – innerhalb der Vergütungsklasse II – eigenen Vergütungssatz vor, der ab einer Bemessungsleistung von über 500 kW mit 6,0 statt 8,0 ct/kWh etwas geringer ausfällt.

Zu welchen Anteilen der Strom aus Rohstoffen nach den Einsatzstoffvergütungsklassen I oder II erzeugt wurde, ist gemäß § 27 Abs. 6 Nr. 1 EEG 2012 für das vorangegangene Jahr durch Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nachzuweisen.

c) **Mischeinsatz**

Die einsatzstoffbezogenen Vergütungen der Vergütungsklassen I und II können beansprucht werden, *soweit* der Strom aus den in den Anlagen 2 und 3 genannten Substraten gewonnen wird. Dies ist unseres Erachtens so zu verstehen, dass – anders als noch im EEG 2009 (bei der Beanspruchung des Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen) – im Rahmen der Vergütungsvorschrift des § 27 EEG 2012 ein **Mischeinsatz** von Substraten möglich ist, die den Einsatzstoffklassen I oder II angehören oder für die „nur“ die Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 beansprucht werden kann. Auch ausweislich der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 17/6071, zu § 27, S. 71) soll das bislang in Bezug auf den Nawaro-Bonus geltende Ausschließlichkeitsprinzip aufgegeben werden, weshalb der im EEG 2009 noch ausgeschlossene Mischeinsatz etwa von Energiepflanzen und

01.01.2024

Abfallstoffen im EEG 2012 möglich sein soll. Dadurch soll eine bessere Erschließung von teilweise nicht nutzbaren Reststoffpotentialen ermöglicht werden.

Die jeweiligen Vergütungen – Grundvergütung, Einsatzstoffvergütungsklasse I und Einsatzstoffvergütungsklasse II – können bei einem solchen Mischeinsatz anteilig beansprucht werden. Der Anteil an der Stromerzeugung, der auf den Einsatz der jeweiligen Substratgruppen zurückzuführen ist, ist anhand von Standard-Energie- bzw. Standard-Methanerträgen zu ermitteln, die sich aus den Anlagen 1 bis 3 zur BiomasseV 2012 ergeben, die nach § 101 Abs. 3 EEG 2017 weiter anwendbar bleibt. Für Stoffe, die in keiner der in Anlage 1 bis 3 zur BiomasseV enthaltenen Listen genannt werden, die aber gleichwohl Biomasse im Sinne der BiomasseV 2012 sind, enthält § 2 Abs. 2 Satz 5 BiomasseV 2012 einen „Auffangtatbestand“: Für die Ermittlung der prozentualen Anteile der Einsatzstoffe an der Stromerzeugung gelten diese Substrate als Einsatzstoff nach Anlage 1 zur BiomasseV 2012 (Nr. 55).

Bei einem Mischeinsatz von Substraten unterschiedlicher Vergütungskategorien zur Biogaserzeugung fragt sich – insbesondere beim hier zu untersuchenden Fall der Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz – was dies für den gegenüber dem Stromnetzbetreiber zu erbringenden Nachweis bedeutet: Haftet das aus dem bestimmten Mischungsverhältnis resultierende **individuelle Eigenschaftsprofil** (z.B. zu 70 Prozent Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I, zu 20 Prozent Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II und zu 10 Prozent ausschließlich Grundvergütung) **jeder einzelnen Kilowattstunde** Biogas aus demselben Fermenter und damit **gleichzeitig dem daraus erzeugten Strom** an? Oder kann die Gesamtmenge an Biogas vor der Stromerzeugung derart in **Teilmengen** aufgeteilt werden, dass an unterschiedliche Verwender Biogas verschiedener Zusammensetzungen (im Beispiel 70 Mengeneinheiten Grundvergütung plus Einsatzstoffklasse I / 20 Mengeneinheiten Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I / und 10 Mengeneinheiten Grundvergütung) geliefert werden können?

Für die zuerst dargestellte Sichtweise (**jede Kilowattstunde Gas bildet das Mischverhältnis im Fermenter ab und muss in diesem Verhältnis**

01.01.2024

verwendet werden könnte der Wortlaut der BiomasseV 2012 sprechen. Nach § 2a Abs. 1 Satz 2 BiomasseV 2012 erfolgt die Berechnung der einsatzstoffbezogenen Vergütung für Strom aus jedem Einsatzstoff, für den ein Anspruch auf die einsatzstoffbezogene Vergütung besteht, anteilig anhand seines Anteils an der Stromerzeugung. Für die Berechnung des prozentualen Anteils einer Einsatzstoffvergütungsklasse an der gesamten Stromerzeugung sind die Anteile gemäß § 2a Abs. 2 Satz 3 BiomasseV 2012 zu addieren und ins Verhältnis zur Summe der Anteile aller eingesetzten Einsatzstoffe an der gesamten Stromerzeugung zu setzen. Die Multiplikation des prozentualen Anteils der Einsatzstoffe einer Einsatzstoffvergütungsklasse mit der gesamten Strommenge ergibt dann den Anteil an der gesamten Stromerzeugung, für welchen die jeweilige Einsatzstoffvergütung beansprucht werden kann. Der Wortlaut wurde in der Vergangenheit insoweit offenbar teilweise derart ausgelegt, dass eine „Aufspaltung“ in die einzelnen Vergütungsbestandteile erst bei der Verstromung des Biogases erfolgen darf. Für eine solche Sichtweise könnte die Begründung zur weiter anwendbaren BiomasseV 2012 sprechen, wonach eine **bilanzielle Aufteilung** der verschiedenen Einsatzstoffe auf einzelne hieraus erzeugte Biogasteilmengen zur Verstromung in verschiedenen Stromerzeugungseinheiten nicht zulässig sein soll (BT-Drs. 17/6071, zu § 2 BiomasseV, S. 100).

Allerdings hat der Gesetzgeber diese Streitfrage mit der Novellierung des EEG im Jahr 2014 nach unserem Verständnis auch für den verbliebenen Anwendungsbereich des EEG 2012 geklärt. Denn nach § 47 Abs. 7 EEG 2014 besteht der Anspruch auf finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 auch dann, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Einsatzstoffe **bilanziell in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt** wird. Diese Regelung findet sich nun auch in § 44b Abs. 6 EEG 2017. Es ist damit also seit Inkrafttreten des EEG 2014 auch für den Einsatz von Biomethan in Bestandsanlagen, auf die die Vergütungsvorschriften des EEG 2012 anzuwenden sind, möglich, eine Biomethanmenge vor der Stromerzeugung derart in **Teilmengen** aufzuteilen, dass an unterschiedliche Verwender Biogas verschiedener Zusammensetzungen geliefert werden können. Die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen ist nach

01.01.2024

§ 47 Abs. 7 S. 2 EEG 2014 und § 44b Abs. 6 S. 2 EEG 2017 einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge im Rahmen der Massenbilanzierung zu dokumentieren. Hierfür kann nach Ansicht der Gutachter bei einer diesem Leitfaden entsprechenden Ausgestaltung das Biogasregister Deutschland genutzt werden.

2) Was ist nachzuweisen?

Zusätzlich zu den unter Teil 2V dargestellten, für einen Anspruch auf die Grundvergütung nachzuweisenden Umstände muss nachgewiesen werden, **dass bzw. zu welchen Anteilen der Strom aus Einsatzstoffen der Vergütungsklassen I bzw. II (mit bzw. ohne Gülle) erzeugt** wurde. Der Nachweis über die zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate ist durch Vorlage einer Kopie des **Einsatzstoff-Tagebuchs** mit Angaben und Belegen über Art, Menge, Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen. Über die sich daraus ergebenden Mengenangaben kann anhand der in den Anlagen 1, 2 und 3 zur BiomasseV 2012 ausgewiesenen Standard-Methanerträge der einzelnen Rohstoffe deren Anteil an der Stromerzeugung ermittelt werden.

Zudem ist die Erfüllung der Vergütungsvoraussetzungen durch **Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters** mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nachzuweisen.

Im Falle einer bilanziellen Aufteilung von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen muss die **Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate zu der jeweiligen Biogasteilmenge massenbilanziell dokumentiert** werden. Bei einer Ausgestaltung des Biogasregisters entsprechend diesem Leitfaden ist dieser Nachweis nach Ansicht der Gutachter über das **Biogasregister** möglich.

V. Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen

Das EEG 2012 sieht einen eigenen Vergütungstatbestand für die Vergärung von Bioabfällen mit einer gegenüber der Vergütung für Strom aus Biomasse nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 erhöhten Vergütung vor. Die Voraussetzungen und die Vergütungshöhe für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das

01.01.2024

durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent pro Kalenderjahr an getrennt erfassten Bioabfällen gewonnen worden ist, findet sich in § 27a EEG 2012. Die Vergütungsvoraussetzungen entsprechen im Wesentlichen den Fördervoraussetzungen nach § 45 EEG 2014, die bereits unter Teil 2E.III. dargestellt wurden. Hinsichtlich des Anwendungsbereichs von § 27a EEG 2012 seit dem 01.08.2014 gilt das oben zur Vergütung für Strom aus Biomasse nach § 27 EEG 2012 Gesagte. Die Vergütungsvorschrift kommt über die Übergangsregelung des § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 – ggf. modifiziert durch das EEG 2014 und das EEG 2017 – für Bestandsanlagen zur Anwendung, die nach dem Inbetriebnahmebegriff des EEG 2012 seit dem 01.01.2012 und vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden. Auch für Anlagen, die von den Übergangsregelungen des § 100 Abs. 3 S. 2 bis 6 EEG 2017 Gebrauch machen, also nach dem 31.07.2014 erstmals auf Biogas umgestellt werden, aber dieses aus bestimmten GAA beziehen (und ggf. ein anderes Biomethan-BHKW endgültig stillgelegt werden muss), bestimmt sich die Vergütung im Grundsatz nach dem EEG 2012 und damit im Fall der Bioabfallvergärung nach § 27a EEG 2012. Weiterhin gelten die Vergütungsregelungen des EEG 2012 auch für Anlagen, die bereits vor dem 23.01.2014 genehmigt oder zugelassen wurden und erstmals vor dem 01.01.2015 Strom einspeisen, vgl. § 100 Abs. 4 EEG 2017. zu den Einzelheiten vgl. oben unter Teil 2G.I.

Nach der Übergangsregelung des § 66 Abs. 1 Nr. 13 EEG 2012, die nach § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 weiter anwendbar bleibt, kann die Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen zudem auch für Strom aus vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommenen Bestandsanlagen beansprucht werden.

1) Gesetzliche Anforderungen

a) Biogas aus Biomasse mit mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen / Gasabtausch

Vergütungsfähig ist nach § 27a Abs. 1 EEG 2012 die Verstromung von Biogas, das aus Biomasse mit einem Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent pro Kalenderjahr an bestimmten Arten getrennt erfasster Bioabfälle gewonnen wurde. Auf diese Bioabfallquote angerechnet werden **Bioabfälle**, die in der Anlage 1 Nummer 1 Spalte 2 der Bioabfallverordnung

01.01.2024

unter den Abfallschlüsseln 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 genannt werden. Namentlich betrifft dies **biologisch abbaubare Abfälle** (Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände und pflanzliche Bestandteile des Treibseils), **gemischte Siedlungsabfälle** im Sinne der Bioabfallverordnung (vom Hausmüll getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, also vor allem aus der sog. Biotonne) und **Marktabfälle**.

Der Nachweis über die stoffliche Eigenschaft und den Anteil an der Biogaserzeugung ist über ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe zu führen.

Bei der Aufbereitung und Einspeisung des aus den Bioabfällen erzeugten Biogases in das Erdgasnetz sind zudem die Regelungen des **Gasabtauschs** nach § 27c Abs. 1 EEG 2012 zu beachten: Danach gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomethan (also aufbereitetes und eingespeistes Biogas), soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Biomethan entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist und wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind. Hinsichtlich der Anforderungen des Gasabtauschs kann auf die Ausführungen unter G.II.1a) verwiesen werden.

b) **Ausschließlichkeit**

Weitere Vergütungsvoraussetzung ist gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2014 wiederum, dass in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der BHKW-Betreiber muss also nachweisen können, dass der Strom, für den die EEG-Vergütung beansprucht wird, insgesamt (also auch über die Erfüllung der Bioabfallquote von 90 Masseprozent pro Kalenderjahr hinaus) **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV 2012 erzeugt wurde. Auch für die Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen nach § 27a EEG

01.01.2024

2012 ist daher ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Anlage nicht in alternierend-bivalenter Fahrweise – also zeitversetzt mit erneuerbaren und fossilen Energieträgern – betrieben wird. Wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)b) dargestellt, ist eine „grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise (also der zeitversetzte Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV und sonstiger Biomasse) grundsätzlich ebenso zulässig, wie eine „grüne Mischfeuerung“. Allerdings ist dabei zu beachten, dass für die Vergütung nach § 27a Abs. 1 EEG 2012 in diesem Fall die Bioabfallquote von durchschnittlich 90 Masseprozent pro Kalenderjahr nicht unterschritten wird.

c) **Bilanzielle Teilbarkeit**

Zwar lässt das EEG 2014 eine bilanzielle Zuordnung von Einsatzsubstraten auf daraus erzeugte Biogasteilmengen nunmehr auch im Rahmen der Vergütungsregelungen des EEG 2012 grundsätzlich zu, vgl. dazu bereits oben unter IV.1)c). Allerdings führt dies nach Ansicht der Gutachter nicht dazu, dass der durch § 27a EEG 2012 vorgegebene Anteil von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent an getrennt gesammelten Bioabfällen im Sinne der oben genannten Bioabfallschlüssel dadurch eingehalten werden kann, dass Biogasteilmengen aus verschiedenen Fermentern kombiniert werden, die für sich betrachtet diese 90-Prozent-Grenze nicht einhalten. Denn auch § 27a EEG 2012 knüpft nach unserem Verständnis hinsichtlich dieser 90-Prozent-Grenze an die Biogaserzeugung und der hierzu eingesetzten Stoffe an, vgl. dazu bereits oben unter Teil 2C.III.1)c).

Allerdings dürfte es unserer Ansicht nach aber möglich sein, Biomethanmengen, die unter Einhaltung der 90-Prozent-Grenze in Bezug auf die Vergärung erzeugt wurden, nach § 47 Abs. 7 EEG 2014 in „sortenreine“ Bioabfallgasmengen und Biogasteilmengen aus anderer Biomasse aufzuteilen, um diese Teilmengen z. B. in verschiedene Absatzmärkte oder einer Verwertung nach unterschiedlichen Normen des EEG 2012 (§§ 27 und 27a EEG 2012) zu bringen.

01.01.2024

d) Einrichtung zur Nachrotte

Weitere Vergütungsvoraussetzung ist, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle **unmittelbar** mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

e) Technisch gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers

Eine weitere Vergütungsvoraussetzung für alle Anlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, enthält – wie bereits oben unter Teil 2C.II.1)e) dargestellt – § 9 Abs. 5 EEG 2014. Danach muss ein **ab dem 01.01.2012 neu errichtetes Gärrestlager** am Standort der Biogaserzeugung **technisch gasdicht abgedeckt** sein und die **hydraulische Verweilzeit** in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System **mindestens 150 Tage** betragen. Zur Problematik, ob § 9 Abs. 5 EEG 2017 ggf. auf Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme unter dem EG 2012 anzuwenden ist und die Pflicht zur gasdichten Abdeckung daher für ab dem, 01.01.2012 errichtete Gärrestlager entfällt, vgl. oben unter Teil 2G.III.1)d). Dies gilt nur dann nicht, wenn zur Biogaserzeugung **ausschließlich Gülle** eingesetzt wird. Zudem müssen bei der Biogaserzeugung **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

f) Leistungsgrenze für feste Einspeisevergütung bzw. Direktvermarktung

Die feste EEG-Einspeisevergütung kann für ab 01.01.2014 in Betrieb genommene Anlagen nur noch in Anspruch genommen werden, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 kW nicht übersteigt, § 27a Abs. 2 EEG 2012. Für Strom aus ab dem 01.01.2014 in Betrieb genommene Anlagen mit einer höheren installierten Leistung als 750 kW kann vom Netzbetreiber nur noch die Marktprämie in Anspruch genommen werden. Für die zuletzt genannten Anlagen wird damit die Direktvermarktung obligatorisch festgeschrieben. Für alle anderen vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommenen Anlagen soll es hingegen bei dem auch bisher bestehenden Wahlrecht zwischen der festen Einspeisevergütung und der Direktvermarktung des erzeugten Stroms bleiben. Denn § 100 Abs. 2

01.01.2024

Nr. 6 EEG 2017 nimmt für solche Bestandsanlagen die Regelung des § 37 Abs. 2 EEG 2014 von der Anwendung aus, die eine feste Einspeisevergütung in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme nur für bestimmte „kleinere“ Anlagen zulässt.

Die installierte Leistung der Anlage ist ein Merkmal, dass an der Stromerzeugung anknüpft und damit „außerhalb“ der Systemgrenzen des Biogasregisters liegt. Der Nachweis über dieses Merkmal ist daher mit anderen, geeigneten Nachweismitteln als dem Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister zu führen. Allerdings behält der Beschaffenheitsnachweis über das Biogasregister – unabhängig von der Einhaltung der Leistungsgrenze – insoweit Relevanz, als der Nachweis über die Eigenschaften des zur Stromerzeugung eingesetzten Biogases auch bei Inanspruchnahme der Marktprämie geführt werden muss. Denn in diesem Fall ist die feste EEG-Einspeisevergütung – hier nach § 27a EEG 2012 – der für die Berechnung der Marktprämie anzulegende Wert, weshalb der Nachweis gegenüber dem Netzbetreiber unserer Einschätzung nach wie für die feste Einspeisevergütung geführt werden muss.

g) Historische Höchstbemessungsleistung

Auch die Vergütung für Strom aus Bioabfallvergärung ist auf die historische Höchstbemessungsleistung bzw. 95 Prozent der am 31.07.2014 bzw. 31.12.2016 installierten Leistung der Anlage gedeckelt, vgl. dazu bereits oben unter Teil 2G.III.1)f). Für den darüber hinausgehenden und eingespeisten Strom kann nur der Monatsmarktwert beansprucht werden, vgl. § 101 Abs. 1 EEG 2017.

h) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 und 6 EEG 2017 – 1. Alt.)

Sofern das Biogas zur Stromerzeugung in BHKW eingesetzt wird, die erstmals nach dem 31.07.2014 auf Biogas umgestellt werden, gelten – wie bereits festgestellt – der „alte“ Inbetriebnahmebegriff und damit auch im Grundsatz die „alten“ Fördersätze des EEG 2012 (oder der Vorgängerfassungen), wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biomethan ausschließlich aus GAA stammt, die vor dem 23.01.2014 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben und

01.01.2024

nachgewiesen wird, dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (vgl. § 100 Abs. 3 Satz. 2 EEG 2017). In der 1. Alt. darf also Biomethan aus am 23.01.2014 bereits in Betrieb befindlichen (und einspeisenden) GAA in BHKW – abweichend zur Grundregel in § 100 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 i.V.m. § 5 Nr. 21 EEG 2014 – grundsätzlich zu den „alten“ Fördersätzen des EEG 2012 (oder einer Vorgängerfassung) eingesetzt werden, auch wenn diese BHKW erstmals nach Inkrafttreten des EEG 2014 von einem fossilen Betrieb ausschließlich auf Biogas umgestellt werden, vgl. dazu im Einzelnen oben unter **Teil 2H.I.2).**

i) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2014 – 2. Alt.)

Auch Biogas aus GAA, die vor dem 23.01.2014 genehmigt wurden und vor dem 01.01.2015 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben, kann unter bestimmten Bedingungen noch zu den „alten“ Fördersätzen des EEG 2012 (oder der Vorgängerfassungen) verstromt werden. Wird das Biomethan aus solchen GAA nach dem 01.08.2014 zur Stromerzeugung eingesetzt, können für den daraus erzeugten Strom die „alten“ Fördersätze beansprucht werden. Ab dem 01.01.2015 gilt dies jedoch nur, wenn nachgewiesen wird, dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung stillgelegt wurde. Ob und in welchem zeitlichen Umfang die BHKW, die von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, an eine bestimmte GAA oder eine Gruppe von GAA gebunden sind, ist nach dem insoweit widersprüchlichen Wortlaut dieser Regelung unklar, vgl. dazu im Einzelnen oben unter Teil 2E.I.3). Welche Rechtsauffassung sich hierzu durchsetzen wird, ist derzeit offen.

2) Was ist nachzuweisen?

Für den Anspruch auf die Vergütung nach § 27a Abs. 1 EEG 2012 ist nachzuweisen, dass der Strom in einer Anlage erzeugt wurde, in der **ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien** erzeugt wird (nach der hier vertretenen Auffassung insbesondere: **keine alternierend-bivalente Fahrweise**).

01.01.2024

Zudem ist nachzuweisen, dass der Strom aus Biogas erzeugt wurde, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der BiomasseV mit einem **Anteil von durchschnittlich 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle** – biologisch abbaubare Abfälle, gemischte Siedlungsabfälle, Marktabfälle – im Sinne der Bioabfallverordnung gewonnen wurde. Der Nachweis über Art und Menge dieser Einsatzsubstante ist über das **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft zu führen.

Weiterhin müssen die Umstände, die der Fiktion des Gasabtauschs zugrunde liegen, nachgewiesen werden: Dies betrifft insbesondere den **Mengennachweis** und die **zeitliche Abfolge** der **ingespeisten** und aus dem Erdgasnetz **entnommenen Gasmengen** sowie die Verwendung von **Massenbilanzsystemen** für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz. Letzteres kann nach unserer Einschätzung mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden, wenn Kaufgegenstand Biogas ist, nicht aber ein Zertifikat.

Auch über die Einhaltung der technischen Vorgaben bei der Biogaserzeugung ist ein Nachweis zu führen: Es muss nachgewiesen werden, dass die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden. Zudem muss ein ab dem 01.08.2014 errichtetes **Gärrestlager** bei einer **hydraulischen Verweilzeit im System von 150 Tagen technisch gasdicht abgedeckt** werden *oder* es ist – alternativ – nachzuweisen, dass zur Biogaserzeugung **ausschließlich Gülle** eingesetzt wurde. Weiterhin muss der BHKW-Betreiber dem Netzbetreiber gegenüber nachweisen können, dass bei der Biogaserzeugung **zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas (z.B. Gasfackel, zusätzliches BHKW, Speicher) verwendet werden.

Sofern das Biogas in BHKW eingesetzt wird, die seit dem 01.08.2014 erstmals von fossilen Energien auf den Betrieb mit Biogas umgestellt werden und die von der Übergangsregelung des

01.01.2024

§ 100 Abs. 3 Satz 2 bis 6 EEG 2017 Gebrauch machen, ist nachzuweisen, dass das Biogas aus einer **GAA** stammt, die bereits **vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (1. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 4 EEG 2017) oder die **vor dem 23.01.2014 genehmigt** wurde und **nach dem 31.07.2014 und vor dem 01.01.2015 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und – für Umstellungen nach dem 31.12.2014 – dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (2. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017). Die Stilllegung eines anderen Biomethan-BHKW ist jedoch freilich ein Umstand, der außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregisters – über das Anlagenregister der BNetzA – nachzuweisen ist.

Ebenfalls außerhalb des Registers muss die Stromerzeugung in KWK, die installierte Leistung der Anlage von nicht mehr als 750 kW bei Inbetriebnahme nach dem 31.12.2013 und die „historische“ Höchstbemessungsleistung bzw. alternativ die am 31.07.2014 bzw. 31.12.2016 installierte Leistung der Anlage nachgewiesen werden.

VI. Gasaufbereitungs-Bonus

Zusätzlich zur Grundvergütung für Strom aus Biomasse nach § 27 Abs. 1 EEG 2012, ggf. den Zusatzvergütungen für die Einsatzstoffvergütungsklassen I oder II nach § 27 Abs. 2 EEG 2012, oder der Grundvergütung für die Vergärung von Bioabfällen nach § 27a EEG 2012 kann gemäß § 27c Abs. 2 EEG 2012 für Strom aus Anlagen, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, ein Gasaufbereitungs-Bonus beansprucht werden. Voraussetzungen und Höhe dieses Bonus regelt die Anlage 1 zum EEG 2012. Sowohl § 27c Abs. 2 EEG 2012 als auch die Anlage 1 zum EEG 2012 bleiben nach § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 auf Bestandsanlagen weiter anwendbar.

1) Gesetzliche Anforderungen

Der Gasaufbereitungs-Bonus kann für Strom aus Anlagen beansprucht werden, die im sog. **Gasabtausch** nach § 27c Abs. 1 EEG 2012 betrieben

01.01.2024

werden, wenn nachweislich folgende Voraussetzungen aus Anlage 1 Ziff. 1, a) bis d) EEG 2012 eingehalten werden:

- **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens **0,2 Prozent**,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas**,
- Bereitstellung der **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und
- **Nennleistung** der **Gasaufbereitungsanlage** von höchstens **1.400 Normkubikmetern** aufbereitetem Biogas pro Stunde.

Die Höhe des Gasaufbereitungs-Bonus ist zudem abhängig von der **Kapazität der Gasaufbereitungsanlage**. Genannt sind in Anlage 1 Ziff. 2 EEG 2012 Gasaufbereitungsanlagen mit einer maximalen Kapazität von 700, 1.000 und 1.400 Normkubikmetern aufbereitetem Biogas pro Stunde. Wird das Gas in Gasaufbereitungsanlagen mit einer maximalen Kapazität von mehr als 1.400 Normkubikmetern aufbereitetem Biogas pro Stunde aufbereitet, entfällt der Bonus vollständig.

2) Was ist nachzuweisen?

Der Gasaufbereitungs-Bonus kann zusätzlich zur Vergütung für Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV bzw. für die Vergärung von Bioabfällen beansprucht werden. Deshalb sind immer auch die Umstände für diese Vergütungen – insbesondere auch sämtliche Voraussetzungen des Gasabtauschs im Sinne des § 27c Abs. 1 EEG 2012 – nachzuweisen. Soll zusätzlich der Gasaufbereitungs-Bonus in Anspruch genommen werden, hat der BHKW-Betreiber gegenüber dem Netzbetreiber folgende Umstände nachzuweisen:

- **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens **0,2 Prozent**,

01.01.2024

- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas**,
- Bereitstellung der **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und
- **Nennleistung** der **Gasaufbereitungsanlage** von höchstens **1.400 Normkubikmetern** aufbereitetem Biogas pro Stunde.

I. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2009

Wie bereits unter Teil 2A.I. festgestellt, gelten auch nach Inkrafttreten des EEG 2021 für Anlagen, die bereits vor dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden, die Vorschriften des EEG 2017, einschließlich der Übergangsbestimmungen des EEG 2017 (vgl. § 100 Abs. 1 EEG 2021). Nach § 100 EEG 2017 ist auf Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, im Grundsatz die Regelungen des EEG 2014 anzuwenden. Allerdings ordnet die Übergangsregelung des § 100 Abs. 2 Nr. 10c) EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 an, dass in weiten Teilen die Vergütungsregelungen des EEG 2009 für Anlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2009 anwendbar bleiben sollen. Ausweislich der Begründung zu dieser Norm soll nämlich nicht in bestehende Vergütungsvorschriften eingegriffen werden. Das EEG 2009 behält damit auch nach Inkrafttreten des EEG 2021 hinsichtlich der Vergütungsregelungen einen weiten Anwendungsbereich für alle vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommenen Anlagen (Bestandsanlagen). Die Vergütung für diese Anlagen bestimmt sich im Grundsatz nach den Vergütungsregelungen des EEG 2009, die teilweise durch das EEG 2014 oder das EEG 2017 oder das EEG 2021 modifiziert werden. Darüber hinaus sind auf EEG 2009-Bestandsanlagen aber in weiten Teilen die Regelungen des EEG 2014 und anzuwenden. Die Vergütungsvorschriften des EEG 2009 kommen deshalb über die Übergangsregelung des § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 – ggf. modifiziert durch das EEG 2012, das EEG 2014, das EEG 2017 oder das EEG 2021 – für Bestandsanlagen zur Anwendung, die nach dem Inbetriebnahmebegriff des

01.01.2024

EEG 2009 vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden. Auch für Anlagen, die von den Übergangsregelungen des § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 6 EEG 2017 Gebrauch machen, also nach dem 31.07.2014 erstmals auf Biogas umgestellt werden, aber dieses aus bestimmten GAA beziehen, kann sich – bei erstmaliger Stromerzeugung im BHKW unter Geltung des EEG 2009 – die Vergütung im Grundsatz nach dem EEG 2009 bestimmen, sofern § 100 Abs. 3 nach § 100 Abs. 1 EEG 2021 weiterhin anwendbar ist (s.o., Teil F., I., 2)).

Die Vergütung für Strom aus Biomasse kann beansprucht werden, wenn die gesetzlichen Anspruchsvoraussetzungen der betreffenden Vergütungsnormen nach dem EEG 2009, ggf. modifiziert durch das EEG 2012, das EEG 2014 und das EEG 2017, und der im Übrigen anwendbaren Regelungen des EEG 2021 vorliegen und auch keine sonstigen Hindernisse bestehen. Die energieträgerspezifischen Vergütungsvoraussetzungen und die Vergütungshöhe für Strom aus Biomasse regelt § 27 EEG 2009 in Verbindung mit den Anlagen 1 bis 3 zum EEG 2009. Je nach Qualität des Biogases bzw. der zur Erzeugung des Biogases eingesetzten Rohstoffe sowie der angewandten Verfahrensweisen kommt für den aus Biogas erzeugten Strom die Grundvergütung, der Technologie-Bonus, der Nawaro-Bonus und der KWK-Bonus in Betracht.

I. Grundvergütung

1) Gesetzliche Anforderungen

Gemäß § 27 Abs. 1 EEG 2009, der nach § 100 Abs. 2 Nr. 10 c) EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 weiter anzuwenden ist, kann für Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV bis einschließlich einer Leistung von 20 MW eine nach der Anlagenleistung gestaffelte Grundvergütung verlangt werden. Die Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2009 kann zudem nur für Strom beansprucht werden, der **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wird, vgl. § 19 Abs. 1 EEG 2014.

a) Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch

Erste Voraussetzung ist, dass der Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV nach § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2009 erzeugt wird. Gemäß

01.01.2024

§ 66 Abs. 2 EEG 2009 tritt, soweit im EEG 2009 auf die Rechtsverordnung nach § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2009 verwiesen wird, an deren Stelle die Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001, in der jeweils geltenden Fassung (im Folgenden: **BiomasseV**). Nach dieser dynamischen Verweisung ist die BiomasseV in der jeweils aktuellen Fassung auch für Strom aus Anlagen anzuwenden, die vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. Für den Vergütungsanspruch nach § 27 Abs. 1 EEG 2009 ist also maßgeblich, ob es sich um Biomasse im Sinne der BiomasseV handelt. Zu den gesetzlichen Voraussetzungen nach der BiomasseV kann an dieser Stelle auf das unter Teil 2C.II.1)a) Gesagte verwiesen werden. Eine „Rückausnahme“ hierzu enthält § 66 Abs. 2 EEG 2012, der nach § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 weiter anzuwenden ist: Danach gilt für Strom aus Biomasseanlagen, die vor dem 01.01.2013 in Betrieb genommen worden sind und Altholz zur Stromerzeugung einsetzen, die BiomasseV in der am 31.12.2011 geltenden Fassung. Allerdings dürfte die Einspeisung von Biogas aus Altholz in das Erdgasnetz aus Sicht der Gutachter wenig praktische Relevanz haben, weshalb diese Regelung für die rechtlichen Anforderungen an das Biogasregister wohl eher eine untergeordnete Rolle spielen dürfte.

Soll das Rohbiogas auf Erdgasqualität – zu Biogas – aufbereitet, in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist und an anderer Stelle zur EEG-Strom- sowie zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden, wird physikalisch betrachtet regelmäßig Erdgas in den jeweiligen BHKW eingesetzt. Gemäß § 27 Abs. 2 EEG 2009 gilt aus dem Gasnetz entnommenes Gas jedoch als Biogas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des EEG in das Gasnetz eingespeist worden ist („**Gasabtausch**“).

Betrachtungszeitraum ist danach – wie bei § 44b Abs. 5 EEG 2017, § 47 Abs. 6 EEG 2014 und § 27c Abs. 1 EEG 2012 – das **Kalenderjahr**. Hinsichtlich der Speicher- und der (begrenzten) Kreditfunktion des Gasnetzes gilt das unter Teil 2C.II.1)a) Gesagte. Eine Verpflichtung zur Verwendung von **Massenbilanzsystemen** enthält die Regelung zum Gasabtausch in § 27 Abs. 2 EEG 2009 zwar nicht. Allerdings sieht die Übergangsregelung des § 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 für Strom aus Anlagen,

01.01.2024

die nach dem Inbetriebnahmebegriff des EEG 2009 vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, vor, dass § 44b Abs. 5 Nr. 2 EEG 2017 – und damit die Verpflichtung zur Verwendung von Massenbilanzsystemen – für Strom, der nach dem 31.07.2014 erzeugt worden ist, anzuwenden ist. Ausweislich der Begründung zu der Vorgängerfassung dieser Norm in § 47 Abs. 6 Nr. 2 EEG 2014 sollte damit redaktionell klargestellt werden, dass das Massenbilanzierungserfordernis auch für Anlagen gilt, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind. Weil § 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 anlagenbezogen formuliert ist, spricht damit aus unserer Sicht viel dafür, dass der Gesetzgeber mit dieser Norm die Pflicht zur Massenbilanzierung für alle vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommenen Bestandsanlagen jedenfalls ab dem 01.08.2014 verpflichtend einführen wollte.

Eine weitere Vergütungsvoraussetzung für Anlagen, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biogas einsetzen, enthält § 27 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2009. Dieser regelt, dass die Anlagen, die aus dem Gasnetz entnommenes Biogas im Sinne des § 27 Abs. 2 EEG 2009 einsetzen, nur dann einen Vergütungsanspruch nach § 27 EEG 2009 haben, soweit der Strom in **Kraft-Wärme-Kopplung** nach Maßgabe der Anlage 3 erzeugt wird. Dieser Umstand liegt jedoch „hinter“ der Systemgrenze (vgl. obige Ausführungen sowie Abbildung 3) und kann daher nicht mittels des Beschaffenheitsnachweises über das Biogasregister geführt werden.

b) **Ausschließlichkeit gemäß § 16 Abs. 1 EEG 2009**

Weitere Voraussetzung ist, dass der zu vergütende Strom **ausschließlich** aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wird, vgl. § 16 Abs. 1 EEG 2009, der über §§ 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017, 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2012 weiter anzuwenden ist. Die Formulierung des § 16 Abs. 1 EEG 2009 ist – wie in § 19 Abs. 1 EEG 2017 und § 19 Abs. 1 EEG 2014 – nach unserem Verständnis anlagenbezogen zu verstehen. Deshalb kann auch zur Ausschließlichkeit auf die Ausführungen zur Förderung von Strom aus Biomasse nach § 42 EEG 2017 vollumfänglich verwiesen werden (vgl. dazu oben unter Teil 2C.II.1)b). Die alternierend-bivalente Fahrweise auch von Bestandsanlagen – also der zeitlich versetzte Einsatz von erneuerbaren und fossilen Energieträgern – ist daher unseres

01.01.2024

Erachtens ebenso wie eine Mischfeuerung – also der zeitgleiche Einsatz von erneuerbaren und fossilen Energieträgern – nach § 16 Abs. 1 EEG 2009 unzulässig. Zulässig ist es allein, dass sich die eingespeisten und dem Gasnetz im Wege des Gasabtauschs an anderer Stelle entnommenen Gasmengen erst am Ende des kalenderjährlichen Betrachtungszeitraumes nach § 27 Abs. 2 EEG 2009 entsprechen.

c) Historische Höchstbemessungsleistung

Auch die Vergütung für Strom aus Biogas-Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2009 ist auf die historische Höchstbemessungsleistung bzw. 95 Prozent der am 31.07.2014 bzw. am 31.12.2016 installierten Leistung der Anlage gedeckelt. Für den darüber hinausgehenden und eingespeisten Strom kann nur der Monatsmarktwert beansprucht werden, vgl. § 101 Abs. 1 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021.

d) Weitere Voraussetzungen

Zudem sehen die Übergangsregelungen §§ 100 Abs. 1 EEG 2021, 100 Abs. 2 Nr. 10b) EEG 2017, 66 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012 i.V.m. § 6 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2012 vor, dass auch Bestands-BHKW seit dem 01.01.2014 nachweisen müssen, dass bei der Biogaserzeugung zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung der Freisetzung von Biogas verwendet wurden.

e) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 bis 4 EEG 2017 – 1. Alt.)

Sofern das Biogas zur Stromerzeugung in BHKW eingesetzt wird, die erstmals nach dem 31.07.2014 auf Biogas umgestellt werden, gilt – wie bereits festgestellt – der „alte“ Inbetriebnahmebegriff und damit auch im Grundsatz die „alten“ Fördersätze des EEG 2009, wenn das BHKW erstmals unter Geltung des EEG 2009 Strom erzeugt hat. Voraussetzung ist, dass das zur Stromerzeugung eingesetzte Biomethan ausschließlich aus GAA stammt, die vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben und ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (1. Alt. nach

01.01.2024

§ 100 Abs. 3 Satz 2 und 3 EEG 2017). In der 1. Alt. darf also Biogas aus am 23.01.2014 bereits in Betrieb befindlichen (und einspeisenden) GAA in BHKW – abweichend zur Grundregel in § 100 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 i.V.m. § 5 Nr. 21 EEG 2014 – grundsätzlich zu den „alten“ Fördersätzen der Vorgängerfassungen des EEG 2014 und des EEG 2017 eingesetzt werden, auch wenn diese BHKW erstmals nach Inkrafttreten des EEG 2014 von einem fossilen Betrieb ausschließlich auf Biogas umgestellt werden.

f) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 – 2. Alt.)

Auch Biogas aus GAA, die vor dem 23.01.2014 genehmigt wurden und vor dem 01.01.2015 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben, kann unter bestimmten Bedingungen noch zu den „alten“ Fördersätzen des EEG 2009 verstromt werden. Wird das Biomethan ausschließlich aus solchen GAA nach dem 01.08.2014 zur Stromerzeugung eingesetzt, können für den daraus erzeugten Strom die „alten“ Fördersätze beansprucht werden. Dies gilt allerdings nur, wenn das (Bestands-)BHKW vor dem 01.01.2015 nicht mit Biomethan aus einer anderen GAA betrieben wurde. Für Biomethan-Umstellungen ab dem 01.01.2015 muss zudem nachgewiesen werden, dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung stillgelegt wurde. Ob und in welchem zeitlichen Umfang die BHKW, die von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, an eine bestimmte GAA oder eine Gruppe von GAA gebunden sind, ist nach dem insoweit widersprüchlichen Wortlaut dieser Regelung jedoch unklar. Welche Rechtsauffassung sich hierzu durchsetzen wird, ist derzeit aus unserer Sicht offen.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Damit für den erzeugten Strom die Grundvergütung gemäß § 27 Abs. 1 EEG 2009 beansprucht werden kann, muss gegenüber dem Stromnetzbetreiber dargelegt und – im Streitfall – bewiesen werden können, dass der Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Um sicherzustellen, dass die „Fiktion“ des Gasabtauschs nach § 27 Abs. 2 EEG 2009 „greift“, müssen die Voraussetzungen dargelegt werden, welche dieser Fiktion zugrunde liegen, also insbesondere die

01.01.2024

zeitliche Abfolge der Einspeisung in und der Entnahme aus dem Gasnetz. Zudem ist zusätzlich ein Nachweis über die Verwendung von Massenbilanzsystemen für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis zu seiner Entnahme aus dem Gasnetz zu erbringen. Dies kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs) nachgewiesen werden.

Weiterhin muss – außerhalb des Nachweissystems – nachgewiesen werden können, dass der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde. Zudem muss – ebenfalls außerhalb des Registers – die „historische“ Höchstbemessungsleistung bzw. alternativ die am 31.07.2014 bzw. am 31.12.2016 installierte Leistung der Anlage nachgewiesen werden.

Zusätzlich muss – folgt man der hier vertretenen Auffassung – gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden können, dass **keine alternierend-bivalente Fahrweise** – also ein zeitweise versetzter Einsatz von Biogas und Erdgas, vgl. oben unter Teil 2H.III.1)b) – der betreffenden Stromerzeugungseinheit vorliegt. Hierfür ist aus unserer Sicht darzulegen, dass die insgesamt dem Gasnetz entnommene Menge an Biogas am Ende des betreffenden Jahres im Wärmeäquivalent dem eingespeisten Biogas entspricht. Denn dann gilt nach der Regelung des § 27 Abs. 2 EEG 2009 zum Gasabtausch das gesamte in der betreffenden Anlage eingesetzte Gas als Biomasse im Sinne der BiomasseV.

Weiterhin ist ab dem 01.01.2014 nachzuweisen, dass bei der Erzeugung des Biogases zusätzliche **Gasverbrauchseinrichtungen** (z.B. Gasfackel, Ersatz-BHKW, Speicher) verwendet worden sind.

Sofern das Biogas in BHKW eingesetzt wird, die seit dem 01.08.2014 erstmals von fossilen Energien auf den Betrieb mit Biogas umgestellt werden und die von den Übergangsregelungen des § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 6 EEG 2017 Gebrauch machen, ist nachzuweisen, dass das Biogas aus einer **GAA** stammt, die bereits **vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (1. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 4 EEG 2017) oder aus einer GAA, die **vor dem**

01.01.2024

23.01.2014 genehmigt wurde und **nach dem 31.07.2014 und vor dem 01.01.2015** erstmals **Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und – für Umstellungen nach dem 31.12.2014 – dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (2. Alt. nach § 100 Abs. 2 Satz 6 EEG 2017). Die Stilllegung eines anderen Biomethan-BHKW ist dabei freilich ein Umstand, der außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregisters – über das Anlagenregister der BNetzA – nachgewiesen wird.

II. Nawaro-Bonus

1) Gesetzliche Anforderungen

Gemäß § 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2009 erhöhen sich die Vergütungen für Strom aus Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Anlagenleistung, wenn der Strom aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle nach Maßgabe der Anlage 2 zum EEG 2009 erzeugt wird. Die Vergütungsvoraussetzungen für den Nawaro-Bonus sowie die Vergütungshöhe ergeben sich aus der Anlage 2 zum EEG 2009. Nach Ziffer I.1. der Anlage 2 zum EEG 2009 kann der Nawaro-Bonus beansprucht werden, wenn

- der Strom ausschließlich aus **nachwachsenden Rohstoffen** oder **Gülle**, bei anaerober Vergärung auch in einer Kombination mit rein pflanzlichen Nebenprodukten im Sinne der Positivliste Nummer V der Anlage 2 gewonnen wird,
- der Anlagenbetreiber durch ein **Einsatzstoff-Tagebuch** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachweist, dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden und
- auf **demselden Betriebsgelände keine weiteren Biomassenanlagen** betrieben werden, in denen gleichzeitig Strom aus sonstigen, nicht nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wird. Nach der Übergangsregelung des § 66 Abs. 3 EEG 2012, die nach § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 weiter anzuwenden ist, ist diese Anforderung für Bestandsanlagen, die den Nawaro-Bonus beanspruchen, seit dem 01.01.2012 nicht

01.01.2024

mehr einzuhalten. Seit diesem Zeitpunkt können auf dem Betriebsgelände solcher Anlagen auch Biomasseanlagen betrieben werden, in denen keine nachwachsenden Rohstoffe eingesetzt werden, ohne dass dies dem Nawaro-Bonus entgegensteht.

a) **Nachwachsende Rohstoffe oder Gülle**

Der Begriff „**nachwachsende Rohstoffe**“ wird in Ziffer II.1. der Anlage 2 zum EEG 2009 definiert: Danach sind nachwachsende Rohstoffe Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden. Konkretisiert wird diese Begriffsbestimmung zudem über eine Positiv- bzw. Negativliste. Die Anlage 2 zum EEG 2009 enthält in Nr. III eine Positivliste, die solche Stoffe aufzählt, die insbesondere als nachwachsende Rohstoffe im Sinne des EEG 2009 gelten. Diese Aufzählung ist allerdings nicht abschließend, wie der Formulierung „insbesondere“ zu entnehmen ist. Zudem enthält die Anlage 2 in Nr. IV eine Negativliste, die Stoffe nennt, die ausdrücklich nicht als nachwachsende Rohstoffe gelten.

Welche Anforderungen beim Einsatz von **Gülle** gelten, regelt Ziffer II.2 der Anlage 2 zum EEG 2009. Danach fallen unter diesen Begriff alle Stoffe, die Gülle im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1774/ vom 3. Oktober 2002 (ABl. L 273 S. 1) sind.

b) **Mischeinsatz mit pflanzlichen Nebenprodukten**

Für die **anaerobe Vergärung** – also beim Einsatz von **Biogas** – ist der Ausschließlichkeitsgrundsatz durch das EEG 2009 insoweit „gelockert“, dass neben nachwachsenden Rohstoffen auch sog. **rein pflanzliche Nebenprodukte** im Sinne von Ziffer V der Anlage 2 zum EEG 2009 eingesetzt werden dürfen. Der Nawaro-Bonus besteht allerdings gemäß Ziffer I.3 der Anlage 2 zum EEG 2009 ausschließlich für den Anteil des Stroms, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt worden ist.

Bei einem Mischeinsatz von Nawaro und pflanzlichen Nebenprodukten zur Biogaserzeugung fragt sich wiederum, wie bereits zum Mischeinsatz von

01.01.2024

Einsatzstoffen der Vergütungsklassen I und II im EEG 2012 (vgl. oben unter Teil 2H.IV.1c)), was dies in dem hier zu untersuchenden Fall der Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz für den gegenüber dem Stromnetzbetreiber zu erbringenden Nachweis bedeutet: Haftet das aus dem bestimmten Mischungsverhältnis resultierende **individuelle Eigenschaftsprofil** (z. B. zu 80 Prozent Nawaro-Substrate und 20 Prozent pflanzliche Nebenprodukte) **jeder einzelnen Kilowattstunde** Biogas aus demselben Fermenter und damit auch **dem daraus erzeugten Strom** an? Oder kann die Gesamtmenge an Biogas vor der Stromerzeugung derart in **Teilmengen** aufgeteilt werden, dass an unterschiedliche Verwender reine Biogasteilmengen aus Nawaro und pflanzlichen Nebenprodukten verschiedener Zusammensetzungen (im Beispiel 80 Mengeneinheiten Nawaro und 20 Mengeneinheiten pflanzliche Nebenprodukte) geliefert werden können?

Diese Frage hat der Gesetzgeber mit der Gesetzesnovelle zum EEG 2014 nunmehr ausdrücklich geregelt: Eine **bilanzielle Zuordnung** von Einsatzstoffen auf daraus erzeugte Biogasteilmengen lässt das EEG 2014 für Biogas-Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 nach Ansicht der Gutachter **nicht** zu, vgl. § 100 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017. Die zuletzt genannte Norm regelt, dass die Regelung zur bilanziellen Teilbarkeit des § 47 Abs. 7 EEG 2014 ausschließlich für Anlagen entsprechend anzuwenden ist, die nach dem am 31.07.2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommen worden sind. Auch nach der Begründung zu dieser Übergangsregelung besteht ein Förderanspruch bei bilanzieller einsatzstoffbezogener Teilung von Biomethanmengen nur für den Teil des Anlagenbestandes, der ab dem Jahr 2012 in Betrieb genommen wurde und demnach gerade nicht für Anlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2009.

Gegen eine bilanzielle Aufteilung im EEG 2009 spricht zudem auch, dass die in Ziffer V. Anlage 2 EEG 2009 genannten Standard-Biogaserträge für pflanzliche Nebenprodukte sich auf „Kilowattstunden (elektrisch) pro Tonne Frischmasse“ beziehen. Damit kann über das Produkt Strom aus der zur Biogaserzeugung eingesetzten Frischmasse in Tonnen und dem in der Positivliste ausgewiesenen Standard-Biogasertrag des jeweiligen Einsatzstoffes **allein und unmittelbar** der daraus erzeugte **Stromanteil**

01.01.2024

ermittelt werden. Die in der Positivliste der rein pflanzlichen Nebenprodukte ausgewiesenen Standard-Biogaserträge dienen damit also zur Umrechnung der eingesetzten Einsatzsubstrate unmittelbar in daraus erzeugte Strommengen, wobei über die vorgegebenen Biogaserträge standardisierte Bedingungen (die letztlich nichts mit der tatsächlichen Stromerzeugung zu tun haben) zugrunde gelegt werden.

Das EEG 2009 enthält hingegen **keine** Werte für **Standard-Biogaserträge** für **Nawaro**, über die die zur Biogaserzeugung eingesetzte Frischmasse in gleicher Weise unmittelbar in daraus erzeugten Strom umgerechnet werden könnte. Deshalb kann der aus Nawaro erzeugte Stromanteil nach dem Wortlaut des EEG 2009 ausschließlich über den **Abzug** des rechnerisch ermittelten **Stromanteils aus pflanzlichen Nebenprodukten** von der insgesamt aus Nawaro und pflanzlichen Nebenprodukten erzeugten Strommenge ermittelt werden. Diese gesetzlich vorgesehene „**Abzugsmethode**“ in Bezug auf das Endprodukt Strom hat zur Folge, dass für die Ermittlung der EEG-Vergütung letztlich die gesamte Strommenge bekannt sein muss, die aus dem „Kombi-Gas“ aus Nawaro und pflanzlichen Nebenprodukten erzeugt wurde. Die Ermittlung der ausschließlich aus Nawaro bzw. pflanzlichen Nebenprodukten erzeugten Strommengen ist damit immer erst im Nachhinein – **ex post** – möglich.

Aus Ziffer 1.3. Anlage 2 EEG 2009 folgt, dass der „Anteil nach Satz 1“ – also der Anteil des Stroms, der aus Nawaro erzeugt wurde, durch ein Gutachten nachzuweisen ist. Dem Umweltgutachter muss also bekannt sein, welche Strommengen insgesamt aus welchen Einsatzsubstraten erzeugt wurden. Anhand des Einsatzstofftagebuchs hat der Gutachter die aus den pflanzlichen Nebenprodukten erzeugten Strommengen rechnerisch zu ermitteln und hiervon in Abzug zu bringen. Diese „Abzugsmethode“ lebt also letztlich davon, dass das aus Nawaro und Nebenprodukten erzeugte Biogas in einem (oder mehreren) BHKW zur Stromerzeugung eingesetzt wird, wobei die aus dem Mischgas insgesamt erzeugte Strommenge bekannt sein muss.

Soll das Biogas aus Nawaro und Nebenprodukten hingegen im Wege des Gasabtauschs in verschiedenen BHKW verstromt und dabei in „Reinchargen“ aufgespaltet werden, müssten die in diesen verschiedenen

01.01.2024

BHKW erzeugten Strommengen letztlich wieder „zusammengeführt“ werden, um von dieser Gesamtstrommenge den rechnerisch ermittelten Stromanteil aus pflanzlichen Nebenprodukten in Abzug zu bringen.

Es stellt sich aber in diesem Zusammenhang unseres Erachtens bereits die Frage, wie eine Aufteilung der Einsatzstoffe Nawaro und Nebenprodukte auf die zu veräußernden „Reinchargen“ vorgenommen werden könnte. Die gesetzlich vorgesehene „Abzugsmethode“ sieht, wie gezeigt, lediglich eine Umrechnung der Gewichtseinheiten Frischmassesubstrat unmittelbar in daraus erzeugte Strommengen vor, und dies auch lediglich für die pflanzlichen Nebenprodukte. Um jedoch eine exakte Zuordnung der Substrate auf daraus erzeugte Gasmengen vornehmen zu können, wäre es nach unserer Einschätzung wohl erforderlich, wie z. B. im EEG 2012 für die Ermittlung des Stromanteils EK 0, EK 1 und EK 2 vorgesehen, einen „Zwischenschritt“ einzubauen. So müssten aus dem Verhältnis der eingesetzten Biomassen (Nawaro zu pflanzlichen Nebenprodukten) ggf. über ausgewiesene Standard-Methanerträge das Verhältnis Gas aus Nawaro und Gas aus pflanzlichen Nebenprodukten ermittelt werden. Dieser „Zwischenschritt“ ist im EEG 2009 aber nicht vorgesehen. Auch dies spricht nach unserer Ansicht ganz entscheidend gegen eine bilanzielle Teilbarkeit in „Reinchargen“. Deshalb sollte das Biogasregister unserer Ansicht nach einen Nachweis ermöglichen, wonach jeder in demselben Fermenter erzeugten KWh Biogas insoweit dasselbe Eigenschaftsprofil (Mischgas, keine Aufteilung) anhaftet.

c) „Landschaftspflege-Bonus“

Ein zusätzlicher Bonus kann in den ersten beiden Leistungsstufen für Strom aus Biogasanlagen beansprucht werden, wenn **überwiegend Pflanzen oder Pflanzenbestandteile** eingesetzt werden, **die im Rahmen der Landschaftspflege** anfallen. Nach der Übergangsregelung des § 101 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017 besteht der Anspruch auf den Landschaftspflege-Bonus ab dem 01.08.2014 nur, wenn zur Stromerzeugung überwiegend Landschaftspflegematerial einschließlich Landschaftspflegegras im Sinne von Anlage 3 Nr. 5 zur BiomasseV 2012 eingesetzt werden. Ausweislich der Begründung zur Vorgängerfassung dieser Norm im EEG 2014 soll dadurch klargestellt werden, dass

01.01.2024

insbesondere Marktfrüchte wie Mais, Raps oder Getreide nicht als Landschaftspflegematerial gelten und deshalb nicht auf den Landschaftspflege-Bonus angerechnet werden. Auch Grünschnitt aus der privaten oder öffentlichen Garten- und Parkpflege oder aus Straßenbegleitgrün, Grünschnitt von Flughafengrünland und Abstandsflächen in Industrie- und Gewerbegebieten zählen danach nicht zum Landschaftspflegematerial. „Überwiegend“ werden solche nach Nr. 5 Anlage 3 zur BiomasseV 2012 zulässigen Substrate nach unserem Verständnis dann eingesetzt, wenn ihr Anteil mehr als 50 % beträgt.

d) Weitere Voraussetzungen

Für *immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Biogasanlagen* wird der Nawaro-Bonus außerdem nur dann gewährt, wenn bei der Erzeugung des Biogases das **Gärrestlager gasdicht abgedeckt** und zusätzliche **Gasverbrauchseinrichtungen** für einen Störfall oder für eine Überproduktion verwendet werden. Hier stellt sich wiederum die Frage, ob § 9 Abs. 5 EEG 2017 so zu lesen ist, dass eine gasdichte Abdeckung von nach dem 31.12.2011 errichteten Gärrestlagern nicht mehr erforderlich ist, auch wenn sie älteren BHKW zuzuordnen sind. Dagegen spricht aber, dass nach den Übergangsregelungen des EEG 2017 Ziff. I.4. Anlage 2 EEG 2009, aus der sich die Pflicht zur gasdichten Abdeckung ergibt, weiter anzuwenden ist. Zudem gilt für Anlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2009 die „150-Tage-Verweildauer-Regelung“ nicht, die aber Grund für die Streichung dieser Pflicht in § 9 Abs. 5 EEG 2017 war (vgl. dazu bereits oben Teil 2H.III.1d). Dies spricht unserer Einschätzung nach erheblich dagegen, dass § 9 Abs. 5 EEG 2017 auf Anlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2009 anzuwenden ist. Weil diese nicht die Vorgaben zur Verweilzeit einhalten müssen, kann nicht sichergestellt werden, dass die Gärreste völlig „ausgegast“ sind. Wendete man § 9 Abs. 5 EEG 2017 auf Anlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2009 an, führte dies – neben der Erleichterung, dass neuere Gärrestlager nicht mehr gasdicht abgedeckt werden müssen – auch zu einer Verschärfung. Denn im Hinblick auf die sicherzustellende Verweildauer von 150 Tagen könnten wohl erhebliche Nachinvestitionen in die Anlagen erforderlich werden. Dies wäre unter dem Aspekt des Vertrauensschutzes problematisch, was ebenfalls gegen eine Anwendung von § 9 Abs. 5 EEG 2017 auf EEG „2009er BHKW“ spricht.

01.01.2024

Gemäß Ziffer VII.2. der Anlage 2 zum EEG 2009 entfällt der Anspruch auf den Bonus endgültig, sobald die Voraussetzungen nicht mehr erfüllt sind. Liegen die Vergütungsvoraussetzungen nicht **dauerhaft** vor – können sie also auch nur einmal nicht erfüllt werden – kann der Nawaro-Bonus auch für die Zukunft nicht mehr beansprucht werden. Können den im Wege des Gasabtauschs erworbenen und in der Stromerzeugungseinheit eingesetzten Gasmengen am Ende des Kalenderjahres nicht im Wärmeäquivalent entsprechende Mengen an eingespeistem Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen gegenüber gestellt werden, entfällt der Anspruch auf den Nawaro-Bonus auch für die Zukunft.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Um den Nawaro-Bonus für den erzeugten Strom beanspruchen zu können, müssen – zusätzlich zu den Voraussetzungen des Gasabtauschs und einer nach § 19 Abs. 1 EEG 2014 zulässigen Fahrweise der Anlagen – die soeben dargestellten Voraussetzungen für einen Anspruch auf den Nawaro-Bonus dargelegt und ggf. auch bewiesen werden können. Es muss damit nachgewiesen werden können,

- dass das im Wege des Gasabtauschs erworbene und zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas aus **nachwachsenden Rohstoffen** (ggf. auch zu mehr als 50 % aus **Pflanzen bzw. Pflanzenbestandteilen aus der Landschaftspflege** im Sinne von Anlage 3 Nr. 5 zur BiomasseV 2012 oder in Kombination mit **rein pflanzlichen Nebenprodukten**) oder **Gülle** erzeugt wurde, die den oben unter Teil 2H.II. dargestellten Voraussetzungen entsprechen und
- dass das Gärrestlager gasdicht abgedeckt ist und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen für einen Störfall oder eine Überproduktion vorhanden sind.

III. Technologie-Bonus

1) Gesetzliche Anforderungen

Nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2009 erhöhen sich die Vergütungen für Strom, der durch innovative Technologien nach Maßgabe der Anlage 1 zum

01.01.2024

EEG 2009 erzeugt wird. Anlage 1 zum EEG 2009 regelt die einzelnen Voraussetzungen, die für einen Anspruch auf den Technologie-Bonus erfüllt werden müssen. Danach gilt der Bonus generell zunächst bis zu einer Anlagenleistung bis einschließlich 5 MW. Da dies die Stromerzeugungseinheit betrifft, ist dieser Umstand „hinter der Systemgrenze“ (vgl. oben Teil 2E) verankert und ist somit anderweitig als über das Biogasregister nachzuweisen.

Weitere Voraussetzung ist der Einsatz eines der in Anlage 1 zum EEG 2009 genannten innovativen Verfahrens der „Gasaufbereitung“ bzw. der „innovativen Anlagentechnik“.

Der Anspruch auf den Technologie-Bonus besteht gemäß Ziffer I. der Anlage 1 zum EEG 2009 für Strom, soweit das zur Erzeugung eingesetzte und nach der Regelung zum Gasabtausch (§27 Abs. 2 EEG 2009) in das Erdgasnetz eingespeiste Gas **auf Erdgasqualität aufbereitet** wird und folgende weitere Voraussetzungen vorliegen:

- Maximale **Methanemissionen** in die Atmosphäre (sog. „Methanschlupf“) bei der Aufbereitung von 0,5 Prozent – seit dem 01.05.2012 gilt aber auch für Bestandsanlagen insoweit ein Grenzwert von 0,2 Prozent (vgl. §§ 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017, 66 Abs. 1 Nr. 7 EEG 2012)-
- ein maximaler **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von 0,5 KWh pro Normkubikmeter Rohgas und
- Bereitstellung der **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien.

Die Höhe des Technologie-Bonus ist zudem abhängig von der **Kapazität der GAA**. Genannt sind GAA mit einer maximalen Kapazität von 350 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde und GAA mit einer maximalen Kapazität von 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde. Wird das Gas in GAA mit einer maximalen Kapazität von mehr als 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde aufbereitet, entfällt der Bonus vollständig.

01.01.2024

Der Technologie-Bonus kann zudem beim Einsatz **innovativer Anlagentechnik** beansprucht werden. Eine innovative Anlagentechnik, die an der Biogaserzeugung „anknüpft“ und daher im Rahmen des Gasabtausches in Betracht kommt, nennt die Regelung der Ziffer II.1.i) der Anlage 1 zum EEG 2009 (Bioabfallvergärung). Danach kann der Bonus verlangt werden für Strom aus Anlagen, die **ausschließlich Bioabfälle vergären** und unmittelbar mit einer **Einrichtung zur Nachrotte** der festen Gärrückstände verbunden sind, wenn die nachgerotteten **Gärrückstände stofflich verwertet** werden.

Aus der Gesetzesbegründung zum EEG 2009 ergibt sich, dass der Technologie-Bonus allerdings insgesamt nur einmal beansprucht werden kann, auch wenn gleichzeitig mehrere Tatbestände der Anlage 1 zum EEG 2009 erfüllt sind. Dies spricht dafür, dass der Technologie-Bonus entweder für die Gasaufbereitung oder für den Einsatz einer innovativen Technik beansprucht werden kann. Über das Biogasregister wird ein Nachweis über das spezifische Eigenschaftsprofil von Biogas – also auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas – ermöglicht. Regelmäßig wird also der Tatbestand der Gasaufbereitung nach Ziffer I. der Anlage 1 zum EEG 2009 erfüllt werden können. Lediglich dort, wo die Anforderungen (z. B. zum „Methanschlupf“) nicht erfüllt werden, kommt dann der Tatbestand der Bioabfallvergärung nach Ziffer II.1.i der Anlage 1 zum EEG 2009 zum Tragen.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Um den Technologie-Bonus beanspruchen zu können, müssen gegenüber dem (Strom-)Einspeisenetzbetreiber die soeben dargestellten Vergütungsvoraussetzungen dargelegt und ggf. auch bewiesen werden können. Im Einzelnen muss ein Nachweis geführt werden können über

- die **Aufbereitung auf Erdgasqualität**,
- die **Kapazität der Gasaufbereitungsanlage**, in der das in das Erdgasnetz eingespeiste Biogas aufbereitet wird und
- die Einhaltung des **Grenzwertes** für die **Methanemission** (0,5 Prozent bzw. ab dem 01.05.2012 0,2 Prozent) bzw. den

01.01.2024

Stromverbrauch bei der Aufbereitung des Methans und darüber, dass die zur Aufbereitung eingesetzte **Prozesswärme** ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt

oder

- die Erzeugung des Biogas durch **ausschließliche Vergärung von Bioabfällen** und
- die unmittelbare Verbindung der Biogaserzeugungsanlage mit einer **Einrichtung zur Nachrotte** der festen Gärrückstände sowie darüber, dass die nachgerotteten Gärrückstände **stofflich verwertet** werden.

IV. Bilanzielle Teilung

1) Zulässigkeit der bilanziellen Teilung im EEG 2009

Nach § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014 ist § 47 Abs. 7 EEG 2014 auf Bestandsanlagen anzuwenden, die nach dem 31.12.2011 – d.h., unter dem am 01.01.2012 in Kraft getretenen EEG 2012 – in Betrieb genommen worden sind. Damit wurde für unter dem EEG 2012 in Betrieb genommene Anlagen klargestellt, dass eine bilanzielle Teilung von Gasmengen möglich ist. Ob daraus im Umkehrschluss folgt, dass für unter dem EEG 2009 in Betrieb genommene Anlagen eine bilanzielle Teilung von Gasmengen nicht zulässig ist, wird in der Literatur unterschiedlich beurteilt (Dagegen: *Hennig/von Bredow*, in Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus, EEG, 5. Auflage 2018, § 44b, Rn 45, *Martel/Winkelmann*, in: Säcker/Steffens, Berliner Kommentar zum Energierecht, 5. Aufl. 2022, § 44b EEG 2021, Rn. 61; dafür: Graßmann/Groth, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter, Biogasanlagen im EEG, 4. Aufl. 2016, S. 860). Es ist daher umstritten, ob eine bilanzielle Teilung von Biomethan unter dem EEG 2009 möglich ist.

Für die Zulässigkeit einer bilanziellen Teilung im EEG 2009 spricht, dass es sich nach der Gesetzesbegründung zum EEG 2014 bei § 47 Abs. 7 EEG 2014 um eine klarstellende Regelung handelt (vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 144: „Der neue Absatz 7 stellt klar, dass [...]). Die Gesetzesbegründung spricht daher dafür, dass keine Gesetzesänderung, sondern eine Bestätigung der bereits bestehenden Rechtslage stattgefunden hat.

Gegen die Zulässigkeit der bilanziellen Teilung im EEG 2009 spricht die Übergangsregelung in § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014. Dort wird die Anwendung von § 47 Abs. 7 EEG 2014 ausdrücklich nur auf Bestandsanlagen nach dem EEG 2012

01.01.2024

erstreckt. Für Bestandsanlagen nach dem EEG 2009 ist die Möglichkeit einer bilanziellen Teilung somit nicht angeordnet worden.

Die Frage, ob eine bilanzielle Teilung im EEG 2009 möglich ist, wurde bisher nicht höchstrichterlich entschieden. Aus Sicht der Gutachter ist die Ausgestaltung der Übergangsregelung in § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014 als ein erhebliches Argument gegen die Zulässigkeit einer bilanziellen Teilung für das EEG 2009 zu werten. Auf der anderen Seite wurde die Möglichkeit einer bilanziellen Teilung für den Anwendungsbereich des EEG 2009 aber auch nicht explizit ausgeschlossen. Auch sind Konstellationen denkbar, in denen eine Nachweisführung vor Ort erfolgt, nach der hinsichtlich der eingesetzten Substrate erfolgreich und belastbar die eingesetzten Stoffströme unterscheiden werden können. Eine rechtssichere Nachverfolgung der Aufteilung wäre dann möglich. Vor dem Hintergrund der Übergangsregelung in § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014, die gezielt nur Anlagen mit Inbetriebnahme seit 2012 umfasst, spricht aus Sicht der Gutachter letztlich doch mehr dafür, dass der Wille des Gesetzgebers dahin ging, auch nur diese überschaubare Anzahl von Bestandsanlagen mit von der Regelung zur bilanziellen Teilbarkeit zu umfassen. Bei so jungen Gesetzen ist dabei der historischen Auslegung eine große Bedeutung zuzusprechen. Dies gilt besonders, wenn sich aus Sinn und Zweck der Regelung nicht anderes ergibt. So verhält es sich aus Sicht der Gutachter auch hier: Es ist nicht ersichtlich, dass der Zweck der Regelung zu Zulässigkeit der bilanziellen Teilbarkeit es erfordern würde, dass auch ältere Anlagen als die unter dem EEG 2012 in Betrieb genommenen hiervon profitieren müssten. So galt unter § 27 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2009 noch der Nawaro-Bonus, also nicht das sich aus § 27 Abs. 2 EEG 2012 ergebende „freiere Regime“ der Einsatzstoffvergütungsklassen. Es bestehen damit wesentliche Unterschiede zwischen den Ausgestaltungen der Förderung für Biogas bestimmter Herkunft, die es nahe legen, dass unter dem EEG 2009 ohnehin weniger Möglichkeiten für eine bilanzielle Unterscheidung von Biogas-Teilmengen bestand und sich die Marktteilnehmer entsprechend Betriebskonzepte (Einsatz von Substratgemischen mit Trennungserforderlichkeit) gewählt haben die es erforderlich machen könnten, Biogasmengen nach unterschiedlichen Einsatzstoffen zu trennen. Sinn und Zweck der Regelung sprechen damit auch dafür, dass die nur begrenzte Zulässigkeit der bilanziellen Teilbarkeit für Anlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2012 oder jünger ganz bewusst erfolgte und zum Gesetzeszweck besser passt.

2) Begriff der bilanziellen Teilung

Die Frage, ob eine bilanzielle Teilung im EEG 2009 zulässig ist, kann jedoch dahinstehen, wenn eine getrennte Vermarktung von Biomethanmengen ausnahmsweise nicht als bilanzielle Teilung einzustufen wäre.

01.01.2024

Der Begriff „bilanzielle Teilung“ wird im EEG nicht legal definiert. Grundsätzlich ist hierunter die Aufteilung einer aus verschiedenen Einsatzstoffen erzeugten Biomethanmenge nach Einspeisung, aber vor der Entnahme aus dem Erdgasnetz in „sortenreine“ Biomethan-Teilmengen zu verstehen. Die bilanzielle Teilung ermöglicht es, Biomethan trotz eines Mischeinsatzes verschiedener Einsatzstoffe als reines Gas in unterschiedlichen Märkten zu vermarkten. Die bilanzielle Teilung kann die Teilung in einzelne einsatzstoffscharfe oder einsatzstoffklassenscharfe Teilmengen umfassen.

Fraglich ist, ob überhaupt eine das Vorliegen einer bilanziellen Teilung im Sinne des Gesetzes vorliegt, wenn die Aufteilung des Biomethans für den EEG-Vergütungsanspruch keine Relevanz aufweist, insbesondere im Fall einer Teilung des Biomethans in eine Nawaro- und eine Gülle-Teilmenge. Im EEG 2009 sind nachwachsende Rohstoffe und Gülle gleichwertige Rohstoffe, die einen einheitlichen Vergütungsanspruch begründen: Nach Nr. I,1.,a) Anlage 2 zum EEG 2009 kann der Anspruch auf den Nawaro-Bonus sowohl für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen als auch für Strom aus Gülle geltend gemacht werden. Für die Inanspruchnahme des Nawaro-Bonus nach dem EEG 2009 kommt es mithin allein darauf an, dass in der Erzeugungsanlage ausschließlich Einsatzstoffe im Sinne der Anlage 2 eingesetzt werden. Das erfasst sowohl den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen als auch von Gülle.

Allerdings ist andererseits fraglich, ob die Antwort auf Frage, ob ein Fall einer bilanziellen Teilung vorliegt, allein von der Relevanz für den EEG-Vergütungsanspruch abhängig gemacht werden kann. Denn nicht nur eine Aufteilung von Biogas als sortenrein *Nawaro/Gülle* oder *sonstiger Biomasse* (Grundvergütung) kann von Relevanz sein, sondern auch eine Aufteilung einer Biogasmenge aus gemischten Substraten (Nawaro und Gülle) in Reingasmengen dieser beiden Herkünfte. So kann Gülle-Biogas – als fortschrittliche Biokraftstoff – im Verkehrssektor zu höheren Preisen veräußert werden als Nawaro-Biogas. Die Überlegung, dass es auf eine Aufteilung nicht ankommt, kann also von vornherein nur im Anwendungsfall weiterhelfen, in dem die Aufteilung nicht von Relevanz ist.

3) Auswirkungen auf den Nawaro-Bonus

Fraglich ist, wie sich ein möglicher Verstoß gegen die im EEG 2009 nicht explizit zugelassene bilanzielle Teilung auf den Förderanspruch für den Strom aus einem BHKW auswirkt, in dem solches Gas eingesetzt wird, dass aus einem Mischeinsatz von Gülle/Nawaro erzeugt worden ist und Teilmengen des Gases über verschiedene Nachweissysteme massebilanziert wurden.

01.01.2024

Für den Anspruch auf den Nawaro-Bonus wäre dies nach diesseitiger Einschätzung, wie schon unter IV. 2) angesprochen, unschädlich, weil eine gemischte Erzeugung von Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen und Gülle nicht gegen das Nawaro-Ausschließlichkeitsprinzip verstößt, sondern beide Substrate im EEG 2009 als eine „Substratgruppe“ behandelt werden. Die Möglichkeit einer bilanziellen Teilung ist für den Anspruch auf den Nawaro-Bonus bei einer Teilung in Gülle- und Nawaro-Biomethan somit nicht erforderlich.

4) Auswirkungen auf die THG-Quote

Auch in Bezug auf die Treibhausgasminderungsquote stellt sich die Frage, ob eine gemischte Erzeugung aus Gülle und nachwachsenden Rohstoffen und eine anschließende bilanzielle Teilung einer Anrechnungsfähigkeit entgegensteht.

Für Biomethan ist die Möglichkeit einer bilanziellen Teilung nicht ausdrücklich gesetzlich geregelt. Es sprechen nach diesseitiger Einschätzung jedoch die besseren Argumente dafür, von der Möglichkeit einer bilanziellen Teilung auszugehen: Biomethan ist gemäß § 37b Abs. 6 BImSchG ausdrücklich als Biokraftstoff anerkannt. Könnte man das aus dem Erdgasnetz entnommene Gas nicht bilanziell aufteilen, müsste das entnommene Gas als Mischgas eingestuft werden. Biomethan könnte dann entgegen § 37b Abs. 6 BImSchG niemals als Biokraftstoff eingestuft werden. Zwar lässt sich damit noch nicht die bilanzielle Teilung von Biomethan in einsatzstoffbezogene Teilmengen (konventionell und fortschrittlich) begründen. Für die Möglichkeit einer entsprechenden bilanziellen Teilung spricht aber, dass nach § 4 Abs. 2 der 38. BImSchV Biokraftstoffe nur in Höhe der verwendeten fortschrittlichen Einsatzstoffe als fortschrittlich gelten: „Energieerzeugnisse, die anteilig aus den in Anlage 1 genannten Rohstoffen hergestellt wurden, gelten *in Höhe dieses Anteils* als Biokraftstoffe“.

Das Hauptzollamt vertritt in seiner Durchführungsvorschrift zur Treibhausgasminderungsquote im Zusammenhang mit Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen, die anteilig aus tierischen Fetten oder Ölen hergestellt werden, die Auffassung, dass eine „bilanzielle Aufteilung in tierische und pflanzliche Anteile“ unzulässig sei. Hintergrund dafür ist, dass nach § 37b Abs. 8 Nr. 3 BImSchG Biokraftstoffe, die vollständig oder anteilig aus tierischen Fetten oder Ölen hergestellt worden sind, nicht auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden können. Für den Mischeinsatz von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen existiert ein entsprechender Anrechnungsausschluss bisher nicht, so dass viel dafürspricht, dass sich die vom Hauptzollamt vertretene Auffassung über die Unzulässigkeit einer bilanziellen Teilung ausschließlich auf den Mischeinsatz von tierischen Fetten oder Ölen und pflanzlicher Biomasse bezieht. Das spricht dafür,

01.01.2024

dass eine bilanzielle Teilung von Biomethan aus Gülle und nachwachsenden Rohstoffen einer Anrechnungsfähigkeit der aus Gülle erzeugten Teilmenge auf die Treibhausgasminderungsquote wohl nicht entgegensteht.

Eine abweichende Beurteilung durch ein Gericht oder die zuständigen Behörde, kann angesichts der fehlenden gesetzlichen Regelung zur bilanziellen Teilung in der 36. und 38. BImSchV und höchstrichterlichen Rechtsprechung nicht ausgeschlossen werden.

J. Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2004

Nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 ist für vor dem 01.01.2021 in Betrieb genommene Bestandsanlagen - wie bereits mehrfach festgestellt - grundsätzlich das EEG 2017 anzuwenden, soweit sich aus § 100 Abs. 2 und 3 EEG 2021 nicht etwas Abweichendes ergibt. Nach § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 i.V.m. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 66 Abs. 1 EEG 2009 ergibt sich für vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommene Anlagen die Geltung der Vergütungsvorschriften für Biomasse des EEG 2004. Denn nach § 66 Abs. 1 EEG 2009, der nach § 100 Abs. 2 Nr. 10.c) EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 anzuwenden ist, sind für Strom aus Anlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden, anstelle der dort genannten Regelungen des EEG 2009 die Vorschriften des EEG 2004 anzuwenden. Nach § 66 Abs. 1 EEG 2009 sind anstelle des § 27 EEG 2009 sowie der Anlagen 1 (Technologie-Bonus) und 3 (KWK-Bonus, für das Nachweissystem nicht relevant) zum EEG 2009 die Vorschriften des EEG 2004 anzuwenden.

Auch für Anlagen, die von den Übergangsregelungen des § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 6 EEG 2017 Gebrauch machen, also nach dem 31.07.2014 erstmals auf Biogas umgestellt werden, aber dieses aus bestimmten GAA beziehen, kann sich – bei erstmaliger Stromerzeugung im BHKW unter Geltung des EEG 2004 – die Vergütung im Grundsatz nach dem EEG 2004 bestimmen, sofern die Umstellung nicht nach dem 01.01.2021 erfolgt (s.o.).

01.01.2024

I. Grundvergütung

1) Gesetzliche Anforderungen

a) Biomasse im Sinne der BiomasseV / Gasabtausch

Für Strom aus Anlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden („Altanlagen“), kann die Grundvergütung beansprucht werden, wenn zur Stromerzeugung Biomasse im Sinne der BiomasseV eingesetzt wurde, § 8 Abs. 1 EEG 2004. Insoweit kann daher auf die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a) verwiesen werden. Hinsichtlich des „Gasabtauschs“ regelt § 66 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2009, der über §§ 100 Abs. 2 Nr. 10.c) EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 weiter gilt, dass auch für Strom aus vor Inkrafttreten des EEG 2009 in Betrieb genommene Bestandsanlagen § 27 Abs. 2 EEG 2009 anzuwenden ist. Auch insoweit gelten daher die Ausführungen unter Teil 2C.II.1)a).

b) Ausschließlichkeit

Nach § 100 Abs. 2 EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG 2021 sind auf Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 im Grundsatz zunächst die Regelungen des EEG 2014 anzuwenden, es sei denn, es aus den weiteren Übergangsregelungen des EEG 2017 ergibt sich etwas abweichendes. § 19 Abs. 1 EEG 2014 wird dort nicht genannt, so dass dieser unserer Auffassung nach auch für Anlagen mit Inbetriebnahme unter Geltung des EEG 2004 gilt. Die Regelung des § 19 Abs. 1 EEG 2014 ist – wie die des § 19 Abs. 1 EEG 2017 – im Hinblick auf das darin verankerte Ausschließlichkeitsprinzip nach unserem Verständnis anlagenbezogen zu verstehen. Deshalb kann zur Ausschließlichkeit auf die Ausführungen zur Förderung von Strom aus Biomasse nach § 42 EEG 2017 verwiesen werden (vgl. dazu oben unter Teil 2C.II.1)b)). Die alternierend-bivalente Fahrweise auch von Bestandsanlagen – also der zeitlich versetzte Einsatz von erneuerbaren und fossilen Energieträgern – ist daher unseres Erachtens ebenso wie eine Mischfeuerung – also der zeitgleiche Einsatz von erneuerbaren und fossilen Energieträgern – nach § 19 Abs. 1 EEG 2014 unzulässig. Zulässig ist es allein, dass sich die eingespeisten und dem Gasnetz im Wege des Gasabtauschs an anderer Stelle entnommenen Gasmengen erst am Ende des

01.01.2024

kalenderjährlichen Betrachtungszeitraumes nach § 27 Abs. 2 EEG 2009 entsprechen.

c) Historische Höchstbemessungsleistung

Auch die Vergütung für Strom aus Biogas-Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme unter dem EEG 2004 ist auf die historische Höchstbemessungsleistung bzw. 95 Prozent der am 31.07.2014 bzw. am 31.12.2016 installierten Leistung der Anlage gedeckelt, vgl. dazu bereits oben unter Teil 2G.III.1f). Für den darüber hinausgehenden und eingespeisten Strom kann nur der Monatsmarktwert beansprucht werden, vgl. § 101 Abs. 1 EEG 2017.

d) Einsatz von Biogas aus GAA mit erstmaliger Einspeisung vor dem 23.01.2014 (§ 100 Abs. 3 Satz 2 bis 4 EEG 2017 – 1. Alt.)

Sofern das Biogas zur Stromerzeugung in BHKW eingesetzt wird, die erstmals nach dem 31.07.2014 auf Biogas umgestellt werden, gilt – wie bereits festgestellt – der „alte“ Inbetriebnahmebegriff und damit auch im Grundsatz die „alten“ Fördersätze des EEG 2004, wenn das BHKW erstmals unter Geltung des EEG 2004 Strom erzeugt hat. Voraussetzung ist, dass das zur Stromerzeugung eingesetzte Biomethan ausschließlich aus GAA stammt, die vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben (vgl. § 100 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017). In der 1. Alt. darf also Biogas aus am 23.01.2014 bereits in Betrieb befindlichen (und einspeisenden) GAA in BHKW – abweichend zur Grundregel in § 100 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 i.V.m. § 5 Nr. 21 EEG 2014 – grundsätzlich zu den „alten“ Fördersätzen der Vorgängerfassungen des EEG 2014 eingesetzt werden, auch wenn diese BHKW erstmals nach Inkrafttreten des EEG 2014 von einem fossilen Betrieb ausschließlich auf Biogas umgestellt werden, vgl. dazu im Einzelnen oben unter Teil 2H.I.2).

e) Einsatz von Biogas aus vor dem 23.01.2014 genehmigter GAA mit erstmaliger Biomethaneinspeisung vor dem 01.01.2015 (§ 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017 – 2. Alt.)

Auch Biogas aus GAA, die vor dem 23.01.2014 genehmigt wurden und vor dem 01.01.2015 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist haben, kann unter bestimmten Bedingungen noch zu den „alten“ Fördersätzen des

01.01.2024

EEG 2009 verstromt werden. Wird das Biomethan aus solchen GAA nach dem 01.08.2014 zur Stromerzeugung eingesetzt, können für den daraus erzeugten Strom die „alten“ Fördersätze beansprucht werden. Dies gilt allerdings nur, wenn das (Bestands-)BHKW vor dem 01.01.2015 nicht mit Biomethan aus einer anderen GAA betrieben wurde. Für Biomethan-Umstellungen ab dem 01.01.2015 muss zudem nachgewiesen werden, dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung stillgelegt wurde. Ob und in welchem zeitlichen Umfang die BHKW, die von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, an eine bestimmte GAA oder eine Gruppe von GAA gebunden sind, ist nach dem insoweit widersprüchlichen Wortlaut dieser Regelung jedoch unklar, vgl. dazu im Einzelnen oben unter Teil 2H.I.3). Welche Rechtsauffassung sich hierzu durchsetzen wird, ist derzeit aus unserer Sicht offen.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Damit für den erzeugten Strom die **Grundvergütung** gemäß § 8 Abs. 1 EEG 2004 und (über §§ 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017, 66 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2009) § 27 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009 beansprucht werden kann, muss gegenüber dem Stromnetzbetreiber dargelegt und - im Streitfall - bewiesen werden können, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV** erzeugt wurde. Um sicherzustellen, dass die „Fiktion“ des **Gasabtauschs** nach § 27 Abs. 2 EEG 2009 (anwendbar über §§ 100 Abs. 2 Nr. 10.c) EEG 2017, 66 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2009) „greift“, müssen die Voraussetzungen dargelegt werden, welche dieser Fiktion zugrunde liegen, also insbesondere die **zeitliche Abfolge der Einspeisung in und der Entnahme aus dem Gasnetz**. Zusätzlich ist ein Nachweis über die Verwendung von Massenbilanzsystemen für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis zu seiner Entnahme aus dem Gasnetz zu erbringen. Dies kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden.

Weiterhin muss - allerdings außerhalb des Nachweissystems - nachgewiesen werden können, dass der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde. Zudem muss – ebenfalls außerhalb des Registers - die

01.01.2024

„historische“ Höchstbemessungsleistung bzw. alternativ die am 31.07.2014 installierte Leistung der Anlage nachgewiesen werden.

Zusätzlich muss - folgt man der hier vertretenen Auffassung - gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden können, dass **keine alternierend-bivalente Fahrweise** – also ein zeitweise versetzter Einsatz von Biogas und Erdgas, vgl. oben unter Teil 2C.II.1)b) – der betreffenden Stromerzeugungseinheit vorliegt. Hierfür ist aus unserer Sicht darzulegen, dass die insgesamt dem Gasnetz entnommene Menge an Biogas am Ende des betreffenden Jahres im Wärmeäquivalent dem eingespeisten Biogas entspricht. Denn dann gilt nach der Regelung des § 27 Abs. 2 EEG 2009 zum Gasabtausch das gesamte in der betreffenden Anlage eingesetzte Gas als Biomasse im Sinne der BiomasseV.

Sofern das Biogas in BHKW eingesetzt wird, die seit dem 01.08.2014 erstmals von fossilen Energien auf den Betrieb mit Biogas umgestellt werden und die von den Übergangsregelungen des § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 6 EEG 2017 Gebrauch machen, ist nachzuweisen, dass das Biogas aus einer **GAA** stammt, die bereits **vor dem 23.01.2014 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (1. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 2 bis 4 EEG 2017). Alternativ kann auch nachgewiesen werden, dass das eingesetzte Biomethan aus einer GAA stammt, die **vor dem 23.01.2014 genehmigt** wurde und **nach dem 31.07.2014 und vor dem 01.01.2015 erstmals Biogas in das Erdgasnetz eingespeist** hat und – für Umstellungen nach dem 31.12.2014 – dass ein Biomethan-BHKW mit mindestens gleicher installierter Leistung dauerhaft stillgelegt wurde (2. Alt. nach § 100 Abs. 3 Satz 6 EEG 2017). Die Stilllegung eines anderen Biomethan-BHKW ist dabei freilich ein Umstand, der außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregisters – über das Anlagenregister der BNetzA – nachgewiesen wird.

II. Nawaro-Bonus

1) Gesetzliche Anforderungen

Nach § 100 Abs. 2 Nr. 10 c) EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 gelten § 66 EEG 2009 sowie u.a. die den Nawaro-Bonus regelnde Anlage 2

01.01.2024

EEG 2009 auch nach Inkrafttreten des EEG 2017 für Bestandsanlagen weiter, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden. § 66 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2009 regelt, dass bestimmte Regelungen der Anlage 2 für Strom aus solchen Anlagen nicht gelten. Ausgenommen wird u. a. Ziffer I. 4. der Anlage 2 zum EEG 2009. Danach besteht der Anspruch auf den Nawaro-Bonus für Strom aus nach dem BImSchG genehmigungsbedürftigen Anlagen, die Biogas einsetzen, nur, wenn bei der Erzeugung des Biogases das Gärrestlager gasdicht abgedeckt und zusätzliche Gaseinrichtungen für einen Störfall oder für eine Überproduktion verwendet werden. Auch das EEG 2012 sieht in der Übergangsregelung § 66 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012 eine „Erleichterung“ hinsichtlich des Betriebsgeländes von Nawaro-Anlagen vor. Diese Voraussetzungen müssen für einen Anspruch auf den Nawaro-Bonus für Strom aus „Altanlagen“ nicht erfüllt werden. Die übrigen Regelungen der Anlage 2 zum EEG 2009 sind jedoch auch für Strom aus „Altanlagen“ anzuwenden. Daher gilt Teil 2H.II hier entsprechend.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Um den Nawaro-Bonus für den erzeugten Strom beanspruchen zu können, müssen die Voraussetzungen für einen Anspruch auf den Nawaro-Bonus dargelegt und ggf. auch bewiesen werden können. Es muss damit nachgewiesen werden können, dass das im Wege des Gasabtausches erworbene und zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas aus **nachwachsenden Rohstoffen** (ggf. auch zu mehr als 50 % aus **Pflanzen bzw. Pflanzenbestandteilen aus der Landschaftspflege** im Sinne von Anlage 3 Nr. 5 zur BiomasseV 2012 oder in Kombination mit **rein pflanzlichen Nebenprodukten**) oder Gülle erzeugt wurde, die den oben unter Teil 2H.II. dargestellten Voraussetzungen entsprechen.

III. Technologie-Bonus

1) Gesetzliche Anforderungen

Anstelle der den Technologie-Bonus regelnden Anlage 1 zum EEG 2009 sind nach §§ 100 Abs. 2 Nr. 10.c) EEG 2017 i.V.m. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021, 66 EEG 2009 die Regelungen des EEG 2004 anzuwenden. Damit ist für einen Anspruch auf den Technologie-Bonus für Strom aus „Altanlagen“

01.01.2024

§ 8 Abs. 4 EEG 2004 anzuwenden. Danach erhöhen sich die Mindestvergütungen, wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die **auch in Kraft-Wärme-Kopplung** betrieben werden und die Biomasse durch **thermochemische Vergasung** oder **Trockenfermentation** umgewandelt, das zur Stromerzeugung eingesetzte Gas aus Biomasse **auf Erdgasqualität aufbereitet** wurde oder der Strom mittels einer der genannten innovativen Anlagentechniken erzeugt wurde.

Allerdings kann der Technologie-Bonus – auch dann, wenn mehrere Tatbestandsmerkmale erfüllt werden – insgesamt nur einmal beansprucht werden. Über das Nachweissystem soll ein Nachweis über das spezifische Eigenschaftsprofil von Biogas – also auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas – ermöglicht werden. Regelmäßig wird also der Tatbestand der Aufbereitung auf Erdgasqualität erfüllt werden können. Daher dürften der Tatbestand der thermochemischen Vergasung und der Trockenfermentation in der Praxis für das Nachweissystem nach Einschätzung der Gutachter wohl kaum „eigene“ Relevanz erlangen.

Der Einsatz der innovativen Anlagentechnik zur Stromerzeugung knüpft hingegen an der Stromerzeugungseinheit selbst und damit „hinter“ der Systemgrenze an. Ein Nachweis über diese Umstände kann daher über das vorliegende Nachweissystem nicht geführt werden und ist daher für die nachfolgende Betrachtung nicht relevant. Ebenso ist auch der Nachweis, dass die Stromerzeugungseinheit auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wurde, anderweitig als über das vorliegende Nachweissystem zu erbringen, vgl. oben unter Teil 2A.I.

2) Was muss nachgewiesen werden?

Um für den in „Altanlagen“ erzeugten Strom den Technologie-Bonus beanspruchen zu können, muss dargelegt und im Streitfall auch bewiesen werden können, dass

- die Stromerzeugungseinheit auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wurde (dieser Nachweis ist anderweitig als über das vorliegende Nachweissystem zu führen) und
- das Biogas auf **Erdgasqualität aufbereitet** wurde.

01.01.2024

K. Anforderungen an Biogas aus der GasNZV

I. Anforderungen an Biogas

Die GasNZV enthält Regelungen, die eine vorrangige Netzanschlusspflicht für Biogaserzeugungsanlagen und einen vorrangigen Netzzugang für Biogas vorsehen. Anforderungen an das einzuspeisende Biogas ergeben sich vor allem aus den Regelungen über den Netzzugang. Nach § 34 Abs. 1 GasNZV sind Netzbetreiber verpflichtet, Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren, soweit diese Gase **netzkompatibel** im Sinne von § 36 Abs. 1 GasNZV sind (vgl. dazu oben unter Teil 2A.VI.). Nach § 36 Abs. 1 GasNZV hat der Einspeiser von Biogas ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den **Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262** der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (Stand 2007) entspricht.

Das Arbeitsblatt G 260 ist ein technisches Regelwerk, welches bestimmte Anforderungen an Brenngase der öffentlichen Gasversorgung festlegt und Rahmenbedingungen für die Gaslieferung, den Betrieb von Gasanlagen und -geräten sowie die Basis für deren Entwicklung, Normung und Prüfung darstellt (Ziffer 1 „Zweck und Geltungsbereich“). Außer Acht gelassen werden dabei u. a. Gase aus Bio- und Klärgasanlagen. Hierfür findet das Arbeitsblatt G 262 Anwendung. Es legt Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen aus erneuerbaren Energien, d. h. an die Nutzung von Gasen aus thermischen und fermentativen Prozessen in der öffentlichen Gasversorgung, fest. Die Arbeitsblätter regeln zur Beschaffenheit der Gase u. a. den Zustand der Gase und deren Zusammensetzung bzw. deren Bestandteile. Darüber hinaus geben die Arbeitsblätter brenntechnische Werte der Gase vor, die entsprechend den Festlegungen in den Arbeitsblättern einzuhalten sind.

Für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz bedeutet dies insbesondere: Das noch nicht aufbereitete (Roh-)Biogas ist kein Gas nach dem Arbeitsblatt G 260 (Gas für die öffentliche Gasversorgung). Nur in aufbereiteter Form kann Biogas einen Beitrag in der öffentlichen Gasversorgung leisten und

01.01.2024

daher auch den Zugang zum Gasnetz beanspruchen. Dafür muss das (Roh-)Biogas den Beschaffenheitsanforderungen des Arbeitsblattes G 262 entsprechen. Ziffer 4.1.1 des Arbeitsblattes G 262 legt für die Nutzung der Biogase in der öffentlichen Gasversorgung fest, dass „Gase aus regenerativen Quellen aufzubereiten sind“. Nach entsprechender Aufbereitung können Gase aus Biogasanlagen dann entweder als Austauschgase entsprechend dem Abschnitt 4.4.2 des Arbeitsblattes G 260 oder als Zusatzgase entsprechend dem Abschnitt 4.3 des Arbeitsblattes G 260 genutzt werden. Dazu müssen sie dann in aufbereiteter Form die Beschaffenheitsanforderungen des Arbeitsblattes G 260 erfüllen, die dieses u. a. in den vorbenannten Abschnitten festlegt.

Zudem sieht § 36 Abs. 1 GasNZV bei der Gasaufbereitung einzuhaltende Maximalwerte für **Methanemissionen** vor. Diese decken sich nur zum Teil mit den nach Ziffer I. der Anlage 1 zum EEG 2009 zulässigen Werten für einen Anspruch auf den Technologie-Bonus. Nach § 36 Abs. 1 Satz 3 und 4 GasNZV dürfen die Methanemissionen bei der Gasaufbereitung bis zum 30.04.2012 maximal 0,5 Prozent betragen, danach darf ein Wert von 0,2 Prozent nicht überschritten werden. Nach § 36 Abs. 3 Satz 1 GasNZV schließlich ist der **Netzbetreiber** dafür verantwortlich, dass das Gas am **Ausspeisepunkt** den **eichrechtlichen Voraussetzungen des Arbeitsblattes G 685** der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (Stand 2007) entspricht. Ebenso ist der **Netzbetreiber** nach § 36 Abs. 4 GasNZV für die Odorierung verantwortlich.

II. Was muss bzw. soll nachgewiesen werden?

Fraglich ist, welche der Anforderungen an Biogas, die sich aus der GasNZV ergeben, für das Biogasregister relevant sind und ob ein Nachweis der betreffenden Merkmale und Anforderungen über dieses System zweckmäßig ist.

Nachweisforderungen für die in § 36 GasNZV geregelten Beschaffenheitsvoraussetzungen legt die GasNZV nur in Bezug auf die einzuhaltenden Methanemissionen fest. Der Einspeiser muss gegenüber dem Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Netzanschlusses durch einen geeigneten, von einer staatlichen Stelle erstellten oder bestätigten

01.01.2024

Nachweis für die individuelle Anlage oder den Anlagentyp belegen, dass bei regelmäßigem Betrieb der Anlage bei der Aufbereitung des Biogases die genannten Grenzwerte für Methanemissionen nicht überschritten werden. In Bezug auf die Anforderungen aus den Arbeitsblättern G 260 und G 262 wählte der Verordnungsgeber hingegen die Formulierungen „*hat sicherzustellen*“. Dem Wortlaut dieser Regelung lässt sich nicht eindeutig entnehmen, ob und gegenüber wem der Einspeiser von Biogas die Erfüllung dieser Beschaffenheitsvoraussetzungen nachweisen muss.

Unseres Erachtens muss der Einspeiser trotz fehlender konkreter Nachweisverpflichtung für die Anforderungen aus den Arbeitsblättern G 260 und G 262 entsprechende Nachweise auch über die Einhaltung dieser Qualitätsanforderungen aus § 36 Abs. 1 GasNZV zumindest darlegen - und im Streitfall - (nach-) bzw. beweisen können. Dies aus folgendem Grund: § 33 GasNZV regelt die Netzanschlusspflicht des Netzbetreibers. Nach § 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV ist der Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Aufbereitung von Biogas vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen. § 34 GasNZV ergänzt die Regelung zur vorrangigen Anschlusspflicht und regelt Verpflichtung des Netzbetreibers zum vorrangigen Transport für alle Netze. Der Verordnungsgeber räumt dem Einspeiser von Biogas damit einen umfassenden Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss und vorrangigen Netzzugang ein. Den vorrangigen Netzzugang kann der Einspeiser allerdings nur in Anspruch nehmen, soweit - so der Wortlaut von § 34 Abs. 1 Satz 1 - „diese Gase netzkompatibel im Sinne von § 36 Abs. 1 sind“. Die Netzkompatibilität, d. h. die Erfüllung der Qualitätsanforderungen aus § 36 Abs. 1 GasNZV dürfte damit als eine anspruchsbegründende Tatsache anzusehen sein, deren Vorliegen der Einspeiser nach den allgemeinen zivil(-prozess-)rechtlichen Grundsätzen – im Streitfall – darzulegen und zu beweisen hat.

Es handelt sich bei den Anforderungen aus § 36 Abs. 1 GasNZV um Voraussetzungen, die bereits für die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz und damit am Anfang der „Biogas-Handelskette“ vorliegen müssen. Die Anforderungen nach § 36 Abs. 3 und 4 GasNZV müssen am Ausspeisepunkt und damit am Ende der „Biogas-Handelskette“ vorliegen. Zweck des Biogasregisters ist es, die – bei einer Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz typischen – Risiken bzw. Schwierigkeiten zu beseitigen, die

01.01.2024

durch einen Handel der Biogasmengen über eine aus mehreren Akteuren bestehende Handelskette resultieren. Daraus ergibt sich, dass ein Nachweis der für die Einspeisung und die Ausspeisung des Biogases vorzuweisenden Merkmale über das Biogasregister für einen funktionierenden Handel mit Biogas grundsätzlich nicht unbedingt erforderlich ist.

L. Anforderungen an Biogas aus dem GEG 2024

I. Gesetzliche Anforderungen an Biogas

1) 65 % -EE-Vorgabe für neue Heizungen

Nach § 10 Abs. 2 Nr. 3 GEG sind Gebäude so zu errichten, dass die Anforderungen von § 71 Abs. 1 GEG erfüllt werden. Nach § 71 Abs. 1 S 1 GEG darf eine Heizungsanlage (seit dem 01.01.2024) in einem Gebäude nur eingebaut oder aufgestellt werden, wenn sie mind. 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme nach Maßgabe der §§ 71b bis 71h GEG erzeugt. § 71 Abs. 1 S 1 GEG ist entsprechend für eine Heizungsanlage anzuwenden, die in ein Gebäudenetz einspeist. § 71 Abs. 1 GEG gilt seit 01.01.2024 für jede neue Heizung, unabhängig, ob in Neu- oder Bestandsgebäuden.

a) Biogas als pauschale Erfüllungsoption

Die Errichtung einer Biogasheizung in Neu- oder Bestandsgebäuden stellt nach § 71 Abs. 3 Nr. 5 GEG eine pauschale Erfüllungsoption dar. Nach § 71 Abs. 3 S. 1 GEG „gelten“ die Vorgaben des § 71 Abs. 1 GEG bei Verwendung einer in § 71 Abs. 3 GEG beschriebenen Heizungsanlage „als erfüllt“, so dass ein individueller rechnerischer Nachweis der 65 % -EE-Vorgabe gemäß § 71 Abs. 2 S. 2 GEG auf Grundlage der DIN V 18599: 2018-09 nicht erforderlich ist, wenn die Heizungsanlage zum Zweck der Inbetriebnahme in einem Gebäude oder der Einspeisung in ein Gebäudenetz eingebaut oder aufgestellt werden und den Wärmebedarf des Gebäudes, der durch die Anlagen versorgten Wohnungen oder sonstigen selbstständigen Nutzungseinheiten oder des Gebäudenetzes vollständig decken.

01.01.2024

b) Anforderungen an die Biogaslieferung

Gemäß § 71f Abs. 1 GEG muss der Betreiber einer entsprechenden Heizung sicherstellen, dass mind. 65 % der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit Biomasse (in diesem Fall Biogas) erzeugt wird. Es muss mit dem Biogaslieferanten mithin ein Vertrag über die Lieferung entsprechender Biogasmengen geschlossen werden. Gemäß § 71 Abs. 3 S. 2 GEG muss der Betreiber dabei sicherstellen, dass die Anforderungen an die Belieferung des Brennstoffs aus § 71f Abs. 2 bis 4 GEG einhalten werden.

Gemäß § 71f Abs. 3 GEG sind bei der Nutzung von Biomethan die Voraussetzungen des § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 lit. c) und d) GEG einzuhalten:

Nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 lit. c) GEG sind bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans die Vorgaben aus Anlage 1 Nr. 1 lit. a) bis c) des EEG vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung zu erfüllen, also:

- maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von 0,5 Prozent (Buchst. a),
- ein maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung von 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas (Buchst. b) und
- Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Klär- oder Biogases aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie (Buchst. c).

Darüber hinaus muss nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 lit. d) GEG die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse entsprechen, welches an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist, und es müssen die Anforderungen an Massebilanzsysteme gewahrt werden.

Nach § 71f Abs. 4 S. 1 GEG darf zudem der zur Erzeugung von Biomethan in neuen Vergärungsanlagen eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais je Kalenderjahr insgesamt höchstens 40 Masseprozent betragen. Nach § 71 Abs. 4 S. 3 GEG gilt diese Verpflichtung aber nur für neue

01.01.2024

Vergärungsanlagen ab einer Leistung von 1 MW, die nach Ablauf des 31.12.2023 in Betrieb genommen wurden. Als Mais sind nach § 71f Abs. 4 S. 2 GEG Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen.

c) Zeitlicher Geltungsbereich

Die 65 %-EE-Vorgabe aus § 71 Abs. 1 GEG gilt grundsätzlich seit dem Inkrafttreten des GEG am 01.01.2024 (BT-Drs. 170/23, 116). Es gibt jedoch Übergangsvorschriften:

Nach § 71 Abs. 8 S. 1 GEG kann in einem bestehenden Gebäude, das in einem Gemeindegebiet liegt, in dem am 01.01.2024 mehr als 100.000 Einwohner gemeldet sind, bis zum 30.06.2026 eine Heizungsanlage ausgetauscht oder eine andere Heizungsanlage zum Zweck der Inbetriebnahme eingebaut oder aufgestellt und betrieben werden, die nicht die Anforderungen des § 71 Abs. 1 GEG erfüllt.

Nach § 71 Abs. 8 S. 2 GEG kann in einem bestehenden Gebäude, das in einem Gemeindegebiet liegt, in dem am 01.01.2024 mehr als 100.000 Einwohner gemeldet sind, bis zum 30.06.2028 eine Heizungsanlage ausgetauscht und eine andere Heizungsanlage zum Zweck der Inbetriebnahme eingebaut oder aufgestellt und betrieben werden, die nicht die Vorgaben des § 71 Abs. 1 GEG erfüllt.

Nach § 71 Abs. 8 S. 3 GEG sind, wenn das Gebäude in einem Gebiet liegt, für das vor dem 30.06.2026 und vor Ablauf des 30.06.2028 durch die nach Landesrecht zuständige Stelle unter Berücksichtigung eines Wärmeplans, der auf der Grundlage einer bundesgesetzlichen Regelung zur Wärmeplanung erstellt wurde, eine Entscheidung über die Ausweisung als Gebiet zum Neu- oder Ausbau eines Wärmenetzes oder als Wasserstoffnetzausbaug Gebiet getroffen wurde, die Anforderungen nach § 71 Abs. 1 GEG erst einen Monat nach Bekanntgabe dieser Entscheidung anzuwenden. Gemeindegebiete, in denen keine Wärmeplanung vorliegt, werden so behandelt, als läge eine Wärmeplanung vor.

Nach § 71 Abs. 9 GEG müssen die Betreiber einer mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen beschickten Heizungsanlage, die nach Ablauf des

01.01.2024

31.12.2023 und vor Ablauf des 30.06.2026 oder (in bestimmten Fällen) vor Ablauf des 30.06.2028 oder vor der Entscheidung nach § 71 Abs. 8 S. 3 GEG eingebaut wird und nicht die Anforderungen des § 71 Abs. 1 GEG erfüllt, sicherstellen, dass ab dem 01.01.2029 mindestens 15 Prozent, ab dem 01.01.2035 mindestens 30 Prozent und ab dem 01.01.2040 mindestens 60 Prozent der mit Anlage bereitgestellten Wärme u.a. aus Biomasse (also auch aus Biogas) erzeugt wird. Die Anforderungen für Biomethan nach § 71f Abs. 3 und 4 GEG finden entsprechende Anwendung.

Nach § 71 Abs. 10 GEG sind § 71 Abs. 8 und 9 GEG entsprechend bei Neubauten anzuwenden, sofern es sich um die Schließung von Baulücken handelt und die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Gebäudes aus den §§ 34 oder 35 BauGB in der jeweils geltenden Fassung oder, sofern die Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 3 Abs. 2 BauGB vor dem 03.04.2023 eingeleitet worden ist, aus § 30 Abs. 1 oder 2 BauGB ergibt.

Eine allgemeine Übergangsfrist für den Heizungstausch gewährt § 71i GEG. Danach kann im Fall eines Heizungsaustausch höchstens für fünf Jahre übergangsweise eine alte Heizungsanlage ausgetauscht und eine andere Heizungsanlage zum Zweck der Inbetriebnahme eingebaut oder aufgestellt und betrieben werden, die nicht die Anforderungen des § 71 Abs. 1 GEG erfüllt.

Darüber hinaus legt das GEG weitere Übergangsfristen für Heizungsanlagen fest, die sowohl Erdgas als auch Wasserstoff verbrennen kann (§ 71k GEG), für Etagenheizungen (§ 71l GEG) und für Hallenheizungen (§ 71m GEG).

2) Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs bei zu errichtenden Gebäuden

Nach § 10 Abs. 2 Nr. 1 GEG sind Gebäude so zu errichten, dass der Gesamtenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung, bei Nichtwohngebäuden auch für eingebaute Beleuchtung, den jeweiligen Höchstwert nicht überschreitet. Bei der Berechnung des Höchstwertes kommt es auf den Jahres-Primärenergiebedarf an, § 15 Abs. 1 und § 18 Abs. 1 GEG. Zur Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs wird der Primärenergiefaktor der eingesetzten Energieträger herangezogen. Biomasse i. S. d. GEG wird hierbei privilegiert.

01.01.2024

Das GEG definiert in § 3 Abs. 3 GEG Biomasse, aus der im Rahmen dieses Gesetzes Biomethan hergestellt werden darf. Dieser umfasst neben Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) in der jeweils geltenden Fassung zusätzlich u. a. bestimmte Althölzer, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus Haushalten und Industrie sowie Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm und Pflanzenölmethylester.

Für gasförmige Biomasse, die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist (Biomethan), kann nach § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 lit. a) GEG bei der Berechnung ein Wert von 0,7 (statt 1,1 für Erdgas) verwendet werden, wenn die Nutzung in einem Brennwertkessel erfolgt. Gemäß § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 lit. b) GEG kann ein Wert von 0,5 (statt 1,1 für Erdgas) verwendet werden, wenn die Nutzung des Biomethans in einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a des KWKG erfolgt.

Es müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

(a) Die Nutzung des Biomethans erfolgt in einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a des KWKG. Der Nachweis, dass das Biogas in einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a des KWKG eingesetzt wird (vgl. oben § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 Buchstabe a) GEG), kann nicht über ein Nachweissystem für Biogas erbracht werden. Das Nachweissystem dient der Bestimmung der Eigenschaft des Gases. Deshalb ist die Frage, in welcher Art von Energieerzeugungsanlage das Gas tatsächlich genutzt wird, nicht Gegenstand des Nachweissystems. Ob das Gas in einer solchen KWK-Anlage genutzt wird, kann daher nur mit anderen Mitteln nachgewiesen werden.

(b) Bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans sind die Voraussetzungen nach Anlage 1 Nr. 1 Buchstabe a bis c EEG 2012 zu erfüllen. Vereinfacht ausgedrückt, betrifft das den Grenzwert für die Methanemissionen bei der Aufbereitung, den Stromverbrauch für die Aufbereitung des Biogases sowie die Verpflichtung zur Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases.

(c) Die Menge des entnommenen Biomethans entspricht im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist und

01.01.2024

es sind Massenbilanzsysteme für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung über seine Einspeisung in das Erdgasnetz und seinen Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz verwendet worden. Diese Anforderungen decken sich mit dem, was das EEG 2012 für eine Massebilanzierung vorsieht, weshalb an dieser Stelle auf die Ausführungen oben verwiesen werden kann.

II. Was muss nachgewiesen werden?

Es muss ein Nachweis darüber geführt werden, dass

- es sich bei dem verwendeten Biogas um **Biomasse im Sinne des GEG, also insbesondere um Biogas aus Biomasse im Sinne der BiomasseV, bestimmtes Altholz, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der KlärschlammV oder Pflanzenölmethylester** handelt,
- das Biogas **auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist** wurde,
- die **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung höchstens **0,2 Prozent** betragen haben,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas** vorlag,
- die **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie bereitgestellt wurde und für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Letzteres kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten

01.01.2024

Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)
nachgewiesen werden.

- Zur Herstellung von Biogas eingesetzte Anteil an Getreidekorn oder Mais beträgt in einem Kalenderjahr höchstens 40 Masseprozent, sofern die Vergärungsanlage eine Leistung von mind. 1 MW aufweist und nach dem 31.12.2023 in Betrieb genommen wurde.

III. Nachweisberechtigter

1) Nachweis bei 65 %-EE-Vorgabe

Wer ein Gebäude geschäftsmäßig u.a. mit gasförmiger Biomasse beliefert, muss gem. § 96 Abs. 4 GEG dem Belieferten mit der Abrechnung bestätigen, dass die jeweiligen Anforderungen nach § 71f Absatz 2 bis 4 GEG erfüllt sind.

Mit den Bestätigungen nach § 96 Abs. 4 GEG wird die Erfüllung der Pflichten aus u.a. § 71f Abs. 2 bis 4 GEG nachgewiesen. Nach § 96 Abs. 5 S. 2 GEG sind die Abrechnungen und Bestätigungen in den ersten 15 Jahren nach Inbetriebnahme der Heizungsanlage von dem Eigentümer oder dem Belieferten jeweils mindestens fünf Jahre nach Lieferung aufzubewahren. Die Abrechnungen und Bestätigungen sind der nach Landesrecht zuständigen Behörde auf Verlangen vorzulegen.

2) Nachweis bei Berücksichtigung im Jahres-Primärenergiefaktor

Kommt bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs eines zu errichtenden Gebäudes § 22 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 GEG zur Anwendung, muss sich der Eigentümer vom Lieferanten bei Vertragsabschluss bescheinigen lassen, dass die vereinbarte Biomethanlieferung die Anforderungen nach § 22 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 Buchst. c und d GEG erfüllt, § 96 Abs. 6 Nr. 1 GEG.

Diese Bescheinigung ist der zuständigen Behörde innerhalb von einem Monat nach Fertigstellung des Gebäudes vorzulegen. Die Abrechnungen der Lieferung von Biomethan müssen die Bestätigung des Lieferanten enthalten, dass im Fall der Lieferung von Biomethan die Anforderungen

01.01.2024

nach § 22 Abs. 1 Nr. 2 Buchstabe c und d GEG im Abrechnungszeitraum erfüllt worden sind. Die Abrechnungen sind vom Eigentümer mindestens fünf Jahre ab dem Zeitpunkt der Lieferung aufzubewahren.

M. Anforderungen an Biogas aus dem GEG 2020

I. Gesetzliche Anforderungen an Biogas

1) Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs bei zu errichtenden Gebäuden

Nach § 10 Abs. 2 Nr. 1 GEG sind Gebäude so zu errichten, dass der Gesamtenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung, bei Nichtwohngebäuden auch für eingebaute Beleuchtung, den jeweiligen Höchstwert nicht überschreitet. Bei der Berechnung des Höchstwertes kommt es auf den Jahres-Primärenergiebedarf an, § 15 Abs. 1 und § 18 Abs. 1 GEG. Zur Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs wird der Primärenergiefaktor der eingesetzten Energieträger herangezogen. Biomasse i. S. d. GEG wird hierbei privilegiert. Das GEG definiert in § 3 Abs. 3 GEG Biomasse, aus der im Rahmen dieses Gesetzes Biomethan hergestellt werden darf. Dieser umfasst neben Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) in der bis zum 31.12.2011 geltenden Fassung zusätzlich u. a. bestimmte Althölzer, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus Haushalten und Industrie sowie Deponiegas, Klärgas und Klärschlamm.

Für gasförmige Biomasse, die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist (Biomethan), kann nach § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 lit. a) GEG bei der Berechnung ein Wert von 0,7 (statt 1,1 für Erdgas) verwendet werden, wenn die Nutzung in einem Brennwertkessel erfolgt. Gemäß § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 lit. b) GEG kann ein Wert von 0,5 (statt 1,1 für Erdgas) verwendet werden, wenn die Nutzung des Biomethans in einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a des KWKG erfolgt. Darüber hinaus müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

(a) Die Nutzung des Biomethans erfolgt in einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a des KWKG. Der Nachweis, dass das Biogas in einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a des KWKG

01.01.2024

eingesetzt wird (vgl. oben § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 Buchstabe a) GEG), kann nicht über ein Nachweissystem für Biogas erbracht werden. Das Nachweissystem dient der Bestimmung der Eigenschaft des Gases. Deshalb ist die Frage, in welcher Art von Energieerzeugungsanlage das Gas tatsächlich genutzt wird, nicht Gegenstand des Nachweissystems. Ob das Gas in einer solchen KWK-Anlage genutzt wird, kann daher nur mit anderen Mitteln nachgewiesen werden.

(b) Bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans sind die Voraussetzungen nach Anlage 1 Nr. 1 Buchstabe a bis c EEG 2012 erfüllt worden. Vereinfachend gesagt, betrifft dies den Grenzwert für die Methanemissionen bei der Aufbereitung, den Stromverbrauch für die Aufbereitung sowie die Verpflichtung zur Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung.

(c) Die Menge des entnommenen Biomethans entspricht im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist und es sind Massenbilanzsysteme für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung über seine Einspeisung in das Erdgasnetz und seinen Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz verwendet worden. Diese Anforderungen decken sich mit dem, was das EEG 2012 für eine Massebilanzierung vorsieht, weshalb an dieser Stelle auf die Ausführungen oben verwiesen werden kann.

2) **Nutzungspflicht bei zu errichtenden Gebäuden**

Nach § 10 Abs. 2 Nr. 3 GEG sind Gebäude außerdem so zu errichten, dass der Wärme- und Kältebedarf zumindest anteilig durch die Nutzung erneuerbarer Energien gedeckt wird. Weitere Anforderungen an die Nutzung von gasförmiger Biomasse sieht § 40 GEG vor. Soll zur Erfüllung der Anforderungen aus § 10 Abs. 2 Nr. 3 GEG gasförmige Biomasse eingesetzt werden, muss gemäß § 40 Abs. 1 GEG der Wärme- bzw. Kälteenergiebedarf zu mindestens 30 % aus der Nutzung von gasförmiger Biomasse nach Maßgabe von § 40 Abs. 2 und 3 GEG gedeckt werden, wenn die Nutzung in einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a

01.01.2024

KWKG, oder zu mindestens 50 %, wenn die Biomasse in einem Brennwertkessel eingesetzt wird.

§ 40 Abs. 2 GEG entspricht dem oben beschriebenen § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 Buchstabe a) GEG (Einsatz in hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne des § 2 Nr. 8a KWKG). § 40 Abs. 3 wiederum entspricht den oben beschriebenen § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 Buchstaben b) und c) GEG (Anspruchsvoraussetzungen für den Gasaufbereitungs-Bonus und Wärmeäquivalent der entnommenen Menge, nachgewiesen über Massenbilanzsysteme).

3) **Nutzungspflicht bei bestehenden öffentlichen Gebäuden**

Nach § 52 Abs. 1 GEG muss die öffentliche Hand den Wärme- und Kälteenergiebedarf eines bestehenden Nichtwohngebäudes, dass sie gemäß § 52 Abs. 2 GEG grundlegend renoviert und das sich in ihrem Eigentum befindet und von mindestens einer Behörde genutzt wird, durch die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien nach Maßgabe von § 52 Abs. 3 und 4 GEG decken.

Nach § 52 Abs. 3 GEG wird die Pflicht aus § 52 Abs. 1 GEG bei der Nutzung von gasförmiger Biomasse dadurch erfüllt, dass der Wärme- und Kälteenergiebedarf zu mindestens 25 % durch gasförmige Biomasse gedeckt wird. Die Nutzung von gasförmiger Biomasse muss in einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht, oder in einer KWK-Anlage erfolgen. Im Übrigen ist § 40 Abs. 2 und 3 GEG entsprechend anzuwenden. Hinsichtlich der Eigenschaft des Biogases kann also auf das oben Gesagte verwiesen werden.

II. **Was muss nachgewiesen werden?**

Es muss ein Nachweis darüber geführt werden, dass

- es sich bei dem verwendeten Biogas **um Biomasse im Sinne des GEG, also insbesondere um Biogas aus Biomasse im Sinne der BiomasseV, bestimmtes Altholz, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas oder Klärschlamm im Sinne der KlärschlammV** handelt,

01.01.2024

- das Biogas in einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht, oder in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage genutzt wurde (hierüber ist allerdings ein anderweitiger Nachweis „außerhalb“ des Nachweissystems zu erbringen),
- das Biogas **auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist** wurde,
- die **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung höchstens **0,2 Prozent** betragen haben,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas** vorlag,
- die **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie bereitgestellt wurde und für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Letzteres kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden.

III. Nachweisberechtigter

1) Nachweis bei Nutzungspflicht

Wer Gebäude geschäftsmäßig mit fester, gasförmiger oder flüssiger Biomasse zum Zweck der Erfüllung von Anforderungen nach dem GEG beliefert, muss dem Eigentümer des Gebäudes mit der Abrechnung bestätigen, dass im Falle der Nutzung von Biomethan die Anforderungen nach § 40 Abs. 3 GEG (Gasaufbereitung und Wärmeäquivalent, nachgewiesen durch Massenbilanzsystem) erfüllt sind, § 96 Abs. 4 Nr. 1 GEG. Mit dieser Bestätigung wird die Erfüllung der Pflichten nach §§ 38 bis 40 GEG (Nutzung von Biomasse) nachgewiesen. Der Eigentümer muss die

01.01.2024

Abrechnungen und Bestätigungen aufbewahren und sie der nach Landesrecht zuständigen Behörde auf Verlangen vorlegen.

2) Nachweis bei Berücksichtigung im Jahres-Primärenergiefaktor

Kommt bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs eines zu errichtenden Gebäudes § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 GEG zur Anwendung, muss sich der Eigentümer vom Lieferanten bei Vertragsabschluss bescheinigen lassen, dass die vereinbarte Biomethanlieferung die Anforderungen nach § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 Buchstabe c und d GEG erfüllt, § 96 Abs. 6 GEG. Diese Anforderungen entsprechen, wie oben dargestellt, den Anforderungen des § 40 Abs. 3 GEG. Diese Bescheinigung ist der zuständigen Behörde innerhalb von einem Monat nach Fertigstellung des Gebäudes vorzulegen. Rechnungen sind mindestens fünf Jahre ab dem Zeitpunkt der Lieferung aufzubewahren.

N. Anforderungen an Biogas aus dem EEWärmeG

Soweit das EEWärmeG nach Inkrafttreten des GEG Anwendung findet, gilt Folgendes: § 3 Abs. 1 EEWärmeG sieht eine Pflicht zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien für die Eigentümer von neu errichteten Gebäuden vor. Weitere Anforderungen an die Nutzung von gasförmiger Biomasse sieht § 5 Abs. 2 sowie Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG vor. Soll zur Erfüllung der Nutzungspflicht aus § 3 Abs. 1 EEWärmeG gasförmige Biomasse eingesetzt werden, kann die Nutzungspflicht nach § 5 Abs. 2 EEWärmeG dadurch erfüllt werden, dass der Wärme- bzw. Kälteenergiebedarf zu mindestens 30 % aus der Nutzung von gasförmiger Biomasse nach Maßgabe der Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG gedeckt wird. Der Anteil der Nutzung gasförmiger Biomasse am Gesamtwärmeenergiebedarf knüpft allerdings an der Heizungsanlage und damit an einem Bereich an, der „hinter“ der Systemgrenze liegt.

- Als Biomasse im Sinn des EEWärmeG gelten nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 EEWärmeG Biomasse im Sinne der BiomasseV in der am 31.12.2011 geltenden Fassung, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung vom 15. April 1992 (BGBl. I S. 912), zuletzt geändert durch Artikel 4 der

01.01.2024

Verordnung vom 20. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2298, 2007 I S. 2316), in der jeweils geltenden Fassung (im Folgenden: KlärschlammV) und Pflanzenölmethylester.

Weitere Anforderungen, die die gasförmige Biomasse erfüllen muss, damit bei deren Verwendung die Nutzungspflicht aus § 3 Abs. 1 EEWärmeG erfüllt werden kann, ergeben sich aus Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG. Danach gilt die Nutzung von gasförmiger Biomasse nur dann als Erfüllung der Nutzungspflicht, wenn die **Nutzung in einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht**, oder in einer **Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage** erfolgt. Allerdings knüpft dieser die Nutzung des Biogases betreffende Umstand an die „hinter“ der Systemgrenze liegende Wärmeerzeugung an. Der Nachweis, dass das Biogas in einem solchen Heizkessel oder einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage eingesetzt wurde, ist daher mit anderen Mitteln als über das zu entwickelnde Nachweissystem zu erbringen. Zusammen mit dem Nachweis über das Eigenschaftsprofil des Biogases (dazu sogleich) nach dem Biogasregister kann dann der Vollnachweis nach dem EEWärmeG erbracht werden.

Zudem sieht Ziffer II.1. der Anlage zum EEWärmeG vor, dass die Nutzung von gasförmiger Biomasse, die auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist wird, nur dann als Erfüllung der Nutzungspflicht gilt, wenn bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans die Voraussetzungen des Gasaufbereitungs-Bonus nach Nummer I. 1. a bis c der Anlage 1 zum EEG 2012 eingehalten werden. Namentlich betrifft dies den Grenzwert für die Methanemissionen bei der Aufbereitung und den Stromverbrauch für die Aufbereitung sowie die Verpflichtung zur Bereitstellung der Prozesswärme zur Aufbereitung aus erneuerbaren Energien oder Abwärme. Als weitere Voraussetzung sieht Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG vor, dass die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist und für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind. Diese Anforderungen decken sich mit dem, was das

01.01.2024

EEG 2012 vorsieht, weshalb an dieser Stelle auf die Ausführungen oben verwiesen werden kann.

I. Was muss nachgewiesen werden?

Es muss ein Nachweis darüber geführt werden können, dass

- es sich bei dem verwendeten Biogas um **Biomasse im Sinne der BiomasseV, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der KlärschlammV** handelt,
- das Biogas in einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht, oder in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage genutzt wurde (hierüber ist allerdings ein anderweitiger Nachweis „außerhalb“ des Nachweissystems zu erbringen),
- das Biogas **auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist** wurde,
- die **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung höchstens **0,2 Prozent** betragen haben,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas** vorlag,
- die **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie bereitgestellt wurde und für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Letzteres kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden.

01.01.2024

II. Nachweisberechtigter

Die Nachweispflicht besteht gemäß § 10 EEWärmeG gegenüber der zuständigen Behörde. Vor dem Hintergrund, dass das EEWärmeG von den Ländern vollzogen wird (Art. 84 Abs. 1 Satz 2 und 5 GG), richtet sich auch die Behördenzuständigkeit nach dem entsprechenden Landesrecht. So sieht es § 12 EEWärmeG auch ausdrücklich vor.

Als zuständige Behörde dürften daher wohl insbesondere die unteren Baubehörden in Betracht kommen (z. B. in Baden-Württemberg, § 8 Abs. 1 EEWärmeG Baden-Württemberg). Diskutiert wurde aber auch, die den zuständigen Behörden durch das EEWärmeG zugewiesenen Aufgaben auf Sachkundige i.S.v. § 2 Abs. 3 Nr. 3 EEWärmeG zu übertragen (siehe hierzu Vorbericht für die 107. Sitzung des Bau- und Verkehrsausschusses des Städtetags NRW).

O. Anforderungen an Biogas aus dem EEWärmeG 2008 (Baden-Württemberg)

Das EEWärmeG 2008 (BW) ist auch seit dem Inkrafttreten der Nachfolgeregelung des EEWärmeG 2015 (BW) am 01.07.2015 für solche Wohngebäude weiter anzuwenden, die bisher schon der Nutzungspflicht nach dem EEWärmeG 2008 unterfielen. Zudem ist das EEWärmeG 2008 für am 01.01.2009 bereits errichtete Gebäude anzuwenden, deren bisherige Heizanlage bis einschließlich 30.06.2015 ausgetauscht und durch den betriebsbereiten Einbau einer neuen Heizanlage ersetzt wurde, vgl. § 26 EEWärmeG 2015. Damit verbleibt für das EEWärmeG 2008 auch seit Inkrafttreten des EEWärmeG 2015 ein weiterer Anwendungsbereich. Die nach dem EEWärmeG 2008 Verpflichteten können allerdings alternativ auch die Verpflichtungen aus dem EEWärmeG 2015 erfüllen.

Das EEWärmeG 2008 sieht ausschließlich für Wohngebäude eine Pflicht zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien bei der Wärmeenergieerzeugung vor. Aufgrund des Vorrangs des bundesrechtlichen EEWärmeG (Bundesrecht bricht Landesrecht, Artikel 31 Grundgesetz) bzw. des GEG, welches das EEWärmeG abgelöst hat, findet das EEWärmeG 2008 seit Inkrafttreten des EEWärmeG am 01.01.2009 nur noch Anwendung für **Wohnbestandsbauten** die bis zum 01.04.2008 bereits

01.01.2024

errichtet wurden sowie für die **zwischen dem 01.04.2008 und dem 31.12.2008** entsprechende **Bauanträge gestellt** wurden.

Die festgelegte Höhe des Anteils beträgt für *Wohngebäude*, für die zwischen dem 01.04.2008 und dem 31.12.2008 der *Bauantrag gestellt* oder die Bauvorlagen *erstmalig eingereicht* wurde, mindestens 20 % des Wärmeenergiebedarfs. Für bereits *errichtete Wohngebäude*, für die vor dem 01.04.2008 der *Bauantrag gestellt* oder die Bauvorlagen *erstmalig eingereicht* wurden, besteht seit dem 01.01.2010 eine anteilige Nutzungspflicht in Höhe von mindestens 10 % des jährlichen Wärmeenergiebedarfs. Für die zuletzt genannten Wohnbestandsbauten gilt dies nur, wenn ein Austausch der Heizanlage bis einschließlich zum 30.06.2015⁵ erfolgt ist (vgl. § 26 EWärmeG 2015). Die Nutzungspflicht kann u. a. erfüllt werden, wenn der gesamte Wärmebedarf durch eine Heizanlage gedeckt wird, durch die mindestens 20 bzw. 10 % des Brennstoffbedarfs mit Biogas oder Bioöl gedeckt wird.

Möchte der Wohnungseigentümer Biogas zur Erfüllung seiner Verpflichtung zum Einsatz von erneuerbaren Energien einsetzen, müssen gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 3 EWärmeG 2008 die vorbenannten Anteile mit Biogas gedeckt werden.

I. Gesetzliche Anforderungen an den Einsatz von Biogas

Anforderungen an das einzusetzende Biogas ergeben sich lediglich aus der Regelung des § 3 Nr. 1 EWärmeG 2008. Danach gelten als erneuerbare

⁵ Um Härtefällen gerecht zu werden, empfiehlt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg in einem Hinweis zur Anwendbarkeit des bisherigen EWärmeG (EWärmeG 2008), analog § 19 Abs. 2 EWärmeG 2015 von der Novelle zu befreien und das EWärmeG 2008 anzuwenden. Härtefälle können sich danach z.B. dadurch ergeben, dass mit der Planung bei größeren Anlagen bereits vor Verabschiedung des Gesetzes begonnen oder in Fällen, in denen der Auftrag für die Heizungserneuerung zwar rechtzeitig gestellt wurde, die Umsetzung aber aufgrund erhöhter Nachfrage nicht rechtzeitig bis zum 30.06.2015 erfolgen konnte. Eine solche Anwendung des EWärmeG 2008 soll danach dann erfolgen, wenn der Auftrag zum Heizungstausch bis zum 31.05.2015 verbindlich erteilt wurde und der beauftragte Sachkundige bestätigt, dass ein rechtzeitiger Einbau vor dem 01.07.2015 nicht mehr möglich war und die neue Heizanlage bis spätestens zum 31.10.2015 betriebsbereit eingebaut wurde (abrufbar unter http://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/EWaermeG_BW/150504_Hinweis_zum_EWaermeG.pdf).

01.01.2024

Energien im Sinne des EWärmeG 2008 u. a. Biomasse einschließlich Biogas im Sinne der BiomasseV, welche ohne vorangegangene Umwandlung in elektrische Energie für Zwecke der Wärmenutzung verwendet wird. Wird aus einem Gasnetz entnommenes Gas zur Erfüllung der Pflicht zum Einsatz erneuerbarer Energien verwendet, stellt § 3 Nr. 2 EWärmeG 2008 klar, dass dieses Gas als Biogas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeistem Biogas über einen Bilanzzeitraum von einem Jahr entspricht.

Im Gegensatz zum GEG und zum EEWärmeG stellt das EWärmeG 2008 keine weiteren konkreten Anforderungen an auf Erdgasqualität aufbereitetes und eingespeistes Biogas. Will ein Wohnungseigentümer dieses Gas für die Erfüllung seiner Verpflichtung aus dem EWärmeG 2008 nutzen, so kommt es darauf an, dass die vorbenannte Voraussetzung aus § 3 Nr. 2 EWärmeG 2008 erfüllt wird. Dass dies auch nach Inkrafttreten des EWärmeG 2015 weiter gilt, ergibt sich nach Ansicht der Gutachter aus der Übergangsregelung in § 26 EWärmeG 2015. Danach ist auf Gebäude, deren Heizanlage vor Inkrafttreten des EWärmeG 2015 ausgetauscht wurde, das EWärmeG in der bis zum 30.06.2015 geltenden Fassung – also das EWärmeG 2008 – anzuwenden. Allerdings können die Verpflichteten alternativ auch die Anforderungen aus dem EWärmeG 2015 erfüllen. Dann aber spricht nach Ansicht der Gutachter viel dafür, dass die Verpflichteten die Anforderungen aus dem EWärmeG 2015 vollständig (also z.B. auch hinsichtlich der Verpflichtung zur Massenbilanzierung) erfüllen müssen.

II. Was muss nachgewiesen werden?

Damit ist nachzuweisen, dass das zur Wärmeerzeugung eingesetzte

- Biogas aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde.

Um sicherzustellen, dass die „**Fiktion**“ nach § 3 Nr. 2 EWärmeG 2008, dass das aus dem Gasnetz entnommene Gas als Biogas gilt, „greift“, müssen die Voraussetzungen dargelegt werden, welche dieser Fiktion zugrunde liegen, also insbesondere

- die **zeitliche Abfolge der Einspeisung in und der Entnahme aus dem Gasnetz**

01.01.2024

III. Nachweisberechtigter

Der Bauherr bzw. der Eigentümer des Wohngebäudes muss gemäß § 6 Abs. 1 EWärmeG 2008 den Umfang seiner Verpflichtung zum Einsatz von erneuerbaren Energien sowie die Geeignetheit der zur Erfüllung oder ersatzweise Erfüllung getroffenen Maßnahmen durch einen Sachkundigen bestätigen lassen. Der Begriff des Sachkundigen ist in § 7 Abs. 1 EWärmeG 2008 definiert.

Diese Bestätigung ist der zuständigen Behörde – nach § 8 Abs. 1 EWärmeG 2008 die untere Baurechtsbehörde – innerhalb von drei Monaten nach Inbetriebnahme oder Austausch der Heizanlage vorzulegen.

Beim Einsatz von Biogas ergibt sich aus § 6 Abs. 2 EWärmeG 2008 eine weitere Nachweispflicht. Hiernach muss der Wohnungseigentümer der zuständigen Behörde nach der erstmaligen Abrechnung der Brennstofflieferung innerhalb von drei Monaten sowie im weiteren auf Anforderung die Bestätigung des Brennstofflieferanten über die fossilen und regenerativen Anteile der jeweils gelieferten Brennstoffe vorlegen und die Bestätigungen darüber hinaus fünf Jahre aufbewahren.

P. Anforderungen an Biogas aus dem EWärmeG 2015 (Baden-Württemberg)

Das EWärmeG 2015 (BW) gilt seit dem 01.07.2015 für alle am 01.01.2009 bereits errichteten Gebäude (Wohngebäude und Nichtwohngebäude), deren Heizungsanlage nach dem 30.06.2015 ausgetauscht wird oder in die nachträglich eine neue Heizungsanlage eingebaut wird. Aufgrund des Vorrangs des bundesrechtlichen EEWärmeG (Bundesrecht bricht Landesrecht, Artikel 31 Grundgesetz) findet das EWärmeG 2015 keine Anwendung auf sämtliche Gebäude, die seit dem 01.01.2009 errichtet wurden.

Die Eigentümer der in den Anwendungsbereich des EWärmeG 2015 fallenden Gebäude sind verpflichtet, mindestens 15 Prozent des jährlichen Wärmeenergiebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken. Als erneuerbare Energie gilt gemäß § 5 Abs. 1 EWärmeG 2015 u.a. gasförmige

01.01.2024

Biomasse, welche ohne vorangegangene Umwandlung in elektrische Energie für Zwecke der Wärmenutzung verwendet wird.

I. Gesetzliche Anforderungen an den Einsatz von Biogas

Anforderungen an das einzusetzende Biogas ergeben sich zunächst aus § 3 Nr. 10 EWärmeG 2015. Biomasse im Sinne des EWärmeG 2015 sind danach u. a. **Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung** vom 21.06.2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066, 1126) in der jeweils geltenden Fassung, **biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung** vom 15. April 1992 (BGBl. I S. 912), zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212, 249) in der jeweils geltenden Fassung (im Folgenden: KlärschlammV) und **Pflanzenölmethylester**.

Weitere Anforderungen, die die gasförmige Biomasse erfüllen muss, damit bei deren Verwendung die Nutzungspflicht erfüllt werden kann, ergeben sich neben § 5 Abs. 1 (s.o.) aus § 5 Abs. 3 Satz 1 EWärmeG 2015. Danach wird die Nutzung von gasförmiger Biomasse nur dann **zu maximal zwei Dritteln** als Erfüllung der Nutzungspflicht anerkannt, wenn in Gebäuden mit einer **Heisanlage, deren thermische Leistung bis 50 kW** beträgt, **Erdgas mit einem anrechenbaren Biomethananteil von bis zu 10 %** zur vollständigen Deckung des Wärmeenergiebedarfs verwendet wird und die **Nutzung in einem Heizkessel erfolgt, der der besten verfügbaren Technik entspricht**. Der Einsatz in einer Heisanlage bis 50 kW und einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht, knüpft allerdings an die „hinter“ der Systemgrenze liegende Wärmeerzeugung an. Der Nachweis, dass das Biogas in einer solchen Heisanlage bzw. einem solchen Heizkessel eingesetzt wurde, ist daher mit anderen Mitteln als über das zu entwickelnde Nachweissystem zu erbringen. Zusammen mit dem Nachweis nach dem Biogasregister kann dann der Vollnachweis nach dem EWärmeG 2015 erbracht werden.

Wird aus einem Gasnetz entnommenes Gas zur Erfüllung der Pflicht zum Einsatz erneuerbarer Energien verwendet, stellt

01.01.2024

§ 5 Abs. 3 Satz 2 EWärmeG 2015 klar, dass dieses Gas als Biogas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im **Wärmeäquivalent** der Menge von an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeistem, auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas über einen Bilanzzeitraum von einem Jahr entspricht und wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans müssen zudem die Voraussetzungen nach Nr. 1. a bis c der Anlage 1 EEG 2012 eingehalten werden:

- **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens **0,2 Prozent**,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas**,
- Bereitstellung der **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie.

II. Was muss nachgewiesen werden?

Damit ist nachzuweisen, dass

- das Biomethan aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV, biologisch abbaubaren Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der KlärschlammV** erzeugt wurde,
- das Biomethan **auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist** wurde,
- die **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung höchstens **0,2 Prozent** betragen haben,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas** angefallen ist,

01.01.2024

- die **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie bereitgestellt wurde,
- für den Transport und den Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Letzteres kann nach Einschätzung der Gutachter mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten **Biogasregister Deutschland (Vorlage des Registerauszugs)** nachgewiesen werden.

III. Nachweisberechtigter

Die Verpflichteten müssen gemäß § 20 Abs. 1 EWärmeG 2015 nachweisen, welche Maßnahmen oder Maßnahmenkombinationen sie zur Erfüllung der Nutzungspflicht ergriffen haben. Der Nachweis erfolgt bei der Nutzung erneuerbarer Energien durch die Bestätigung eines Sachkundigen. Der Begriff des Sachkundigen ist in § 3 Nr. 11 EWärmeG 2015 definiert.

Der Nachweis ist gegenüber der zuständigen Behörde – nach § 22 Abs. 1 EWärmeG 2015 die untere Baurechtsbehörde – spätestens innerhalb von 18 Monaten nach Inbetriebnahme der neuen Heizanlage zu erbringen, vgl. § 4 Abs. 2 EWärmeG 2015.

Beim Einsatz von Biogas ergibt sich aus § 20 Abs. 3 EWärmeG 2015 eine weitere Nachweispflicht. Hiernach sind die fossilen und regenerativen Anteile der jeweils gelieferten Brennstoffe, der Verwendung von Massenbilanzsystemen und der Anforderungen an die Aufbereitung des Biomethans (Methanemissionen, Stromverbrauch und Prozesswärme) durch eine Bestätigung des Brennstofflieferanten nachzuweisen. Die der erstmaligen Abrechnung der Brennstofflieferung folgenden Bestätigungen sind auf Anforderung vorzulegen. Die Bestätigungen sind für fünf Jahre aufzubewahren.

01.01.2024

IV. Spezialfall: Einsatz von Biogas, wenn dieses nicht in der Bundesrepublik Deutschland eingespeist wurde

1) Gesetzliche Anforderungen

Das EWärmeG 2015 gilt für den Einsatz u. a. von Biomethan in Gebäuden in Baden-Württemberg. Dabei wird aus einem Gasnetz entnommenes Gas gemäß § 5 Abs. 3 Satz 2 EWärmeG 2015 als Biomethan angesehen, soweit die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle **in das Gasnetz** eingespeist worden ist (dazu nachfolgend unter Teil 2P.IV.1a) und wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans **von seiner Herstellung**, seiner **Einspeisung** in das Erdgasnetz und seinem **Transport** im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind (dazu nachfolgend unter Teil 2P.IV.1b)), vgl. bereits oben. Weitere Voraussetzung ist, dass die weiteren, soeben unter Teil 2O.I. dargestellten Anforderungen an die Qualität des Biomethans und die Umstände seiner Erzeugung eingehalten werden und dies nachgewiesen werden kann (dazu nachfolgend unter Teil 2H.IV.1c)).

a) Einspeisung in das „Gasnetz“ („Gasabtausch“)

Dabei dürfte es aus Sicht der Gutachter wohl grundsätzlich unproblematisch sein, wenn das Biomethan nicht in Baden-Württemberg und damit im Geltungsbereich des EWärmeG 2015 eingespeist wurde, aber doch innerhalb der Bundesrepublik Deutschland. Denn dem Gesetzestext lässt sich eine diesbezügliche Beschränkung auf Baden-Württemberg als Einspeiseort nicht entnehmen. Insbesondere findet sich keine Formulierung, nach der das Biomethan „innerhalb des Geltungsbereiches des Gesetzes“ eingespeist worden sein muss. Das EWärmeG 2015 selbst enthält zudem keine Definition, was unter „Gasnetz“ oder „Erdgasnetz“ im Geltungsbereich des EWärmeG 2015 zu verstehen sein soll. Es liegt nach unserem Verständnis aber nahe, insoweit auf die Begriffsdefinition im allgemeinen Energiewirtschaftsrecht – dem EnWG – abzustellen. Dort wird in § 3 Nr. 20 der Begriff „Gasversorgungsnetz“ definiert. Darunter fallen alle Fernleitungsnetze, Gasverteilernetze, LNG-Anlagen oder Speicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen

01.01.2024

erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden, einschließlich Netzpufferung und seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten genutzt werden, und der Anlagen verbundener Unternehmen, ausgenommen solche Netzteile oder Teile von Einrichtungen, die für örtliche Produktionstätigkeiten verwendet werden. Der Geltungsbereich des EnWG erstreckt sich unzweifelhaft auf das gesamte Gebiet der Bundesrepublik Deutschland, so dass „Gasversorgungsnetz“ im Sinne von § 3 Nr. 20 EnWG jedenfalls die darin genannten technischen Infrastruktureinrichtungen umfasst, die sich im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland befinden. Demnach meinen wir, dass eine Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz innerhalb der Bundesrepublik Deutschland eine Einspeisung in das „Gasnetz“ im Sinne des EWärmeG 2015 darstellt.

Fraglich ist aber aus unserer Sicht, ob eine Einspeisung in das „Gasnetz“ auch dann vorliegt, wenn das Biomethan zunächst in ein Gasnetz eines anderen, z.B. an die Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staates eingespeist wird. Denn dies dürfte nach den obigen Überlegungen nicht von der Definition des „Gasversorgungsnetzes“ in § 3 Nr. 20 EnWG umfasst sein, da das EnWG nur innerhalb Deutschlands anzuwenden ist.

Möglicherweise könnte das Tatbestandsmerkmal „Einspeisung in das Gasnetz“, sofern man den Begriff national verstehen möchte, dadurch erfüllt werden, dass Gasmengen aus dem benachbarten Gasnetz in das deutsche Gasnetz übertragen werden. Dies könnte eine Einspeisung von Biomethan in das – deutsche – Gasnetz im Sinne von § 5 Abs. 3 Satz 2 EWärmeG 2015 sein. Jedoch würde hierbei in aller Regel physikalisch Erdgas „eingespeist“. Denn das in das benachbarte Gasnetz eingespeiste Biomethan dürfte sich mit dem darin vorhandenen Gas vermischen und – physikalisch – nicht mehr oder allenfalls in geringem Anteil an der Grenzkuppelstelle vorhanden sein und übertragen werden können. Ob im Rahmen des „Gasabtausches“ eine lediglich bilanzielle Betrachtung ausreicht – welche letztendlich angestellt werden müsste – ist aus Sicht der Gutachter jedoch zweifelhaft. Vielmehr legt die Gesetzesformulierung „[...] soweit die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist [...]“

01.01.2024

aus Sicht der Gutachter ein Verständnis nahe, wonach der Gesetzgeber für die erstmalige Einspeisung des Biomethans von einer physikalischen Einspeisung von Biomethan ausgegangen sein dürfte. Die Fiktion, dass aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas – obwohl physikalisch fossiler Herkunft – als Biomethan gilt, wird erst für den „zweiten Schritt“ des Gasabtauschs, die Entnahme aus dem Erdgasnetz, gebildet. Da es sich nach dem Verständnis der Gutachter um eine Ausnahmegvorschrift handelt („aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas gilt *ausnahmsweise* als Biomethan“), dürfte diese eng auszulegen sein. Dies spricht dafür, die physikalische Einspeisung von Biomethan in das deutsche Gasnetz zu fordern. Diese könnte mit der Überleitung von physikalischen Erdgasmengen an der Grenzkuppelstelle nicht erfüllt werden.

Allerdings könnte fraglich sein, ob die oben dargestellte, recht formale und auf das nationale Gasnetz beschränkte Sichtweise für den Anwendungsbereich des EWärmeG 2015 geboten ist. Denn das EWärmeG 2015 enthält – wie bereits oben angesprochen – auch keine ausdrückliche Beschränkung hinsichtlich des Begriffes „Gasnetz“ oder einer innerhalb des Geltungsbereiches des Gesetzes oder zumindest des Bundesgebietes erforderlichen Einspeisung. Möglicherweise könnte daher auch eine Einspeisung in ein Gasnetz eines unmittelbar oder mittelbar angrenzenden Staates möglich sein, welches jeweils über Grenzkuppelstellen mit dem deutschen Gasnetz verbunden ist. Vor dem Hintergrund, dass das EWärmeG 2015 – anders als z. B. das EEG – keine Förderung gewährt, die einen nationalen Bezug rechtfertigen könnte, ist eine Beschränkung auf eine Einspeisung des Gases innerhalb der Grenzen des Bundesgebietes aus Sicht der Gutachter nicht unbedingt erforderlich. Dies könnte dafür sprechen, den Begriff des Gasnetzes im EWärmeG 2015 weiter zu verstehen als das Gasversorgungsnetz im Sinne von § 3 Nr. 20 EnWG und nicht an das Bundesgebiet zu binden. Für ein solches Verständnis könnte womöglich auch die Begründung zum Gesetzentwurf zur Novellierung des BImSchG (BT-Drs. 18/2442) sprechen. Dort heißt es zur Verordnungsermächtigung in § 37d Abs. 1 BImSchG (auf Seite 26):

„{...} In diesem Zusammenhang könnte z.B. auch geprüft werden, ob die Quotenanrechnung von Biomethan, das außerhalb des Geltungsbereichs des BImSchG in das Erdgasnetz eingespeist wird, zugelassen werden sollte.“

01.01.2024

Mangels eines geeigneten Nachweisverfahrens kann derzeit noch nicht sichergestellt werden, dass im Ausland in das dortige Erdgasnetz eingespeistes Biomethan tatsächlich nur in Deutschland als Biomethan eingesetzt wird und nicht eine Doppel- oder Mehrfachvermarktung als Biomethan erfolgt. {...}"

Insbesondere die Formulierungen „außerhalb des Geltungsbereiches des BImSchG in das Erdgasnetz eingespeist“ und „im Ausland in das dortige Erdgasnetz eingespeistes Biomethan“ legen aus Sicht der Gutachter eine Sichtweise nahe, nach der der Gesetzgeber zumindest für den Geltungsbereich des BImSchG von einem weiteren Begriffsverständnis des Erdgasnetzes ausgegangen sein könnte, welches sich auch über die Staatsgrenzen der Bundesrepublik Deutschland hinaus erstrecken kann. Da sich auch in den Begriffsdefinitionen des § 3 BImSchG keine eigene Definition des Erdgasnetzes findet, liegt es aus Sicht der Gutachter auch für dessen Anwendungsbereich nahe, auf Definitionen aus anderen Gesetzen zurückzugreifen. Das EnWG weist – wie sich bereits aus § 1 EnWG ergibt, der als Ziel des Gesetzes u. a. die Umweltverträglichkeit der Versorgung nennt – deutliche Bezugspunkte zum Umweltrecht auf, dem das BImSchG angehört. Deshalb liegt es aus Sicht der Umweltgutachter nahe, dass auch für den Anwendungsbereich des BImSchG – ebenso wie den des EWärmeG 2015 – auf die allgemeine Definition des Gasversorgungsnetzes des EnWG zurückgegriffen werden kann. Vor dem Hintergrund der oben dargestellten Passage aus der BT-Drs. 18/2442 könnte man daher annehmen, dass der Gesetzgeber den Begriff des Gasversorgungsnetzes bzw. des Erdgasnetzes für den Anwendungsbereich auch des EWärmeG 2015 nicht national verstanden wissen wollte.

Allerdings ist diese Sichtweise keineswegs zwingend. In der Begründung zum EWärmeG 2015 finden sich explizit zu der Frage, ob auch im Ausland eingespeistes Biomethan zur Erfüllung der Nutzungspflicht herangezogen werden kann, keine Ausführungen und Hinweise. Ob der Gesetzgeber dies in den Anwendungsbereich des EWärmeG 2015 einbeziehen wollte, ist daher für uns nicht zweifelsfrei ersichtlich. Auch wenn sich aus Sicht der Gutachter also Argumente für eine Öffnung des Anwendungsbereiches des EWärmeG 2015 für im Ausland eingespeistes Biomethan finden lassen, lassen die gegenwärtigen gesetzlichen Regelungen aus Sicht der Gutachter eine eindeutige Beantwortung dieser Frage nicht zu.

01.01.2024

b) Massenbilanzierung

Zudem müssen nach dem EWärmeG 2015 für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sein. Für das Bundesgebiet kann dies unseres Erachtens mit der Nutzung des entsprechend dieses Leitfadens ausgestalteten Biogasregister Deutschland sichergestellt werden.

Da die Pflicht zur Massenbilanzierung aber bereits an der Herstellung und Einspeisung des Biomethans sowie seinem Transport im Erdgasnetz ansetzt, müsste bei einer Einspeisung von Biomethan außerhalb Deutschlands eine Verwendung von Massenbilanzsystemen auch außerhalb der Systemgrenze des Biogasregister Deutschland sichergestellt werden können.

Jedenfalls wenn über die Grenzen des Biogasregister Deutschland hinaus ein Massenbilanzsystem für die Rückverfolgung des Biomethans über seinen gesamten Transport im deutschen und dem benachbarten Gasnetz bis hin zur Einspeisung in dieses benachbarte Gasnetz verwendet werden kann, welches den Anforderungen entspricht, die oben unter Teil 2C.II.1)a) für ein Massenbilanzsystem herausgearbeitet wurden, spricht aus Sicht der Gutachter viel dafür, dass die Anforderungen an eine Massenbilanzierung gewahrt werden können. Es würden dann zwei Massenbilanzierungssysteme „hintereinandergeschaltet“. Es müsste aber aus Sicht der Gutachter zumindest ein physikalischer Austausch von Gasmengen zwischen den betreffenden Gasnetzen möglich sein. Zudem müsste für eine lückenlose Massenbilanzierung sichergestellt werden, dass sich die aus dem deutschen Gasnetz entnommenen Gasmengen, die bilanziell als Biomethan gelten sollen, mit den Gasmengen decken, die in das benachbarte Gasnetz physikalisch als Biomethan eingespeist und bilanziell an der Grenzkuppelstelle übertragen wurden. Werden z. B. in das niederländische Gasnetz 100 Mengeneinheiten Biomethan eingespeist, müssten über die Grenzkuppelstelle auch 100 Mengeneinheiten Gas übertragen werden, damit aus dem deutschen Gasnetz 100 Mengeneinheiten entnommen werden können, die bilanziell als

01.01.2024

Biomethan gelten. Außerdem müsste das weitere Massenbilanzsystem anschlussfähig zum Biogasregister Deutschland sein und darüber eine lückenlose Rückverfolgung der Biomethanmengen bis zur Herstellung möglich sein.

Sofern das Biomethan nicht in das Gasnetz eines unmittelbar an Deutschland angrenzenden Staates eingespeist wird, müssten die soeben dargestellten Anforderungen nach Ansicht der Gutachter über die „Kette“ erfüllt werden können. Es würden dann in einer „Kette“ mehrere Massenbilanzsysteme „hintereinandergeschaltet“. Es müsste dann in der „Kette“ der aneinander angrenzenden Gasnetze ein physikalischer Gasfluss möglich sein. Zudem müsste für jeden „Übertrag“ von Gasmengen über eine Grenzkuppelstelle sichergestellt sein, dass im Bilanzierungszeitraum in das jeweils zuvor genutzte Gasnetz mindestens so viele Mengeneinheiten Biomethan eingespeist wurden, wie aus dem jeweiligen Gasnetz im Bilanzierungszeitraum entnommen oder über die „Kette“ in ein anderes Gasnetz übertragen wurden. Die „hintereinandergeschalteten“ Massenbilanzsysteme müssten jeweils aneinander anschlussfähig sein und so eine lückenlose Rückverfolgung der betreffenden Biomethanmengen über die Kette bis zu seiner Herstellung und erstmaligen Einspeisung ermöglichen.

c) Anforderungen an das Biomethan (Ausgangsstoffe und Umstände der Erzeugung)

Zudem müssen die weiteren, oben genannten Anforderungen an das einzusetzende Biogas aus § 3 Nr. 10 EWärmeG 2015 eingehalten werden, damit das in einem anderen Staat eingespeiste Biomethan zur Erfüllung der Nutzungspflicht aus dem EWärmeG 2015 eingesetzt werden kann. Das Biomethan muss also aus Biomasse im Sinne des EWärmeG 2015 erzeugt worden sein. Der Begriff umfasst u.a. **Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung** vom 21.06.2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066, 1126) in der jeweils geltenden Fassung, **biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung** vom 15. April 1992 (BGBl. I S. 912), zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212, 249). in der jeweils

01.01.2024

geltenden Fassung (im Folgenden: KlärschlammV) und **Pflanzenölmethylester**.

Bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans müssen zudem die Voraussetzungen nach Nr. 1. a bis c der Anlage 1 EEG 2012 eingehalten werden:

- **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens **0,2 Prozent**,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas**,
- Bereitstellung der **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie.

2) Was ist nachzuweisen?

Es ist nachzuweisen, dass

- das Biomethan aus **Biomasse im Sinne der BiomasseV, biologisch abbaubaren Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas oder Klärschlamm im Sinne der KlärschlammV** erzeugt wurde,
- das Biomethan **auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist** wurde,
- die **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung höchstens **0,2 Prozent** betragen haben,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens **0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas** angefallen ist,
- die **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie bereitgestellt wurde,

01.01.2024

für den Transport und den Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Dies kann für den Transport des Biomethans im deutschen Gasnetz nach Ansicht der Gutachter über das entsprechend dieses Leitfadens ausgestaltete Biogasregister Deutschland nachgewiesen werden. Um allerdings den erforderlichen, lückenlosen Nachweis über die Verwendung von Massenbilanzsystemen von der Herstellung des Biomethans bis zu seiner Entnahme aus dem Gasnetz führen zu können, muss auch außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregister Deutschland ein Massenbilanzsystem verwendet und der Nachweis in das Biogasregister Deutschland überführt werden, welches den hier dargestellten Anforderungen (vgl. unter Teil 2C.II.1)a) an eine Massenbilanzierung entspricht.

Fraglich ist, wie die Herstellung des Biomethans aus den oben angeführten Ausgangsstoffen sowie die Umstände seiner Erzeugung nachgewiesen werden können, wenn das Biomethan **außerhalb Deutschlands erzeugt und eingespeist** wird. Nach Ansicht der Gutachter gelten dann auch die nachfolgend unter Teil 3C.II. erarbeiteten Grundsätze.

Da das EWärmeG 2015 keine gesetzlichen Vorgaben dazu macht, welcher Personenkreis die nachzuweisenden Umstände feststellen darf, muss diesbezüglich nach Ansicht der Gutachter eine sachkundige Person tätig werden. Rechtlich nicht zwingend notwendig ist aus Sicht der Gutachter, dass über die gesamte Nachweiskette von der Herstellung des Biomethans im Ausland bis zu seiner Entnahme aus dem deutschen Gasnetz dieselbe Person tätig wird. Allerdings wäre aus Sicht der Gutachter wünschenswert, dass der Auditor, der die zu auditierenden Daten an das Biogasregister Deutschland meldet, bestätigt, dass die zu auditierenden Anforderungen auch außerhalb der Systemgrenzen des Biogasregisters Deutschland eingehalten wurden. Ebenfalls nicht zwingend nötig, aber wünschenswert wäre aus Sicht der Gutachter, dass diesbezüglich beim Biogasregister der dena akkreditierte Auditoren tätig werden. Denn es spricht viel dafür, dass dies die Akzeptanz des über das Biogasregister Deutschland erbrachten Nachweises durch den Nachweisberechtigten (z.B. den Netzbetreiber) erhöhen dürfte. Denn dieser muss grundsätzlich überprüfen, ob die

01.01.2024

Anforderungen eingehalten werden. Je höher das Vertrauen in die auditierenden Personen ist, desto mehr spricht dafür, dass der Nachweisberechtigte Registernachweise auch ohne weitere Prüfung (z.B. der Liefervertragskette etc.) akzeptieren wird.

Wird für die Massenbilanzierung im Ausland ein mit dem Standard des Biogasregisters der dena vergleichbares Massenbilanzierungssystem genutzt, beinhaltet dies den Nachweis, dass die betreffenden Biogasmengen lückenlos über den gesamten Transport bis zur Herstellung und Einspeisung in das dortige Gasnetz rückverfolgbar sind. Der Nachweis umfasst damit u.a. die (physikalische) Einspeisung in das ausländische Gasnetz. Zusätzlich muss nachgewiesen werden, dass eine entsprechende Gasmenge aus dem Ausland in das Gasnetz der Bundesrepublik Deutschland eingespeist wurde. Hierbei dürfte nach Ansicht der Gutachter eine bilanzielle Einspeisung an der Grenzkuppelstelle ausreichen, wenn zumindest die Möglichkeit eines physikalischen Austauschs von Gasmengen besteht. Zudem muss eine entsprechende Liefervertragskette vorliegen. Dies bedeutet, dass die gehandelten Gasmengen lückenlos über entsprechende Verkaufsverträge rückverfolgbar sein müssen. Dies betrifft sämtliche Handelsaktivitäten, also sowohl den Verkauf der Gasmengen im Ausland als auch den Verkauf vom Ausland in die Bundesrepublik Deutschland.

3) **Nachweisberechtigter**

Hinsichtlich des Nachweisberechtigten ergeben sich aus Sicht der Gutachter bei einer Einspeisung des Biomethans im Ausland gegenüber den obigen Darstellungen keine Besonderheiten. Der Nachweis ist gegenüber der zuständigen Behörde – der unteren Baubehörde – zu erbringen. Im Weiteren kann an dieser Stelle vollumfänglich auf Teil 2O.III verwiesen werden.

Q. Anforderungen an Biogas aus dem KWKG 2017 („Klassische“ KWK-Anlagen und iKWK-Systeme)

Weder das KWKG 2017 noch die KWKAusV beinhalten explizite Anforderungen an das in einer „klassischen“ KWK-Anlage bzw. in einem iKWK-System in der Komponente zur Bereitstellung innovativer

01.01.2024

erneuerbarer Wärme eingesetzte Biogas. Der punktuelle Verweis auf das EEG 2017 sowie die Begründung zur KWKAusV lassen jedoch Rückschlüsse auf die Anforderungen an Biogas bei der Förderung von „klassischen“ KWK-Anlagen bzw. iKWK-Systemen nach dem KWKG 2017 zu.

I. Gesetzliche Anforderungen

1) „Klassische“ KWK-Anlagen

Zu den Förderkategorien des KWKG 2017 zählen neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen, die Strom auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen erzeugen, sowie bestehende KWK-Anlagen, die Strom auf Basis gasförmiger Brennstoffe erzeugen. Diese allgemeine Vorgabe im Hinblick auf die förderfähigen Brennstoffe ist in § 6 Abs. 1 Nr. 2 und § 13 Abs. 1 Nr. 3 KWKG 2017 zu finden. Weder dort noch in den Begriffsbestimmungen in § 2 KWKG 2017 ist jedoch eine Legaldefinition der einzelnen förderfähigen Brennstoffe bzw. ein Verweis auf die entsprechenden Definitionen im EEG 2017 oder auf die BiomasseV zu finden. Unter den sehr weit gefassten Begriff der „gasförmigen Brennstoffe“ im KWKG 2017 fallen jedoch zweifelsfrei auch Biogas und Biomethan im Sinne von § 3 Nr. 11 EEG 2017 bzw. Biomethan im Sinne von § 3 Nr. 13 EEG 2017. Dies erklärt sich nicht zuletzt daraus, dass das KWKG 2017 auch den Einsatz von fossilen gasförmigen Brennstoffen in KWK-Anlagen fördert.

In der Regel erfüllt beispielweise der Einsatz von Biomethan in der KWK-Anlage jedoch auch die Voraussetzungen für eine Förderung nach dem EEG. Da dieselbe Strommenge nur entweder nach dem EEG 2017 oder nach dem KWKG 2017 gefördert werden kann (vgl. § 1 Abs. 3 KWKG 2017) und die EEG-Förderung regelmäßig wirtschaftlicher ist, fällt die Entscheidung des Anlagenbetreibers in der Regel zugunsten der EEG- und damit gegen die KWKG-Förderung.

2) Innovative KWK-Systeme

Um die Vorgaben für die mit dem KWKG 2017 eingeführte und in der KWKAusV konkretisierte neue Förderkategorie zu erfüllen, muss ein innovatives KWK-System (iKWK-System) stets aus folgenden drei

01.01.2024

Komponenten bestehen: (1) einer neuen oder modernisierten KWK-Anlage, (2) einer fabrikneuen Komponente zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme (im Folgenden: iKomponente) und (3) einem elektrischen Wärmeerzeuger (Power-to-Heat-Anlage).

Hierbei besteht nun in zweierlei Hinsicht die Möglichkeit, Biomethan einzusetzen. Zum einen können als iKomponente ausschließlich mit gasförmiger Biomasse betriebene Wärmepumpen eingesetzt werden (hierzu sogleich unter a)). Zum anderen besteht für einen Übergangszeitraum die Möglichkeit der anteiligen Wärmebereitstellung durch die Verbrennung von Biomethan, um den vorgeschriebenen Anteil an innovativer erneuerbarer Wärme zu erreichen (dazu unter b)).

a) Innovative erneuerbare Wärme in iKWK-Systemen (§ 24 Abs. 1 Nr. 2 KWKAusV)

Die nach § 24 Abs. 1 Nr. 2 KWKAusV zulässige innovative erneuerbare Wärme wird in § 2 Nr. 12 KWKAusV definiert als

„erneuerbare Wärme aus Wärmetechniken,

- a) die jeweils eine Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25 erreichen,*
- b) deren Wärmeerzeugung außerhalb des innovativen KWK-Systems für die Raumheizung, die Warmwasseraufbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird und*
- c) die, soweit Gas genutzt wird, ausschließlich gasförmige Biomasse einsetzen“.*

Die Jahresarbeitszahl ist nach § 2 Nr. 13 KWKAusV *„der Quotient aus der Summe der von den Komponenten zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme bereitgestellten Energiemenge und der Summe der dafür eingesetzten Energiemenge in Form von Brennstoffen oder Strom in einem Kalenderjahr“.*

Laut Verordnungsbegründung (BT-Drs. 18/12375, S. 68) ist die Jahresarbeitszahl dabei so gewählt, dass diese deutlich über der heute üblichen Standardtechnik für Wärmeerzeugung durch Verbrennung, wie beispielsweise Brennwärtekessel (1,05) liegt, jedoch von den besten heute verfügbaren brennstoffbasierten Techniken wie Absorptions- und Motorwärmepumpen (ab 1,3) erreicht werden kann. Neben den nichtbrennstoffbasierten erneuerbaren Energien wie Solarthermie,

01.01.2024

Geothermie und strombetriebenen Wärmepumpen, deren Jahresarbeitszahl 3,0 überschreiten könne, sei die Anforderung auch von einer biomethanbetriebenen Wärmepumpe zu erreichen.

Auch wenn brennstoffbasierte Technologien durch diese sehr hohe Effizienzanforderung weitgehend ausgeschlossen sind, ist der Einsatz von biomethanbetriebenen Wärmepumpen damit ausdrücklich als iKomponente vorgesehen.

Während die Verordnung selbst an dieser Stelle keinen Verweis auf das EEG 2017 enthält, konkretisiert die Verordnungsbegründung insofern, dass mit dem Einsatz von „gasförmiger Biomasse“ der Einsatz von Biogas im Sinne von § 3 Nr. 11 EEG 2017 oder Biomethan im Sinne von § 3 Nr. 13 EEG 2017 gemeint ist.

Für den Einsatz von Biogas zur Erzeugung von innovativer erneuerbarer Wärme ordnet § 2 Nr. 12 lit. c KWKAusV zudem die entsprechenden Anwendung der Vorgaben für den sog. „Gasabtausch“ nach § 44b Abs. 5 EEG 2017 an (Gasabtausch und Massenbilanzierung).

b) Biomethaneinsatz in der KWK-Anlage eines iKWK-Systems (§ 19 Abs. 5 KWKAusV)

Der Einsatz von Biogas in iKWK-Systemen kann auch dann relevant werden, wenn der vorgeschriebene Anteil von innovativer erneuerbarer Wärme nicht erreicht wird. So ist die iKomponente grundsätzlich so zu dimensionieren, dass sie im Auslegungszustand mit dem innovativen KWK-System pro Kalenderjahr mindestens 30 Prozent der Referenzwärme als innovative erneuerbare Wärme bereitstellen kann. Der Begriff der Referenzwärme wird in § 2 Nr. 16 KWKAusV definiert als *„die Summe aus der Nutzwärme, die die KWK-Anlage eines innovativen KWK-Systems mit 3 000 Vollbenutzungsstunden bereitstellen kann, und der von dem gleichen innovativen KWK-System innerhalb eines Kalenderjahres bereitgestellten innovativen erneuerbaren Wärme“*.

Wird der Anteil an der Referenzwärme von 30 Prozent (für in den Jahren 2017 bis 2020 erteilte Ausschreibungszuschläge) bzw. von 35 Prozent (für im Jahr 2021 erteilte Ausschreibungszuschläge) unterschritten, hat dies

01.01.2024

grundsätzlich eine Sanktion in Form des Verlusts von Förderung zur Folge: Nach § 19 Abs. 5 Nr. 1 und 2 KWKAusV verringert sich für das jeweilige Kalenderjahr der Zuschlag für jeweils 300 Vollbenutzungsstunden auf null für jeden Prozentpunkt, um welchen die geforderte Referenzwärme unterschritten wird. In den ersten fünf Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs ist jedoch eine Anrechnung von erneuerbarer Wärme aus der Verbrennung von Biomethan in der KWK-Anlage des iKWK-Systems bis zu 5 Prozent möglich. In diesem Fall fordert § 20 Abs. 2 Nr. 2 lit. c KWKAusV einen Nachweis über den Einsatz von Biomethan im Sinne von § 3 Nr. 13 EEG 2017 (dazu sogleich unter II.2).

Allerdings sieht § 16 Abs. 1 Nr. 6 KWKAusV auch eine Entwertung des Ausschreibungszuschlags vor, wenn sich der Zuschlagswert in fünf aufeinanderfolgenden Jahren nach § 19 Abs. 5 KWKAusV für jeweils mindestens 1.500 Vollbenutzungsstunden auf null verringert hat. Damit soll ausweislich der Verordnungsbegründung (S. 89) verhindert werden, dass die Regelung einen Anreiz für systematisch zu kleine iKomponenten in iKWK-Systemen bietet.

II. Was muss nachgewiesen werden?

1) „Klassische“ KWK-Anlagen

Beim Einsatz von Biogas oder Biomethan in einer KWK-Anlage ist kein weiterer Nachweis erforderlich, da es sich hierbei unzweifelhaft um einen gasförmigen Brennstoff handelt und allein damit die Förderfähigkeit nach dem KWKG 2017 gegeben ist.

2) iKWK-Systeme

Im Rahmen der Zulassung eines iKWK-Systems durch das BAFA, bei dem eine biomethanbetriebene Wärmepumpe die iKomponente darstellt, dürfte zunächst der Nachweis zu erbringen sein, dass die biomethanbetriebene Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl von mind. 1,25 erreicht und dass in dieser **ausschließlich gasförmige Biomasse** eingesetzt wird. Zwar wird dies von § 24 KWKAusV nicht ausdrücklich gefordert, aber nur, wenn diese Anforderungen erfüllt werden, handelt es sich überhaupt um eine iKomponente i. S. v. § 2 Nr. 12 KWKAusV und eröffnet damit erst die

01.01.2024

Möglichkeit der Zulassung als iKWK-System. Da § 2 Nr. 12 lit. c) 2. Hs. KWKAusV im Falle des Einsatzes von Biogas in der iKomponente die entsprechende Anwendung der Vorgaben für den sog. „**Gasabtausch**“ nach § 44b Abs. 5 EEG 2017 anordnet, gelten insoweit die Ausführungen unter D.II.2) entsprechend.

Zudem sieht die KWKAusV in § 20 Abs. 2 Nr. 2 lit. b) bis d) eine jährliche Mitteilungspflicht des iKWK-Systembetreibers während der Dauer der Zuschlagszahlung vor. Bis zum 31.03. des Folgejahres muss der Betreiber sowohl gegenüber dem BAFA als auch gegenüber dem Netzbetreiber u. a. folgende **Nachweise** erbringen:

- Über den **Anteil** der tatsächlich innerhalb des vorherigen Kalenderjahres in ein Wärmenetz eingespeisten (oder anderweitig außerhalb des innovativen KWK-Systems für Raumheizung, Warmwasserbereitung, Kälteerzeugung oder als Prozesswärme bereitgestellten) **innovativen erneuerbaren Wärme** des innovativen KWK-Systems an der Referenzwärme, wobei ab dem Jahr 2021 eine Aufschlüsselung nach innovativer erneuerbarer Wärme und erneuerbarer Wärme aus der Verbrennung von Biomethan im Sinne von § 3 Nr. 13 EEG 2017 in der KWK-Anlage des innovativen KWK-Systems zu erfolgen hat,
- im Falle der Erzeugung von erneuerbarer Wärme aus der Verbrennung von Biomethan in der **KWK-Anlage** des iKWK-Systems ein Nachweis über den Einsatz von **Biomethan** im Sinne von § 3 Nr. 13 EEG 2017 und
- im Falle des Einsatzes von Gas in der **iKomponente**, beispielsweise bei einer biomethanbetriebenen Wärmepumpe, ein Nachweis darüber, dass in dieser **ausschließlich gasförmige Biomasse** eingesetzt wurde.

Im Hinblick auf den ausschließlichen Einsatz von gasförmiger Biomasse in § 2 Nr. 12 lit. c) 2. Hs. KWKAusV, also zur Erzeugung von „innovativer erneuerbarer Wärme“ wird die entsprechende Anwendung von § 44b Abs. 5 EEG 2017 („Gasabtausch“) angeordnet. Für den Nachweis über die übergangsweise Erzeugung von Wärme aus der Verbrennung von

01.01.2024

Biomethan in der KWK-Anlage nach § 19 Abs. 5 KWKAusV dürfte die Anwendung von § 44b Abs. 5 EEG 2017 (Gasabtausch und Massenbilanzierung) ebenfalls sachgerecht sein. Hierfür spricht besonders die Mitteilungspflicht des § 20 Abs. 2 Nr. 1 lit. d) KWKAusV, in welcher ein Nachweis zur Erfüllung der Voraussetzungen nach § 2 Nr. 12 lit. c) KWKAusV verlangt wird. In Zusammenhang mit den aufgezeigten Nachweispflichten nach § 20 Abs. 2 Nr. 2 lit. b) und lit. c) ergibt sich insoweit keine Differenzierung zwischen einem Einsatz von Biomethan in der iKomponente oder einer anteiligen Verbrennung in der KWK-Anlage. Demnach müssen die Umstände, die der Fiktion des Gasabtauschs zugrunde liegen, nachgewiesen werden: Dies betrifft insbesondere den Mengennachweis und die zeitliche Abfolge der eingespeisten und aus dem Erdgasnetz entnommenen Gasmengen sowie die Verwendung von Massenbilanzsystemen für den Transport und den Vertrieb des Biogases von seiner Herstellung/Gewinnung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz. Letzteres kann nach unserer Einschätzung mit der Nutzung des anhand dieses Leitfadens ausgestalteten Biogasregisters Deutschland (Vorlage des Registerauszugs) nachgewiesen werden, wenn Kaufgegenstand Biogas ist, nicht aber ein Zertifikat.

R. Anforderung an Biogas aus dem KWKG 2017 (Wärmenetze und -speicher)

Das KWKG 2017 ermöglicht neben der Förderung von Strom aus KWK-Anlagen und iKWK-Systemen auch die Förderung des Neu- oder Ausbaus von Wärmenetzen (§§ 18 ff. KWKG 2017) sowie des Neubaus von Wärmespeichern (§§ 22 ff. KWKG 2017). Förderfähig sind verschiedene Investitionsmaßnahmen, darunter etwa auch Netzverstärkungsmaßnahmen oder die Umrüstung bestehender Behälter zu einem Wärmespeicher. Wärmenetzen und -speichern vollkommen gleichgestellt sind dabei Kältenetze (§ 21 KWKG 2017) und -speicher (§ 25 KWKG 2017).

I. Gesetzliche Anforderungen

Eine zentrale Voraussetzung der Förderung von Wärmenetzen bzw. -speichern nach dem KWKG 2017 ist die Zusammensetzung der transportierten bzw. eingespeicherten Wärme.

01.01.2024

Für Wärmenetze legt § 18 Abs. 1 Nr. 2 KWKG 2017 fest, dass die Versorgung der Abnehmenden des neu- oder ausgebauten Wärmenetzes

- mindestens zu 75 Prozent mit Wärme aus KWK-Anlagen oder
- mindestens zu 50 Prozent mit einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird, erfolgt.

Diese Schwellenwerte wurden erst mit dem Inkrafttreten des KWKG 2017 am 01.01.2017 für die Wärmenetzförderung eingeführt und setzen die europarechtlichen Vorgaben, insbesondere der EU-Energieeffizienzrichtlinie, um. Nach dem zuvor geltenden KWKG 2016 mussten mindestens 60 Prozent der transportierten Wärme in KWK-Anlagen erzeugt worden bzw. industrielle Abwärme ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz oder Wärme aus erneuerbaren Energien sein. Erfolgt also eine Versorgung lediglich aus KWK-Anlagen, ist durch die gesetzliche Änderung eine Erhöhung des Anteils von 60 Prozent auf 75 Prozent erfolgt. Im Falle der Kombination aus KWK-Wärme, Wärme aus erneuerbaren Energien und/oder industrieller Abwärme wurde die Schwelle dagegen auf 50 Prozent abgesenkt.

Im Verhältnis zum KWKG 2016 sind die Schwellenwerte für Wärmespeicher im KWKG 2017 unverändert geblieben. § 22 Abs. 1 Nr. 1 KWKG 2017 setzt für eine Förderung voraus, dass die Wärme des Wärmespeichers überwiegend aus KWK-Anlagen stammt, die an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind und die in dieses Netz einspeisen können. Unter „überwiegend“ wird ein Anteil von mehr als 50 Prozent verstanden. Zu Erreichung dieser Schwelle darf nach § 18 Abs. 2 KWKG 2017 auch im Falle von Wärmespeichern anstelle der Wärme aus KWK-Anlagen ebenso industrielle Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird, sowie Wärme aus erneuerbaren Energien angesetzt werden.

In allen Fällen der Kombination von KWK-Wärme mit industrieller Abwärme und/oder Wärme aus erneuerbaren Energien darf nach § 18 Abs. 2 KWKG 2017 bzw. § 22 Abs. 2 KWKG 2017 der Anteil der Wärme aus KWK-

01.01.2024

Anlagen einen Anteil von 25 Prozent der transportieren bzw. eingespeisten Wärmemenge nicht unterschreiten.

Während industrielle Abwärme in § 2 Nr. 9 KWKG 2017 legaldefiniert wird, fehlt eine entsprechende Definition für Wärme aus erneuerbaren Energien. Ein Rückgriff auf die Vorschriften zu iKKW-Systemen im KWKG 2017 und der KWKAusV hilft insoweit nur bedingt weiter. In § 2 Nr. 12 KWKAusV wird lediglich „*innovative erneuerbare Wärme*“ definiert, bei welcher es sich um erneuerbare Wärme aus bestimmten Wärmetechniken handeln muss. Dabei lässt der Wortlaut offen, ob die erneuerbare Wärme auch in der KWK-Anlage erzeugt werden darf. Diese Wärmetechniken müssen u. a. eine Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25 erreichen und dürfen, soweit sie Gas einsetzen, ausschließlich gasförmige Biomasse einsetzen (vgl. hierzu ausführlich unter Q.I.2). Daraus lässt sich schließen, dass jedenfalls Wärme, die auf Basis von gasförmiger Biomasse, also u.a. auch von Biomethan, erzeugt wurde, als Wärme aus erneuerbaren Energien gelten kann, da sie ggf. sogar die strengeren Anforderungen an „innovative erneuerbare Wärme“ erfüllt. Unklar bleibt jedoch, welche Technologien darüber hinaus für die Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien i. S. d. KWKG 2017 zur Erreichung einer Wärmenetz- oder Wärmespeicherförderung genutzt können.

Insoweit erscheint ein Rückgriff auf das GEG naheliegend. Die darin formulierten Anforderungen können für den Einsatz von Biogas zu Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien und damit einer Erreichung der Schwellenwerte für die Förderung eines Wärmenetzes bzw. Wärmespeichers entsprechend übertragen werden. Sind die Voraussetzungen für den Einsatz von Biogas nach dem GEG erfüllt, sind keine Gründe ersichtlich, die auf diese Weise erzeugte Wärme nicht auch als Wärme aus erneuerbaren Energie i. S. d. KWKG 2017 anzusehen. Offen ist, ob im Rahmen der Förderung von Wärmenetzen oder -speichern nicht sogar geringere Anforderungen an den Begriff der Wärme aus erneuerbaren Energie zu stellen sind, da das KWKG 2017 ja gerade keine näheren Vorgaben regelt.

Für die Nachweisführung eines bilanziellen Bezugs von Biomethan und eines entsprechenden Einsatzes zur Erzeugung von Wärme fehlt es im

01.01.2024

KWKG 2017 an einem ausdrücklichen Verweis auf die Regelungen zum Gasabtausch nach § 44b Abs. 5 EEG 2017. Eine analoge Anwendung der Vorschrift dürfte als rechtssicherster Weg einzustufen sein. Es ist jedoch offen, ob eine Verwendung von Massenbilanzsystemen verpflichtend zu fordern ist oder auch andere Nachweismethoden als ausreichend zu bewerten sind.

Nicht abschließend geklärt ist außerdem, ob das (bilanziell bezogene) Biomethan in der Wärmeerzeugungsanlage, sei es etwa ein Kessel oder eine KWK-Anlage, ausschließlich eingesetzt werden muss oder lediglich ein gewisser Anteil ausreicht. Es spricht für die Zulässigkeit einer bloß anteiligen Nutzung von (bilanziell bezogenen Biomethan), dass der Anteil von Wärme aus erneuerbaren Energien im Wärmenetz bzw. Wärmespeicher auch nicht 100 Prozent der gesamten transportierten oder eingespeicherten Wärme betragen muss. Vielmehr dürfen weitere – auch konventionelle – Wärmequellen zum Einsatz kommen.

II. Was muss nachgewiesen werden?

Für die Förderung eines Wärmenetzes oder Wärmespeichers nach dem KWKG 2017 muss der Anlagenbetreiber die Zusammensetzung der transportierten bzw. eingespeicherten Wärme nachweisen. Der Nachweis ist für die Zulassung des Wärmenetzes bzw. Wärmespeichers gegenüber dem BAFA zu führen und in Form des Testats eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers vorzulegen (§ 30 Abs. 1 Nr. 3 bzw. Nr. 4 KWKG 2017).

Die Einhaltung der gesetzlichen Schwellenwerte muss von dem Betreiber des Wärmenetzes bzw. Wärmespeichers bei der Zulassung durch das BAFA nachgewiesen werden. Der Nachweis der entsprechenden Zusammensetzung der transportierten oder eingespeicherten Wärme muss entweder für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme oder innerhalb von 36 Monaten ab Inbetriebnahme des Wärmenetzes bzw. des Wärmespeichers geführt werden, wobei das BAFA stets einen Nachweiszeitraum von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten für die Erreichung der Schwellenwerte verlangt.

01.01.2024

Sofern auch Wärme aus erneuerbaren Energien zur Erreichung der gesetzlichen Schwellenwerte in Ansatz gebracht wird, ergeben sich aus dem KWKG 2017 selbst keine konkreten Vorgaben. Möglich erscheinen sowohl ein Rückgriff auf die Nachweisvorgaben des GEG (siehe oben **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) sowie des § 44b Abs. 5 EEG 2017 (siehe oben unter D.II.2). Die Zulässigkeit alternativer Nachweismethoden ist bislang nicht geklärt.

S. Anforderungen an Biogas aus dem Energiesteuergesetz

Das EnergieStG sah bis zum 31.12.2017 eine Steuerentlastung für Energieerzeugnisse vor, die durch Vergärung oder synthetisch aus Biomasse erzeugtes und auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) sind oder enthalten, § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG; die Regelung ist mit Wirkung zum 01.10.2018 entfallen. Die nachfolgende Darstellung beschränkt sich daher auf Entlastungen von der Energiesteuer bis zum 31.12.2017.

I. Gesetzliche Anforderungen an Biogas

Fraglich ist, was als Biomasse im Sinne des EnergieStG anzusehen ist. Nach § 1a Nr. 13a EnergieStG sind Biokraft- und Bioheizstoffe Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV in der jeweils geltenden Fassung. Zwar stellt die Regelung des § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG ausdrücklich auf den Begriff der „Energieerzeugnisse“ und nicht auf den Begriff der „Biokraft- und Bioheizstoffe“ ab, während in den Regelungen des § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 EnergieStG ausdrücklich der Begriff der „Bio-kraftstoffe“ verwendet wird. Man könnte daher die Auffassung vertreten, die Begriffsbestimmung des § 1a Nr. 13a EnergieStG gelte nur für diejenigen Tatbestände, die ausdrücklich auf den Begriff der „Biokraftstoffe“ abstellen und damit nicht für § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG. Im Rahmen der zuletzt genannten Regelung würde dann ein anderer – weiterer – Biomassebegriff gelten. Allerdings würde diese Betrachtungsweise übersehen, dass § 50 Abs. 1 EnergieStG für alle Steuerentlastungstatbestände mit „Steuerentlastungen für Biokraftstoffe“ überschrieben ist. Nach Ansicht der

01.01.2024

Gutachter ist daher davon auszugehen, dass wohl auch im Rahmen des § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG der Biomassebegriff im Sinne der BiomasseV anzuwenden ist. Die Steuerentlastung nach § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG setzt damit nach der hier vertretenen Auffassung voraus, dass das Biogas durch Vergärung oder synthetisch aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt und auf Erdgasqualität aufbereitet wurde.

Die Steuerentlastung wird weiterhin nur gewährt, wenn das Biogas die Anforderungen für Erdgas nach der Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen in der jeweils geltenden Fassung (10. BImSchV) erfüllt.

Nach § 8 der 10. BImSchV darf Biogas als Kraftstoff gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen gegenüber dem Letztverbraucher nur dann in den Verkehr gebracht werden, wenn seine Eigenschaften mindestens den Anforderungen der DIN 51624, Ausgabe Februar 2008, entsprechen.

Eine Steuerentlastung wird gemäß § 50 Abs. 1 Satz 5 EnergieStG nicht gewährt, sofern der Biokraftstoff bereits zuvor eine anderweitige direkte staatliche Förderung im In- oder Ausland erhalten hat und keine Ausgleichs- oder Antidumpingzölle erhoben wurden. Dies gilt nach § 50 Abs. 1 Satz 7 EnergieStG allerdings nicht für diejenigen Mengen von Energieerzeugnissen aus Bezugsverträgen, die Hersteller von Biodiesel sowie Steuerschuldner vor dem 25. September 2008 abgeschlossen hatten und deren Nichtabnahme zudem zu vertraglich festgelegten finanziellen Belastungen für die Unternehmen führt.

Der Steuerentlastungsanspruch entsteht in dem Zeitpunkt, in dem die Steuer für die Energieerzeugnisse in der Person des Entlastungsberechtigten entsteht, vgl. § 50 Abs. 1 Satz 3 EnergieStG. Der Tatbestand der Steuerentstehung knüpft gemäß § 38 Abs. 1 EnergieStG an der Entnahme des Gases zum Verbrauch aus dem Leitungsnetz an, so dass auch für die Entstehung des Steuerentlastungsanspruchs die Entnahme des Biogases zum Verbrauch aus dem Leitungsnetz maßgeblich ist.

01.01.2024

Die Steuerentlastung nach § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG wird gemäß § 50 Abs. 2 EnergieStG nur bis zum 31. Dezember 2015 gewährt.

II. Was muss nachgewiesen werden können?

Somit muss – um eine Steuerentlastung geltend machen zu können – nachgewiesen werden können, dass

- und in welcher Menge Biogas zum Verbrauch aus dem **Leitungsnetz entnommen** wurde,
- es sich um Biogas handelt, das **durch Vergärung oder synthetisch aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt** und auf **Erdgasqualität aufbereitet** wurde,
- das Biogas den sich **aus der DIN 51624 ergebenden Mindestanforderungen** entspricht und
- der Biokraftstoff zuvor keine anderweitige direkte staatliche Förderung im In- oder Ausland erhalten hat oder Ausgleichs- oder Antidumpingzölle erhoben wurden.

Wir weisen darauf hin, dass das Biogasregister bislang nicht die Voraussetzungen erfüllt, um Biokraftstoff-Nachhaltigkeits-(Teil)Nachweise zu erstellen und/oder zu dokumentieren.

T. Anforderungen an Biogas aus § 37b BImSchG (Biokraftstoffquoten)

I. Gesetzliche Anforderungen an Biogas

Nach § 37a Abs. 1 Satz 1 BImSchG in der Form des Zwölften Gesetzes zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vom 20. November 2014 (BGBl. I S. 1740) hat derjenige, der gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 4 EnergieStG zu versteuernde Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe in Verkehr bringt, sicherzustellen, dass für die gesamte im Lauf eines Kalenderjahres (Verpflichtungsjahr) von ihm in Verkehr gebrachte Menge Kraftstoff bestimmte Vorgaben für den Einsatz von Biokraftstoffen eingehalten werden.

01.01.2024

1) Treibhausgasminderungsquoten

Ab dem Jahr 2015 werden die Biokraftstoffquoten als Treibhausgasminderungsquoten vorgegeben. Die Verpflichteten müssen gemäß § 37a Abs. 4 BImSchG ab 2015 sicherstellen, dass die Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Otto- und fossilen Dieselmotoren zuzüglich der Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe um einen festgelegten Prozentsatz gegenüber einem Referenzwert gesenkt werden. Die Treibhausgasminderungsquote beträgt ab dem Jahr 2015 3,5 Prozent, ab dem Jahr 2017 4 Prozent und ab dem Jahr 2020 6 Prozent.

Bis zum Jahr 2014 einschließlich mussten die Verpflichteten hingegen nach § 37a Abs. 3 BImSchG einen gesetzlich festgelegten Mindestanteil an Biokraftstoffen einhalten (energetische Quoten). Dieser Mindestanteil wurde in einer Quote für Dieselmotoren ersetzenden Biokraftstoff, einer Quote für Ottomotoren ersetzenden Biokraftstoff und einer Gesamtquote für den Mindestanteil von Biokraftstoffen an der Gesamtmenge Otto- und Dieselmotoren vorgegeben. Im Jahr 2014 lag die einzuhaltende Gesamtquote beispielsweise bei 6,25 Prozent (§ 37a Abs. 3 Satz 3 BImSchG).

Der Mindestanteil an Biokraftstoff kann durch Beimischung zu Otto- oder Dieselmotoren oder durch Inverkehrbringen von reinen Biokraftstoffen sichergestellt werden, § 37a Abs. 5 Nr. 1 und 2 BImSchG.

2) Biomethan als Biokraftstoff

Zu den Biokraftstoffen gehört nach § 37b Abs. 6 BImSchG **auch Biomethan**. Dabei ist Biomethan abweichend von § 37b Abs. 1 BImSchG nur dann Biokraftstoff, wenn es den Anforderungen für Erdgas nach § 8 der Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen (10. BImSchV) entspricht. **§ 8 der 10. BImSchV** verweist weiter auf die Anforderungen der **DIN 51624**, Ausgabe Februar 2008. Diese Anforderungen sind für die Verwendung von Biomethan als Biokraftstoff daher einzuhalten.

Nach § 37b Abs. 7 BImSchG gilt unter anderem für Biomethan § 11 der 10. BImSchV entsprechend. Nach dieser **Gleichwertigkeitsklausel** können

01.01.2024

unter Umständen andere Kraftstoffe ebenfalls als Biomethan anerkannt werden, wenn diese den Anforderungen anderer Normen oder technischer Spezifikationen genügen.

Biokraftstoffe sind nach § 37b Abs. 1 BImSchG Energieerzeugnisse ausschließlich aus **Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung** in der jeweils geltenden Fassung. Auch wenn die Definition von Biomethan „abweichend“ von dieser Vorgabe erfolgt, gilt nach Einschätzung der Gutachter auch für Biomethan die Anforderung, dass es sich um Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV handeln muss.

In § 37b Abs. 8 BImSchG werden zudem Stoffe genannt, die nicht auf die Erfüllung der Biokraftstoffquoten angerechnet werden können. Für Biomethan besonders relevant ist, dass in § 37b Abs. 8 Satz 1 Nr. 3 BImSchG auch Biokraftstoffe, die vollständig oder teilweise aus **tierischen Ölen oder Fetten** hergestellt wurden, für die Erfüllung der Quotenpflichten ausgeschlossen werden. Sofern Biomethan vollständig oder teilweise aus tierischen Ölen oder Fetten hergestellt wird, kommt damit keine Anrechnung auf die Biokraftstoffquoten in Betracht. Auch wenn für Biomethan eine Steuerentlastung nach § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG gewährt wurde (dazu oben Teil 2R), ist eine Anrechnung auf die Biokraftstoffquoten nach § 37b Abs. 8 Satz 1 Nr. 4 BImSchG ausgeschlossen.

3) Erfüllung der Quoten mit Biomethan

Die Treibhausgasminderungsquoten können nach § 37a Abs. 5 Nr. 3 BImSchG auch durch Inverkehrbringen von Biomethan erfüllt werden. Dabei ist sowohl eine Beimischung des Biomethans zu fossilem Erdgaskraftstoff als auch ein Inverkehrbringen reinen Biomethans als Biokraftstoff möglich. Vor Umstellung auf die Treibhausgasminderungsquoten konnte Biomethan auch auf die energetischen Biokraftstoffquoten angerechnet werden, nämlich auf die Quote für Ottokraftstoff ersetzenden Biokraftstoff und auf die Gesamtquote für Biokraftstoff an der Gesamtmenge Otto- und Dieselmotorkraftstoffs.

01.01.2024

4) Verordnungsermächtigungen

Hinzuweisen ist darauf, dass der Bundesregierung mit dem novellierten § 37d BImSchG diverse Verordnungsermächtigungen im Hinblick auf die nähere Ausgestaltung für Biomethan eingeräumt wurden. Im Wege einer Rechtsverordnung kann insbesondere die Anrechenbarkeit von Biomethan auf die Quotenverpflichtungen konkretisiert werden, bestimmt werden, wie im Falle der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz der Nachweis über die Treibhausgasemissionen zu führen ist und das Nachweisverfahren für die Anrechenbarkeit von Biomethan insgesamt näher geregelt werden.

II. Was muss nachgewiesen werden?

Um Biomethan auf die Biokraftstoffquoten des BImSchG anrechnen zu können, muss daher Folgendes nachgewiesen werden:

- Herstellung des Biomethans ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV
- Einhaltung der Anforderungen der DIN 51624 (§ 8 der 10. BImSchV)
- Keine Herstellung vollständig oder teilweise aus tierischen Ölen oder Fetten, keine Energiesteuerentlastung

Wir weisen darauf hin, dass das Biogasregister bislang nicht die Voraussetzungen erfüllt, um Biokraftstoff-Nachhaltigkeits-(Teil)Nachweise zu erstellen und/oder zu dokumentieren.

III. Alte Rechtslage: Doppelte Gewichtung bestimmter Biokraftstoffe

Nach § 7 der 36. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote; im Folgenden: 36. BImSchV) konnten **bisher** bestimmte Biokraftstoffe zudem **doppelt gewichtet** auf die Erfüllung der Biokraftstoffquoten angerechnet werden, wenn sie aus bestimmten Stoffen hergestellt wurden.

Die Möglichkeit der doppelten Anrechnung von Biokraftstoffen nach § 7 der 36. BImSchV ist mit Umstellung der Biokraftstoffquoten auf

01.01.2024

Treibhausgasminderungsquoten zum Jahr 2015 jedoch **entfallen**. Denn nach § 7 Abs. 1 Satz 1 der 36. BImSchV werden Biokraftstoffe doppelt gewichtet „auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit Absatz 3 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes angerechnet“. Die ab 2015 geltenden Treibhausgasminderungsquoten sind jedoch in § 37a Abs. 4 BImSchG geregelt – auf diese Vorschrift wird in § 7 der 36. BImSchV nicht verwiesen. Ab dem Jahr 2015 besteht deshalb keine Möglichkeit einer doppelten Anrechnung auf die Biokraftstoffquote mehr.

U. Anforderungen an Biogas nach der Biokraft-NachV

Konkrete Beschaffenheitsanforderungen für Biogas legt die Biokraft-NachV nicht fest. Vielmehr stellt diese Verordnung bestimmte Nachhaltigkeitsanforderungen u. a. an die Produktion der Biomasse und deren Umstände (§§ 4 – 8 Biokraft-NachV) und den Transport von der sog. Schnittstelle von Biokraftstoffen zum Verbraucher. Zu den gestellten Nachhaltigkeitsanforderungen zählen Anforderungen an den Schutz natürlicher Lebensräume, an eine nachhaltige landwirtschaftliche Bewirtschaftung sowie ein bestimmtes Treibhausgas-Minderungspotential.

Die (Nicht-)Erfüllung dieser Nachhaltigkeitsanforderungen wirkt sich in zweierlei Hinsicht aus: Zum einen kann nur mit nachhaltig hergestellten Biokraftstoffen die gesetzliche Verpflichtung aus § 37a Abs. 1 i.V.m. Abs. 3 und Abs. 4 BImSchG („Beimischungsquote bzw. Treibhausgasminderungsquote“) erfüllt werden.⁶ Seit Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen am 16. Juli 2009 kann nun auch Biomethan zur Quotenerfüllung eingesetzt werden (s.o. Teil 2S).

Zum anderen kann seit Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen auch die Steuerentlastung für Biokraft- und Bioheizstoffe nach § 50 EnergieStG nur dann gewährt werden, wenn diese

⁶ Zwar wird in § 1 Biokraft-NachV neben § 37a Abs. 3 BImSchG weiterhin auf Absatz 3a verwiesen, der infolge der Novellierung des BImSchG zum 01.01.2015 nun jedoch Absatz 4 ist. Nach unserer Einschätzung verweist die Vorschrift aber nun auf den neuen Absatz 4 – dies ist als Redaktionsfehler korrigierend auszulegen.

01.01.2024

Biokraftstoffe nachhaltig im Sinne der Anforderungen der Biokraft-NachV hergestellt worden sind.

I. Anwendungsbereich für Biogas

Wie bereits unter Teil 2S ausgeführt, hat nach § 37a BImSchG derjenige, der gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 4 EnergieStG zu versteuernde Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe in Verkehr bringt, sicherzustellen, dass die gesamte im Lauf eines Kalenderjahres in Verkehr gebrachte Menge Kraftstoff bestimmte Mindestanteile Biokraftstoff enthält. § 37a Abs. 3 und 4 BImSchG enthalten hier jahresscharfe Anforderungen an Diesel- sowie Ottomotorkraftstoffe sowie einen gesetzlichen Mindestanteil an der Gesamtmenge von beiden Kraftstoffen bzw. ab dem Jahr 2015 Vorgaben zur Treibhausgasminderungsquote. Nach § 37b Abs. 6 BImSchG i.V.m. § 37a Abs. 5 Satz 1 Nr. 3 BImSchG kann die Quotenpflicht aus § 37a BImSchG auch mit Biomethan erfüllt werden (zu den Anforderungen oben Teil 2S.I).

Der Anwendungsbereich der Biokraft-NachV für Biogas ist ebenfalls eröffnet, sofern Steuerentlastungen nach § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG geltend gemacht werden. Diese Regelung sieht ausdrücklich eine Steuerentlastung vor „für auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan)“. Möchte ein Steuerschuldner die Steuerentlastung nach § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG geltend machen, sehen §§ 1, 3 Biokraft NachV vor, dass auch die sich aus der Biokraft-NachV ergebenden Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt werden müssen.

II. Anforderungen an Biogas

Die Biokraft-NachV enthält in § 3 Anforderungen insbesondere an die Herstellung von Biokraftstoffen. Biokraftstoffe sind nach der Begriffsdefinition des § 2 Abs. 1 Biokraft-NachV flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse im Sinne der BiomasseV hergestellt werden. Damit fallen auch Biogas bzw. Biomethan in den Anwendungsbereich der Biokraft-NachV.

01.01.2024

Nachfolgend sollen – exemplarisch – einige Nachhaltigkeitsanforderungen aufgeführt werden, die die Biokraft-NachV an die Herstellung von Biokraftstoffen, hier konkret an das (auf Erdgasqualität aufzubereitende) Biogas, stellt:

(1) Anforderungen an den **Schutz von natürlichen Lebensräumen**:

- Nach § 4 Abs. 1 Biokraft-NachV darf Biomasse, die zur Herstellung von Biokraftstoffen verwendet wird, **nicht von Flächen mit einem hohen Wert für die biologische Vielfalt** stammen, die zum Referenzzeitpunkt diesen Status hatten. Hierunter fallen bewaldete Flächen, zu Naturschutzzwecken dienende Flächen sowie Grünland mit großer biologischer Vielfalt.
- Nach § 5 Abs. 1 Biokraft-NachV darf Biomasse, die zur Herstellung von Biokraftstoffen verwendet wird, **nicht von Flächen mit einem hohen oberirdischen oder unterirdischen Kohlenstoffbestand** (Feuchtgebiete oder kontinuierlich bewaldete Gebiete) stammen, die zum Referenzzeitpunkt oder später den Status als Feuchtgebiete oder kontinuierlich bewaldete Gebiete hatten und diesen zum Zeitpunkt von Anbau und Ernte der Biomasse nicht mehr haben.
- Nach § 6 Biokraft-NachV darf Biomasse, die zur Herstellung von Biokraftstoffen verwendet wird, **nicht von Torfmooren** stammen, die zum Referenzzeitpunkt oder später diesen Status hatten.

(2) Der Anbau von Biomasse zum Zweck der Herstellung von Biokraftstoffen muss gemäß § 7 Biokraft-NachV bei landwirtschaftlichen Tätigkeiten im Geltungsbereich der EU-Anforderungen an eine **nachhaltige landwirtschaftliche Bewirtschaftung** erfüllen.

(3) Biokraftstoffe müssen nach **§ 8 Abs. 1 Biokraft-NachV ein Treibhausgas-Minderungspotential von mindestens 35 %** aufweisen. Dieser Wert erhöht sich am 1. Januar 2017 auf mindestens 50 % und am 1. Januar 2018 auf mindestens 60 %.

01.01.2024

Wir weisen darauf hin, dass das Biogasregister bislang nicht die Voraussetzungen erfüllt, um Biokraftstoff-Nachhaltigkeits-(Teil)Nachweise zu erstellen und/oder zu dokumentieren.

III. Relevanz für das zu entwickelnde Dokumentationssystem

Wie sich den obigen Ausführungen entnehmen lässt, ergeben sich aus der Biokraft-NachV vielfältige Nachweisanforderungen an die Herstellung und Produktion der zur Biogaserzeugung einzusetzenden Biomasse. Zudem ist über ein bestimmtes Verfahren das Treibhausgas-Minderungspotenzial der Biokraftstoffe zu ermitteln.

Das Dokumentationssystem wird es aus Praktikabilitätsgründen nicht leisten können, die gesamten Herstellungs- und Produktionsabläufe einschließlich der Anforderungen an die Anbauflächen für zur Biogasproduktion einzusetzende Biomasse über eigenständige Audits nachprüfen und dokumentieren zu lassen.

Dies ist aus Sicht der Gutachter aber auch nicht erforderlich. Denn die Biokraft-NachV selbst enthält umfangreiche Regelungen dazu, wie und durch wen welche Nachhaltigkeitsnachweise zu erbringen sind (vgl. dazu unter Teil 3A.XIII). Eine weitere Systemgrenze – neben der Entnahme aus dem Erdgasnetz und also für Umstände der Stromerzeugung in Biogas-BHKW, die etwa am KWK-Prozess oder der Wärmenutzung anknüpfen – ist folglich „vor“ dem Prozess der Biogaserzeugung zu ziehen. Gegenstand der Audits der ersten Stufe des Dokumentationssystems ist allein die Biogaserzeugung.

Die Umstände der Produktion der Biomasse im land- oder forstwirtschaftlichen Betrieb müssen somit anderweitig nachgewiesen werden. Dies wird geschehen können durch sog. **Zertifikate** nach § 2 Abs. 5 Biokraft-NachV. Hierbei handelt es sich um Konformitätsbescheinigungen darüber, dass Schnittstellen einschließlich aller von ihren mit der Herstellung oder dem Transport und Vertrieb (Lieferung) der Biomasse unmittelbar oder mittelbar befassten Betriebe die Anforderungen nach dieser Verordnung erfüllen. Dabei müssen sich die Konformitätsbescheinigungen zunächst auf die Umstände der Herstellung der Biomasse und deren Treibhausgas-minderungspotenzial beziehen.

01.01.2024

Für die einzelnen Mengen Biokraftstoff aus Biogas werden dann **Nachhaltigkeitsnachweise** nach §§ 14ff. Biokraft-NachV ausgestellt.⁷ Denn auch diese nach der Biokraft-NachV nachzuweisenden Umstände haben für das vorliegende Dokumentationssystem Relevanz. Das Dokumentationssystem des Biogasregisters Deutschland muss deshalb geeignet sein, die nach der Biokraft-NachV zu erbringenden Nachhaltigkeitsnachweise ausreichend zu berücksichtigen und in das Biogasregister zu integrieren.

Zu den Nachhaltigkeitsnachweisen tritt die Anforderung hinzu, dass zunächst die Herkunft der Biomasse lückenlos über ein Massenbilanzsystem nachzuweisen ist, § 16 Abs. 1 Biokraft-NachV. Nach § 17 Abs. 1 Nr. 1 Biokraft-NachV ist aber auch **lückenlos** die **Lieferkette** von der sog. letzten Schnittstelle, die den Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt hat, bis zum Nachweispflichtigen über ein **Massenbilanzsystem** zu dokumentieren. Nach § 17 Abs. 2 Biokraft-NachV gelten diese Anforderungen dann als erfüllt, wenn sich alle Lieferanten verpflichtet haben, die Anforderungen eines nach dieser Verordnung anerkannten Zertifizierungssystems zu erfüllen, sofern dieses auch Anforderungen an die Lieferung von Biokraftstoffen enthält (Nr. 1). Zudem müssen alle Lieferanten in der elektronischen Datenbank der zuständigen Behörde den Erhalt und die Weitergabe der Biokraftstoffe einschließlich der Angaben des Nachhaltigkeitsnachweises sowie den Ort und das Datum, an dem sie die Biokraftstoffe erhalten haben, dokumentieren (Nr. 2). Eine Anerkennung anderer Datenbanken als die der zuständigen Behörde – der BLE – ist nach der Neufassung von § 17 BioKraft-NachV nicht (mehr) möglich. Über das Biogasregister der dena kann und sollte nach Ansicht der Gutachter jedoch dokumentiert werden können, dass die über die Datenbank der BLE zu erbringenden Nachweise vorliegen.

V. Anforderungen an Biogas aus dem StromStG

Das StromStG begründet die Steuerpflichtigkeit der Stromentnahme zum Verbrauch aus dem Versorgungsnetz bzw. der Stromentnahme zum Selbstverbrauch. Steuerschuldner ist der Versorger, d. h. derjenige, der Strom an Letztverbraucher leistet (bzw. der Eigenerzeuger bei einer

⁷ Zu den Einzelheiten des Nachweisverfahrens siehe unten Teil 3A.XI.

01.01.2024

Eigenerzeugung des Stroms). Der reguläre Steuersatz beträgt 20,50 €/MWh. Die grundsätzlich steuerpflichtige Stromentnahme ist unter bestimmten Voraussetzungen von der Steuer befreit, die in § 9 Abs. 1 StromStG geregelt sind.

Demgemäß ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG derjenige Strom von der Stromsteuer befreit, der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wurde („grüner Strom“) und aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz bzw. einer entsprechenden Leitung entnommen wird („grünes Netz“). Zu den erneuerbaren Energieträgern gehört nach § 2 Nr. 7 StromStG auch Strom, der ausschließlich aus Biomasse erzeugt wird. In § 1b Abs. 2 StromStV werden unter den Begriff der Biomasse im stromsteuerrechtlichen Sinne ausschließlich Stoffe gefasst, die als Biomasse i.S.d. BiomasseV anerkannt werden. Nach Auffassung der Zollverwaltung (vgl. GZD, Informationen zu den Stromsteuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG vom Februar 2017) soll Strom aus erneuerbaren Energieträgern i.S.v. § 2 Nr. 7 StromStG dann nicht vorliegen, wenn hierfür Biogas im Wege des Gasabtauschs nach dem EEG eingesetzt worden ist. Diese Sichtweise der Zollverwaltung ist gegenwärtig Gegenstand eines finanzgerichtlichen Verfahrens; wann dazu eine rechtskräftige Entscheidung vorliegen wird, lässt sich derzeit nicht sagen.

Auf das Erfordernis einer Stromerzeugung „ausschließlich“ aus erneuerbaren Energieträgern i.S.v. § 2 Nr. 7 StromStG kann nach einem Erlass des BMF vom 13.08.2001 (Az: III A 1 – V – 2450 - 7/01) verzichtet werden, wenn die Stromerzeugung nur durch eine Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen (fossilen) Energieträgern möglich ist; dies ist auch ausdrücklich in § 1b Abs. 1 StromStV normiert.

Die Stromentnahme aus einem „grünen Netz“ soll nach einem Erlass des BMF vom 30.11.2001 (Az: III A 1 – V – 4250 - 27/01) auch dann gegeben sein, wenn der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugte Strom innerhalb eines Eigennetzes oder einer diesem entsprechenden Leitung am Ort der Erzeugung mit Strom aus anderen Energieträgern „vermischt“ wird. Voraussetzung ist jedoch die Stromvermischung in einem „Eigennetz“ (d. h. einem Betriebsnetz als Arealnetz). Hierzu hat sich die Zollverwaltung

01.01.2024

ergänzend geäußert (vgl. GZD, Informationen zu den Stromsteuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG vom Februar 2017): Mit Blick auf das Erfordernis der Ausschließlichkeit soll eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG zum einen nur dann in Frage kommen, wenn mit dem Strom aus erneuerbaren Energien zumindest zeitweise der durchschnittliche Strombedarf aller am Eigennetz angeschlossenen Letztverbraucher gedeckt werden kann. Zum anderen wurden die Anforderungen an ein Eigennetz neu gefasst. Unter Verweis auf ein Urteil des BFH (v. 24.02.2016, Az.: VII R 7/15) soll ein Eigennetz dann zu verneinen sein, wenn sich innerhalb dieses Netzes ein (stromsteuerlicher) Versorger befindet. In diesen Fällen soll eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ab dem 01.04.2017 „regelmäßig“ ausgeschlossen sein, In Zweifelsfällen empfiehlt sich die Abstimmung mit dem örtlich zuständigen Hauptzollamt.

Darüber hinaus kommt eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG in Betracht. Voraussetzung hierfür ist, dass der Strom in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird und entweder vom Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zur Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, der den Strom im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnehmen. Diese Stromsteuerbefreiung knüpft nicht also an den eingesetzten Energieträger an, sondern an die dezentrale Stromversorgung aus sog. Kleinanlagen. Bei der Anwendung der Stromsteuerbefreiung ist insbesondere zu beachten, dass mehrere Stromerzeugungseinheiten als eine Anlage zur Stromerzeugung im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG gelten können, wenn die Kriterien in § 12b Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) erfüllt sind. Bei der Anwendung dieser Befreiungsregelung sollten ebenfalls die Erlasse des Bundesministeriums der Finanzen berücksichtigt und ggf. die Abstimmung mit dem örtlich zuständigen Hauptzollamt gesucht werden.

W. Anforderungen an Biogas aus dem TEHG

Bis Ende 2012 galt die Regelung, nach der biogener Kohlenstoff mit „null“ veranschlagt werden darf, faktisch nur für den physischen Einsatz von

01.01.2024

Biomasse. Denn es musste stets analytisch nachgewiesen werden, dass tatsächlich Biomasse und kein fossiler Brennstoff eingesetzt wurde. Seit dem 01.01.2013 wurde mit Art. 39 Abs. 3 der MVO in der Fassung der Verordnung (EU) 601/2012 vom 21.06.2012 eine Sonderregelung für den bilanziellen Biogaseinsatz geschaffen. Danach war keine Analyse erforderlich, wenn ein Herkunftsnachweis gem. Art. 2 lit. j und Art. 15 der EE-RL 2009/28/EC (RED I) erbracht wurde. Damit bestand auch im Emissionshandel erstmals die Möglichkeit, überhaupt auf bilanzielles Biogas aus Erdgasnetzen zurückzugreifen.

Die Verordnung (EU) 601/2012 wird nun durch die Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 vom 19.12.2018 (sog. Monitoring and Reporting Regulation, im Folgenden: **MRR**) ersetzt. Außerdem hat die Kommission am 29.05.2020 einen Entwurf (Dok-Nr. Ares (2020)2800422) für eine weitere Überarbeitung der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 vom 19.12.2018 vorgelegt, mit dem u.a. die Vorgaben aus der Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“) umgesetzt werden. Der Entwurf vom 29.05.2020 ist daher Grundlage der nachfolgenden Ausführungen. Eine endgültige Verabschiedung der neuen MRR war zum Zeitpunkt der Finalisierung der vorliegenden Überarbeitungsfassung 2020 des Leitfadens noch nicht erfolgt.

Nach **Art. 38 Abs. 2 UAbs. 1 MRR** wird für Biomasse der **Emissionsfaktor null** angesetzt, wenn die Biomasse mit den **Nachhaltigkeitskriterien** des Art. 29 Abs. 2 – 7 und 10 Richtlinie (EU) 2018/2001 im Einklang steht. Weitere Qualitätskriterien für die so direkt oder indirekt eingesetzte Biomasse ergeben sich dabei zum einen aus Art. 3 Nr. 21 MRR, zum anderen aus Art. 38 Abs. 3 und 4 MRR. Danach gilt für Biomasse im Sinne der MRR Folgendes:

- (1) Als **Biomasse** gilt der biologisch abbaubare Teil von Produkten, Abfälle und Reststoffe der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs.

01.01.2024

- (2) **Torf, Xylit** und die **fossilen Anteile** von Brennstoff- oder Materialgemischen gelten **nicht** als Biomasse.
- (3) Brennstoff- und Materialgemische gelten als Biomasse, wenn diese mindestens **97 % des Gemischs** ausmacht und die Biomasse die Anforderungen des Art. 38 Abs. 2 UAbs. 1 MRR.

Gemäß **Art. 39 Abs. 3 S. 1 MRR** in der Fassung des Entwurfes vom 29.05.2020 müssen Anlagenbetreiber weiterhin **nicht auf Analysen** oder Schätzungen nach Art. 39 Abs. 2 MRR zurückgreifen, um den Biomasseanteil für Biomethan zu bestimmen. Nach Art. 39 Abs. 3 S. 2 MRR kann aus dem Erdgasnetz entnommenes Erdgas als Biomethan deklariert werden, wenn eine der in Art. 39 Abs. 4 oder 5 MRR dargelegten Methoden verwendet wird und die darin beschriebenen Voraussetzungen erfüllt werden.

Nach Art. 39 Abs. 4 MRR kann – sofern ein Mitgliedstaat die Anwendbarkeit dieser Methode bestimmt – der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil über die Verwendung von **Rechnungsunterlagen** über den energetischen Anteil des Biomethans bestimmen. Hierfür müssen durch den Anlagenbetreiber folgende Voraussetzungen **nachgewiesen** werden:

- Das Biomethan erfüllt die Anforderungen nach Art. 38 Abs. 2 UAbs. 1 MRR,
- Dieselbe Biomethanmenge wird nicht doppelt angerechnet, insb. die Verwendung des erworbenen Biomethans wird nicht bereits von einer anderen Person behauptet einschließlich durch eine Verwendung eines Herkunftsnachweises gem. Art. 2 Abs. 12 Richtlinie (EU) 2018/2001,
- Der Anlagenbetreiber und der Produzent des Biomethans sind an dasselbe Gasnetz angeschlossen und
- Der Marktwert des verbrauchten Biogases ist hinreichend in der relevanten Förderregelung berücksichtigt, wenn für die Erzeugung des Biomethans ebenfalls eine Förderung gewährt wurde.

01.01.2024

Nach **Art. 39 Abs. 5 MRR** können die Mitgliedstaaten auch bestimmen, dass der Anlagenbetreiber einen **durchschnittlichen Emissionsfaktor und Biomasseanteil** zu Grunde legen kann, wenn

- Der Emissionsfaktor und der Biomasseanteil auf der Anwendung einer Massenbilanzierung beruhen, die sämtliches in das Erdgasnetz eingespeistes Biomethan berücksichtigt, dass den Anforderungen des Art. 38 Abs. 2 UAbs. 1 MRR entspricht, sowie sämtliches Erdgas und Biomethan, welches den Anforderungen des Art. 38 Abs. 2 MRR nicht entspricht und Brenngas,
- Dieselbe Biomethanmenge wird nicht doppelt angerechnet, insb. die Verwendung des erworbenen Biomethans wird nicht bereits von einer anderen Person behauptet einschließlich durch eine Verwendung eines Herkunftsnachweises gem. Art. 2 Abs. 12 Richtlinie (EU) 2018/2001,
- der Marktwert des verbrauchten Biomethans ist hinreichend in der relevanten Förderregelung berücksichtigt, wenn für die Erzeugung des Biomethans ebenfalls eine Förderung gewährt wurde.

Fraglich ist, ob und inwieweit sich aus der zuletzt genannten Anforderung, wonach „der Marktwert des verbrauchten Biomethans hinreichend in der relevanten Förderregelung berücksichtigt werden muss, wenn für die Erzeugung des Biomethans ebenfalls eine Förderung gewährt wurde“ eine Nachweispflicht der Biomethanproduzenten ergeben könnte. Zunächst spricht viel dafür, dass die Berücksichtigung des Marktwertes des Biomethans bei einer möglichen Förderung für die Biomethanerzeugung dazu dienen soll, eine ggf. beihilferechtswidrige Überförderung von Biomethan zu verhindern. Fraglich ist daher, ob eine solche Situation auch für in Deutschland produzierte und verbrauchte Biomethanmengen möglich ist. Das EEG fördert die **Stromerzeugung** aus Biomethan, das aus einer Biogaserzeugungsanlage über das Gasnetz an eine Stromerzeugungsanlage geliefert wird, sowie die unmittelbare Stromerzeugung aus Biomasse oder Biomethan. Für die **Einspeisung von Biomethan** in das Gasnetz ist aber **keine** mit **dem EEG** vergleichbare, unmittelbare und vollauskömmliche gesetzliche Förderung vorgesehen:

01.01.2024

Nach § 20a GasNEV erhalten Transportkunden von Biomethan vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar Biomethan einspeisen, für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 ct/kWh eingespeisten Biomethan für vermiedene Netzkosten. Dieses Entgelt soll vermiedene Netzkosten ausgleichen, die durch eine Einspeisung auf niedrigeren Netzebenen eingespart werden. Daneben werden in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) Sonderregelungen für die Einspeisung von auf Biomethanqualität aufbereitetes Biogas gewährt. Davon umfasst ist neben einem vorrangigen Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen (§ 33 GasNZV) insbesondere auch ein vorrangiger Netzzugang für Transportkunden von Biogas (§ 34 GasNZV) sowie ein erweiterter Biogasbilanzausgleich (§ 35 GasNZV). Eine weitergehende Förderung wird in Deutschland für die Einspeisung von Biomethan aber nicht gewährt. Damit spricht nach Einschätzung der Gutachter viel dafür, dass für Biomethanmengen, die in Deutschland produziert und in das Erdgasnetz eingespeist werden, der Marktwert für den Verkauf des an anderer Stelle ausgespeisten und verbrauchten Biomethans bereits hinreichend in den für die Einspeisung in das Erdgasnetz vorgesehenen Privilegien berücksichtigt wird, also keine Überförderung über das Delta aus Kosten und Marktwert gewährt wird. Etwas anderes kann allerdings für solche Biomethanmengen gelten, die aus dem Ausland bezogen werden, wenn dort etwa die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan gefördert wird. In diesem Fall spricht viel dafür, dass nachzuweisen ist, dass der Marktwert des Biomethans bei der für die Erzeugung und Einspeisung angewandten Förderung angemessen berücksichtigt wird. Wird das Biomethan daher aus dem Ausland bezogen, ist zunächst dieser Umstand sowie – sofern für die Einspeisung des dort erzeugten Biomethans eine Förderung gewährt wurde – auch anzuzeigen, dass und wenn ja, in welchem Umfang und welcher Art (Investitions- oder Betriebsbeihilfe) dieses im Ausland bereits eine Förderung erhalten hat (vgl. „Allgemeine Grundsätze zur Funktionsweise“ des Biogasregisters (S. 19, Ziff.8.2.3: Kennzeichnung erhaltener staatlicher Beihilfen).

01.01.2024

I. Was muss nachgewiesen werden können?

Um eine Freistellung von der Verpflichtung zur Abgabe von Emissionshandelsberechtigungen zu erlangen, muss damit Folgendes nachgewiesen werden können:

- (1) Einspeisung des Biogases in der Menge, die entnommen wird.
- (2) Herstellung des Biogases aus **Biomasse im Sinne der** Durchführungsverordnung 2018/2066 (MRR), d.h. aus biologisch abbaubaren Teilen der Erzeugnisse, Abfälle und Reststoffe der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten (nicht aber Torf, Xylit und die fossilen Anteile von Brennstoff- oder Materialgemischen), oder aus **Brennstoff- und Materialgemischen**, wenn darin **mindestens 97% Biomasse im Sinne der** Durchführungsverordnung 2018/2066 (MRR) enthalten sind.
- (3) Die Biomasse erfüllt die **Nachhaltigkeitskriterien des Art. 29 Abs. 2 – 7 und 10** Richtlinie (EU) 2018/2001.
- (4) Sofern in Deutschland die Methodik nach **Art. 39 Abs. 4 MRR** zur Anwendung kommen soll, ist zusätzlich zu den Anforderungen aus den Nr. (1) - (3) nachzuweisen, dass das Biomethan **nicht mehrfach angerechnet** wurde, der Anlagenbetreiber und der Erzeuger des Biomethans **an dasselbe Gasnetz** angeschlossen sind und – sofern das Biomethan aus dem **Ausland** stammt – dass der Marktwert des Biomethans hinreichend berücksichtigt wurde, wenn für die Erzeugung des Biomethans eine Förderung gewährt wurde.
- (5) Sofern in Deutschland die Methodik nach **Art. 39 Abs. 5 MRR** anzuwenden ist, ist zusätzlich zu den Anforderungen aus den Nr. (1) - (3) nachzuweisen, dass eine **Massenbilanzierung** i. S. d. Art. 39 Abs. 5 lit. a) MRR verwendet wurde, das Biomethan **nicht mehrfach angerechnet** wurde und – sofern das Biomethan aus dem **Ausland**

01.01.2024

stammt – dass der Marktwert des Biomethans in der Förderregelung hinreichend berücksichtigt wurde, wenn für die Erzeugung des Biomethans eine Förderung gewährt wurde.

Insgesamt sind die qualitativen Ansprüche an den Einsatz von Biogas im TEHG damit deutlich geringer als in anderen Bereichen. Der Begriff der Biomasse im Sinne der MRR ist damit der weiteste der in diesem Leitfaden vorgestellten Biomassebegriffe und umfasst diese. Sofern z. B. ein Einsatzsubstrat die Anforderungen nach der BiomasseV erfüllt, handelt es sich dabei gleichzeitig auch um Biomasse im Sinne der MRR.

II. Nachweisberechtigter

Berechtigt, den Nachweis zu führen, dass Biogas eingesetzt worden ist, ist der Betreiber, für dessen Anlage berichtet und abgegeben wird. Empfänger des Nachweises ist die DEHSt, an die Emissionen berichtet und Berechtigungen abgegeben werden.

X. Anforderungen an Biogas aus dem BEHG

I. Gesetzliche Anforderungen

Biogas fällt grundsätzlich nur dann in den Anwendungsbereich des BEHG, wenn es sich um einen Brennstoff im Sinne des BEHG handelt. Nach Satz 1 Nr. 2 der Anlage 1 zum BEHG sind Waren der Positionen 2701, 2702 und 2704 bis 2715 der Kombinierten Nomenklatur Brennstoffe im Sinne des BEHG. Im Energiesteuerrecht gilt Biogas, wenn es aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird, als Erdgas bzw. wird wie solches behandelt. Hintergrund dafür ist, dass sich das Biogas bei der Einspeisung in das Erdgasnetz mit den anderen im Erdgasnetz transportierten Gasen vermischt. Aufgrund des überwiegenden Anteils an fossilem Erdgas im Gasnetz wird bei der Ausspeisung des Gases an anderer Stelle regelmäßig weit überwiegend physisch fossiles Erdgas entnommen, so dass Biomethan energiesteuerrechtlich als Erdgas behandelt wird (vgl. BMF Schreiben v. 2.7.2008, Az. III A 1 – V 8245/07/0006, Rn. 1). Dies spricht auch im Rahmen des BEHG dafür, dass Biogas ein Brennstoff im Sinne des BEHG darstellt, da Erdgas Brennstoff im Sinne des BEHG ist (vgl. KN-Pos. 2711 21 („Erdgas, gasförmig“)).

01.01.2024

Für das Inverkehrbringen des Biomethans ist analog zur Rechtslage im Energiesteuerrecht § 38 Abs. 1 EnergieStG anzuwenden. Danach entsteht die Energiesteuer, wenn das gelieferte oder selbsterzeugte Biomethan zum Verbrauch aus dem Leitungsnetz entnommen wird.

Wer Verantwortlicher im Sinne des BEHG ist, richtet sich gemäß § 3 Nr. 3 BEHG danach, wer für die Inverkehrbringung nach § 2 Abs. 2 BEHG i. V. m. mit der jeweiligen Regelung nach dem EnergieStG als Steuerschuldner anzusehen ist. Im Falle einer Steuerentstehung nach § 38 Abs. 1 EnergieStG ist nach § 38 Abs. 2 EnergieStG Steuerschuldner:

„1. der Lieferer, wenn dieser im Steuergebiet ansässig ist und das gelieferte Erdgas nicht durch einen anderen Lieferer aus dem Leitungsnetz entnommen wird,

2. andernfalls derjenige, der das Erdgas aus dem Leitungsnetz entnimmt.“

Verantwortlicher ist mithin derjenige, der das Biomethan direkt an den Endkunden liefert. Liegt eine Lieferkette vor, ist der letzte Liefernde Verantwortlicher im Sinne des BEHG.

Entsteht die Steuer hingegen dadurch, dass das Biomethan zum Selbstverbrauch dem Leitungsnetz entnommen wird, ist Verantwortlicher derjenige, der es entnimmt.

Wie bereits dargelegt, treffen den Verantwortlichen im Sinne des BEHG bestimmte Pflichten. Nach § 6 Abs. 1 S. 1 BEHG ist Verantwortliche zunächst verpflichtet, für jede Handelsperiode einen Überwachungsplan einzureichen. Nach § 6 Abs. 1 S. 2 BEHG ist ausnahmsweise ein vereinfachter Überwachungsplan ausreichend, soweit die Brennstoffemissionen ausschließlich unter der Anwendung von Standardemissionsfaktoren ermittelt werden. Nach § 3 EBeV 2022 entfällt allerdings die Pflicht zur Übermittlung eines (vereinfachten) Überwachungsplans nach § 6 BEHG für die Kalenderjahre 2021 und 2022.

Ab dem Kalenderjahr 2023 wird für Biomethan aber voraussichtlich ein Überwachungsplan erforderlich sein. Bis wann dieser beim UBA vorzulegen sein wird und welchen Anforderungen dieser Überwachungsplan genügen muss, wird erst im Laufe des Jahres 2022 beurteilt werden können, wenn die einheitliche Durchführungsverordnung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHV) vorliegt.

01.01.2024

Nach § 7 Abs. 1 BEHG hat der Verantwortliche zudem die Pflicht, bis zum 31.07. des Folgejahres dem UBA über die Brennstoffemissionen zu berichten. Nach § 7 Abs. 2 S. 1 BEHG ist diese Berichtspflicht aber für die Kalenderjahre 2021 und 2022 auf die Brennstoffe in der Anlage 2 zum BEHG beschränkt. Nach Anlage 2 Nr. 4 sind z.B. berichtspflichtig:

„Erdgas: Waren der Unterpositionen 2711 11 (verflüssigtes Erdgas) und 2711 21 der Kombinierten Nomenklatur und gasförmige Energieerzeugnisse, die beim Kohleabbau aufgefangen werden, ohne gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe;“

Da in das Erdgasnetz eingespeistes Biomethan aber wie Erdgas behandelt wird, ist Biomethan bereits ab dem Kalenderjahr 2021 ein nach Anlage 2 Nr. 4 BEHG berichtspflichtiger Brennstoff. Die am Ende von Nr. 4 der Anlage 2 enthaltene Rückausnahme für gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe greift aufgrund der physikalischen Vermischung mit Erdgas nicht. Nach § 7 Abs. 1 BEHG muss folglich **erstmalig zum 31.07.2022** für das Kalenderjahr 2021 sowie fortan jährlich zum 31.07. eines Folgejahres über die Brennstoffemissionen aus Biomethan gegenüber dem UBA berichtet werden.

Nach § 7 Abs. 4 Nr. 2 BEHG sollen biogene Brennstoffemissionen bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis mit dem **Emissionsfaktor 0** belegt werden. Nach § 6 Abs. 3 Satz 1 EBeV 2022 ist für Biomethan aber die Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises entbehrlich: Danach kann der Verantwortliche im Rahmen der Ermittlung der Brennstoffemissionen für Biomethan nach § 6 Abs. 3 EBeV 2022 eine Menge an Brennstoffemissionen abziehen, die dem **Bioenergieanteil an Biomethan** entspricht; eines Nachhaltigkeitsnachweises bedarf es insoweit nicht. Voraussetzung hierfür ist, dass der Verantwortliche dem UBA im Rahmen der Emissionsberichterstattung einen **Biomethanliefervertrag** für das jeweilige Kalenderjahr über die entsprechende Brennstoffmenge (Nr. 1) vorlegt und einen **Nachweis** darüber erbringt, dass die Menge des entnommenen Gases im Energieäquivalent der Menge an Biomethan entspricht, die an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethan bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz ein Massenbilanzsystem (MBS) verwendet wurde (Nr. 2).

Im Rahmen der Einspeisung von Biomethan kann es zu einer Brennwertanpassung durch die Zugabe von Flüssiggasen fossilen Ursprungs wie Propan und Butan kommen (sogenannte Biogaskonditionierung). Daher beträgt der Bioenergieanteil des Gasgemisches, das in das Gasnetz

01.01.2024

eingespeist wird, dann nicht 100 %. Dabei erfolgt die Messung der Biomethanmenge nach § 36 Abs. 4 GasNZV durch den Gasnetzbetreiber. Soweit die Konditionierung vom Gasnetzbetreiber nach der Messung vorgenommen wird, ist Gegenstand der bilanzkreiszugeordneten Gasmenge – hier zu einem Biogasbilanzkreis – lediglich die tatsächliche Biomethanmenge (kWh), nicht aber die (etwas größere) Menge eines Gasmisches, die nach einer Konditionierung tatsächlich vom Netzbetreiber in sein Netz eingespeist wird. Bezugspunkt für eine BEHG-Pflicht wäre die Gasmenge, die auf der Verbrauchsseite bei der Gasentnahme in Verkehr gebracht wird. Diese Gasmenge entstammt aber zu 100 % letztlich einem Biogasbilanzkreis, ist also in der relevanten bilanziellen Betrachtung vollständig Biomethan. Für uns spricht deshalb viel dafür, dass trotz einer möglichen Konditionierung des Biomethans vor der Einspeisung doch ausschließlich Biomethan am Ausspeisepunkt entnommen und in Verkehr gebracht wird, so dass insoweit keine BEHG-Pflichten entstehen sollten, wenn die Konditionierung erst nach der Messung erfolgt ist.

II. Was muss nachgewiesen werden?

Nach § 6 Abs. 3 Satz 1 EBeV 2022 kann der Verantwortliche im Rahmen der Ermittlung der Brennstoffemissionen für Biomethan eine Menge an Brennstoffemissionen abziehen, die dem Bioenergieanteil an Biomethan entspricht. Ein Nachhaltigkeitsnachweis ist nach der bisherigen Fassung der EBeV 2022 entbehrlich.

Voraussetzung hierfür ist, dass

- der Verantwortliche dem UBA im Rahmen der Emissionsberichterstattung einen Biomethanliefervertrag für das jeweilige Kalenderjahr über die entsprechende Brennstoffmenge vorlegt (Nr. 1) und
- einen Nachweis darüber erbringt, dass die Menge des entnommenen Gases im Energieäquivalent der Menge an Biomethan entspricht, die an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethan bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz ein Massenbilanzsystem (MBS) verwendet wurde (Nr. 2).

Zur Vereinfachung der Nachweisführung für die Anforderungen nach § 6 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 wird ein entsprechender Auszug aus einem etablierten

01.01.2024

System zur massenbilanziellen Dokumentation von Biomethanmengen anerkannt (vgl. § 6 Abs. 3 S. 2 EBeV 2022). Diesen Anforderungen genügt das Biogasregister.

Für die Berechnung des abzugsfähigen Bioenergieanteils findet Anlage Teil 2 EBeV 2022 Anwendung.

Y. Anforderungen an Biogas aus der BioSt-NachV

I. Gesetzliche Anforderungen

1) Sachlicher Anwendungsbereich

Gemäß § 1 Nr. 3 BioSt-NachV ist die Verordnung auf **gasförmige Biomasse-Brennstoffe** anzuwenden, die in Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 und Nr. 12 EEG mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung **von 2 MW** oder mehr verwendet werden. Gasförmige Biomasse-Brennstoffe sind nach § 2 Abs. 13 BioSt-NachV Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt worden sind und zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brenn- oder Feuerraum gasförmig sind. Biomasse wird in § 2 Abs. 6 BioSt-NachV definiert als

„Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung in der für die Anlage nach den Bestimmungen für Strom aus Biomasse des Erneuerbare-Energien-Gesetzes jeweils anzuwendenden Fassung.“

Es kommt somit auf den **Biomassebegriff der Biomasseverordnung** (BiomasseV) an. Dabei wird auf die Fassung der BiomasseV verwiesen, die – verkürzt gesagt – nach dem EEG für die betrachtete Anlage gilt. Damit werden auch Anlagen von der BioSt-NachV erfasst, deren Einsatzstoffe nach einer älteren Fassung der BiomasseV als Biomasse einzustufen sind.

Bei der Bestimmung der Gesamtfeuerungswärmeleistung ist aufgrund der Bezugnahme in § 1 Nr. 2 und 3 BioSt-NachV auf die Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 und 12 EEG 2021⁸ abzustellen. Die Vorschriften zur Verklammerung nach § 24 Abs. 1 EEG 2021 bleiben allerdings außer Betracht. Satelliten-

⁸ § 1 Nr. 1 BioSt-NachV verweist auf das EEG vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Art. 11 des Gesetzes vom 16.07.2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung. Die Inbezugnahme der „jeweils geltenden Fassung“ verdeutlicht, dass die jeweils aktuelle Fassung des EEG vom 21.07.2014 anzuwenden ist, d.h. nach Inkrafttreten des EEG 2023 ist dieses maßgebend.

01.01.2024

BHKW, die rechtlich als eigenständige EEG-Anlagen qualifiziert werden, werden also auch im Hinblick auf die Nachhaltigkeitsanforderungen als eigenständig betrachtet.

2) Zeitlicher Anwendungsbereich

Nach § 55 BioSt-NachV findet die Verordnung keine Anwendung auf die Erzeugung von Biomasse-Brennstoffen bzw. den daraus erzeugten Strom, die **bis zum 31.12.2021** erfolgt bzw. **der bis zum 31.12.2021 eingespeist wird**. Die Vorgaben aus der BioSt-NachV sind somit **seit dem 01.01.2022** zu erfüllen.

3) Materielle Voraussetzungen

Gemäß § 3 Abs. 1 Satz 1 BioSt-NachV besteht der Anspruch auf Zahlung nach dem EEG für Strom aus Biomasse-Brennstoffen, wenn

- die zur Herstellung der Biomasse-Brennstoffe eingesetzte
 - Biomasse aus der Landwirtschaft die Anforderungen nach § 4 BioSt-NachV erfüllt oder
 - Biomasse aus der Forstwirtschaft die Anforderungen nach § 5 BioSt-NachV erfüllt,
- der aus Biomasse-Brennstoffen produzierte Strom die Vorgaben zur Treibhausminderung nach § 6 Abs. 2 BioSt-NachV erfüllt **und**
- der Betreiber der Anlage seine Anlage entsprechend den Vorgaben nach der Marktstammdatenregistrierungsverordnung registriert hat oder eine entsprechende Registrierung beantragt hat.

Die Voraussetzungen des § 3 Abs. 1 S. 1 – Nachhaltigkeit, Treibhausgaseinsparung und Registrierung im Marktstammdatenregister – sind kumulativ zu erfüllen. Wie § 3 Abs. 3 BioSt-NachV zu entnehmen ist, findet die BioSt-NachV auch auf in der Europäischen Union oder in Drittstaaten importierte Biomasse-Brennstoffe oder zu deren Herstellung eingesetzte Biomasse anzuwenden. Die Vorgaben sind also unabhängig eines möglichen Importes der Brennstoffe oder der Biomasse zu beachten.

01.01.2024

a) Nachhaltigkeitsanforderungen

Für **Biomasse aus der Land- oder Forstwirtschaft** sind gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 1 BioSt-NachV die Anforderungen des § 4 oder des § 5 BioSt-NachV zu erfüllen.

§ 4 BioSt-NachV legt die Anforderungen für Biomasse aus der **Landwirtschaft** fest. Nach § 4 Abs. 1 BioSt-NachV darf die Biomasse nicht von Flächen mit einem hohen Wert für die biologische Vielfalt stammen. Hierzu zählen gemäß § 4 Abs. 2 BioSt-NachV bewaldete Flächen, Grünland mit großer biologischer Vielfalt oder Naturschutzzwecken dienende Flächen. Ausgeschlossen sind nach § 4 Abs. 3 BioSt-NachV ferner Flächen mit einem hohen oberirdischen oder unterirdischen Kohlenstoffbestand. Dies umfasst Feuchtgebiete oder kontinuierliche bewaldete Gebiete. Nach § 4 Abs. 4 BioSt-NachV darf die Biomasse ferner nicht von Torfmooren stammen, es sei denn, Anbau und Ernte der Biomasse haben keine Entwässerung von Flächen erfordert. Für den rechtlichen Status der Flächen gilt nach § 4 Abs. 6 BioSt-NachV als Referenzzeitpunkt grundsätzlich der 01.01.2008. Sofern keine hinreichenden Daten vorliegen, ist als Referenzzeitpunkt ein anderer Tag im Januar 2008 zu wählen.

§ 5 BioSt-NachV legt die Anforderungen für Biomasse aus der **Forstwirtschaft** fest. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 3 BioSt-NachV darf die Biomasse nicht von ausgewiesenen Naturschutzgebieten, Feuchtgebieten oder Torfmoorflächen stammen. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass die Erntetätigkeiten legal sind, auf den Ernteflächen nachhaltige Walderneuerung stattfindet, bei der Ernte auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet wird und das langfristige Bestehen des Waldes nicht gefährdet wird. Nach § 5 Abs. 3 BioSt-NachV müssen das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse Vertragspartei des Übereinkommens von Paris sein und einen Beitrag zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen übermittelt haben, der Emissionen und den Anbau von Treibhausgasen durch die Land-, Forstwirtschaft und Landnutzung abdeckt und gewährleistet, dass jede Änderung des Kohlenstoffbestands in Verbindung mit der Ernte von Biomasse auf die Verpflichtungen des Landes zur

01.01.2024

Reduzierung oder Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Sinne des beabsichtigten nationalen Beitrags angerechnet wird. Alternativ müssen das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation Vertragspartei des Übereinkommens von Paris sein und über nationale oder subnationale Rechtsvorschriften im Einklang mit Art. 5 des Übereinkommens von Paris verfügen, die im Erntegebiet gelten, um die Kohlenstoffbestände und –senken zu erhalten und zu verbessern, und Nachweise dafür erbringen, dass die für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau. Sofern Nachweise nach § 5 Abs. 3 BioSt-NachV nicht erbracht werden können, kann durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebietes sichergestellt werden, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern erhalten bleiben oder langfristig verbessert werden.

Gemäß **§ 3 Abs. 4 BioSt-NachV** müsse Biomasse-Brennstoffe, die aus Abfällen oder aus Reststoffen hergestellt worden sind, nicht die Nachhaltigkeitsanforderungen aus § 3 Abs. 1 Nr. 1 BioSt-NachV erfüllen, es sei denn, sie stammen aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen. Dies gilt auch, wenn die Abfälle oder Reststoffe vor ihrer Weiterverarbeitung zu Biomasse-Brennstoffen zu einem anderen Produkt verarbeitet worden sind. Abfälle sind nach § 2 Abs. 2 BioSt-NachV Abfälle im Sinne des § 3 Abs. 1 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes vom 24.2.2012 (Fassung vom 10.08.2021, BGBl. I S. 3436) in der jeweils geltenden Fassung. Zu den Reststoffen gehören nach § 2 Abs. 26 und 27 BioSt-NachV Reststoffe aus der Verarbeitung. Hierzu zählen Stoffe oder Stoffgruppen, die von der nach § 50 Abs. 1 BioSt-NachV zuständigen Behörde im Einvernehmen mit den Bundesministerien bekannt gemacht werden und keine Endprodukte sind, deren Herstellung durch den Produktionsprozess nicht unmittelbar angestrebt wird. Sie stellen auch nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar und der Prozess wurde nichtabsichtlich geändert, um sie zu produzieren. Zuständige Behörde nach § 50 Abs. 1 BioSt-NachV ist die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE).

01.01.2024

b) Treibhausgaseinsparung

Nach § 6 Abs. 2 S. 1 BioSt-NachV muss die Treibhausgaseinsparung des aus den Biomasse-Brennstoffen erzeugten Stroms **mindestens 70 Prozent** betragen, sofern der von der *letzten Schnittstelle* erzeugte Strom in einer Anlage erzeugt wurde, die am oder nach dem 01.01.2021 und bis einschließlich 31.12.2025 in Betrieb genommen worden ist oder **mindestens 80 Prozent**, sofern der von der letzten Schnittstelle erzeugte Strom in einer Anlage erzeugt wurde, die am oder nach dem 01.01.2026 in Betrieb genommen worden ist.

„Schnittstellen“ sind nach § 2 Abs. 29 BioSt-NachV die Betriebe, die Biomasse zum Zweck des Weiterhandelns erstmals aufnehmen oder welche die Biomasse be- und verarbeiten. Letzte Schnittstellen sind demzufolge nach § 2 Abs. 21 Nr. 1 BioSt-NachV die Schnittstellen, die den Strom erzeugen.

Für die **Inbetriebnahme** der Anlage ist nach § 6 Abs. 2 Nr. 2 BioSt-NachV auf den Zeitpunkt der erstmaligen physischen Produktion von Strom **aus Biomasse-Brennstoffen** abzustellen. Es kommt also nicht auf den Inbetriebnahmebegriff des EEG an. Damit kann es bei der Umstellung einer Anlage von fossilen Brennstoffen auf Biomasse-Brennstoffe zu einem Auseinanderfallen der Inbetriebnahme nach dem EEG und der Inbetriebnahme nach der BioSt-NachV kommen. Denn nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 war die Inbetriebnahme nach dem EEG der Zeitpunkt der erstmaligen Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, während nach der 2 Abs. 29 BioSt-NachV der Zeitpunkt der Umstellung auf den Betrieb mit Biomasse-Brennstoffen maßgeblich ist.

Die **Methodik** zur Berechnung der Treibhausgaseinsparung richtet sich nach **§ 6 Abs. 3 BioSt-NachV**.

c) Marktstammdatenregister

Nach **§ 3 Abs. 1 Nr. 4 BioSt-NachV** müssen die Betreibenden von Anlagen, in denen die Biomasse-Brennstoffe zum Einsatz kommen, schließlich die jeweilige Anlage im **Marktstammdatenregister** registrieren.

01.01.2024

II. Was muss nachgewiesen werden?

Nach **§ 7 Abs. 1 BioSt-NachV** müssen Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen, dass die Anforderungen für die Vergütung nach **§ 3 Abs. 1 BioSt-NachV** erfüllt sind. Die Nachweisführung erfolgt

- für die Vorgaben nach **§ 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 bis 3** in Verbindung mit den **§§ 4 bis 6 BioSt-NachV** durch die Übermittlung eines **elektronischen Nachweises nach § 10 BioSt-NachV** und
- für die Vorgaben nach **§ 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 BioSt-NachV** durch die Vorlage einer **Bestätigung der zuständigen Behörde** über die Registrierung oder die Beantragung der Registrierung der Anlage nach Maßgabe der Marktstammdatenregisterverordnung.

Weitere Nachweise können gemäß **§ 8 BioSt-NachV** für die Zahlung nach dem EEG **nicht** verlangt werden. Nach **§ 9 BioSt-NachV** müssen Anlagenbetreiber Kopien der Nachhaltigkeitsnachweise, die sie dem Netzbetreiber vorlegen, auch an die zuständige Behörde, die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), elektronisch übermitteln.

Nach **§ 10 BioSt-NachV** werden verschiedene Nachweise anerkannt. Hierzu gehören nach Nr. 1 zunächst Nachweise, die nach **§ 11 BioSt-NachV** oder nach **§ 18 BioSt-NachV** ausgestellt worden sind. Nach **§ 11 BioSt-NachV** werden die Nachweise grundsätzlich durch die letzte Schnittstelle erbracht. Für die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen müssen die letzten Schnittstellen und die ihnen vorgelagerten Schnittstellen gemäß **§ 11 Abs. 1 Nr. 1 BioSt-NachV** zertifiziert sein. Diese Zertifizierung wird in den **§§ 20 ff. BioSt-NachV** geregelt. Nach **§ 18 BioSt-NachV** können durch die zuständige Behörde (BLE) auch Teilnachweise ausgestellt werden. Darüber hinaus werden auch Nachweise auf Grundlage der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (**§ 10 Nr. 2 i.V.m. § 16 BioSt-NachV**) und Nachweise aus anderen europäischen Mitgliedstaaten akzeptiert (**§ 10 Nr. 3 i.V.m. § 17 BioSt-NachV**). Nach **§ 10 Nr. 4 BioSt-NachV** werden schließlich Nachweise akzeptiert, die nach **§ 14 BioSt-NachV** vom 23.07.2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Art. 1 der Verordnung vom

01.01.2024

26.06.2018 (BGBl. I S. 827) geändert worden ist, anerkannt sind und bis zum Ablauf des 07.12.2021 ausgestellt worden sind.

Darüber hinaus ist für die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen erforderlich, dass die Herkunft der Biomasse von ihrem Anbau bis zu der Schnittstelle mit einem **Massenbilanzsystem** nachgewiesen ist, das die Anforderungen nach § 12 BioSt-NachV erfüllt.

Die Nachweise müssen den in § 14 BioSt-NachV vorgegebenen inhaltlichen und formalen Anforderungen entsprechen. Die Ausstellung der Nachhaltigkeitsnachweise erfolgt gemäß § 14 Abs. 2 BioSt-NachV in der Datenbank der zuständigen Behörde. Hierbei handelt es sich derzeit um die Datenbank „Nabisy“. Bezüglich der Registrierung bedarf es der Vorlage einer behördlichen Bestätigung der Registrierung bzw. deren Beantragung nach der Marktstammdatenregisterverordnung. Alle Daten werden nach § 44 BioSt-NachV in einem zentralen Register, das sog. **Register Biostrom**, gesammelt. Zuständig hierfür es ebenfalls die BLE.

Teil 3 Methodische Anforderungen an das Dokumentationssystem

Nachdem im Teil 2 dargestellt wurde, was durch das Biogasregister in inhaltlicher Hinsicht nachgewiesen kann und muss, soll im folgenden Abschnitt untersucht werden, wie der nach den jeweiligen Vorschriften erforderliche Nachweis zu erbringen ist und welche methodischen Anforderungen das Biogasregister erfüllen muss. Dabei wird zuerst der Frage nachgegangen, ob bzw. welche Nachweisanforderungen sich u. a. aus den im vorangehenden Abschnitt dargestellten rechtlichen Rahmenbedingungen für die Verwendung von Biogas ergeben (dazu unter Teil 3A.). In einem weiteren Schritt wird untersucht, welche funktionalen Anforderungen das Dokumentationssystem erfüllen muss (dazu unter Teil 3B.).

01.01.2024

A. Gesetzliche Anforderungen an das Dokumentationssystem

Einige der im Teil 2 dargestellten, für Biogas relevanten Gesetze und Verordnungen enthalten gesetzliche Regelungen über die Art und Weise der zu erbringenden Nachweise. Diese werden im Folgenden dargestellt.

I. EEG 2021

1) Einsatzstoff-Tagebuch

Der Zahlungsanspruch für Strom aus Biomasse besteht nach dem EEG 2021 nur, wenn der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse und in welchem Umfang Speichergas oder Grubengas eingesetzt wurden. Für Anlagen in der Ausschreibung ist insbesondere auch die Einhaltung des „Maisdeckels“ und der Anteil getrennt erfasster Bioabfälle über das Einsatzstofftagebuch nachzuweisen, § 39i Abs. 3 EEG 2021. Das Einsatzstoff-Tagebuch ist in Kopie vorzulegen, und zwar bei erstmaliger Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs und danach jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr, §§ 71 Nr. 3, 39i, 44b Abs. 6, 44c Abs. 1 EEG 2021. Soweit der Nachweis des Vergütungsanspruchs durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuch zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch vom Anlagenbetreiber zu schwärzen, § 44c Abs. 4 EEG 2021.

2) Umweltgutachter

Inwieweit eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter zum Nachweis des Vorliegens der Voraussetzungen für den Förderanspruch erforderlich ist, ergibt sich aus § 44b Abs. 2 EEG 2021. Danach muss über das Gutachten eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung nach den anerkannten Regeln der Technik nachgewiesen werden, dass der förderfähige Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde.

01.01.2024

II. EEG 2017

Das EEG 2017 regelt zwar detailliert, was Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber für einen Zahlungsanspruch nachzuweisen haben. Das „Wie“ – also die Nachweismittel – regelt das EEG 2017 jedoch nur in einem sehr viel geringeren Umfang.

1) Einsatzstoff-Tagebuch

Der Zahlungsanspruch für Strom aus Biomasse besteht nach dem EEG 2017 nur, wenn der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse und in welchem Umfang Speichergas oder Grubengas eingesetzt wurden. Für Anlagen in der Ausschreibung ist insbesondere auch die Einhaltung des „Maisdeckels“ und der Anteil getrennt erfasster Bioabfälle über das Einsatzstofftagebuch nachzuweisen, § 39h Abs. 4 EEG 2017. Das Einsatzstoff-Tagebuch ist in Kopie vorzulegen, und zwar bei erstmaliger Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs und danach jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr, §§ 71 Nr. 3, 39h, 44b Abs. 6, 44c Abs.1 EEG 2014. Soweit der Nachweis des Vergütungsanspruchs durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuch zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch vom Anlagenbetreiber zu schwärzen, § 44c Abs. 4 EEG 2017.

2) Umweltgutachter

Inwieweit eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter zum Nachweis des Vorliegens der Voraussetzungen für den Förderanspruch erforderlich ist, ergibt sich aus § 44b Abs. 2 EEG 2017. Danach muss über das Gutachten eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung nach den anerkannten Regeln der Technik nachgewiesen werden, dass der förderfähige Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde.

01.01.2024

III. EEG 2014

Auch das EEG 2014 regelt zwar detailliert, was Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber für einen Anspruch auf die finanzielle Förderung nachzuweisen haben. Das Wie – also die Nachweismittel – regelt das EEG 2014 jedoch ebenso wie das EEG 2017 nur in einem sehr viel geringeren Umfang.

1) Einsatzstoff-Tagebuch

Der Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biomasse besteht nach dem EEG 2014 nur, wenn der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse und in welchem Umfang Speichergas oder Grubengas eingesetzt wurden. Das Einsatzstoff-Tagebuch ist in Kopie vorzulegen, und zwar bei erstmaliger Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs und danach jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr, § 71 Nr. 3 EEG 2017.

Soweit der Nachweis des Vergütungsanspruchs durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuch zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch vom Anlagenbetreiber zu schwärzen, § 47 Abs. 8 EEG 2014.

2) Umweltgutachter

Inwieweit eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter zum Nachweis des Vorliegens der Voraussetzungen für den Förderanspruch erforderlich ist, ergibt sich aus § 47 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014. Danach muss über das Gutachten eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung nach den anerkannten Regeln der Technik nachgewiesen werden, dass der förderfähige Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde.

01.01.2024

IV. EEG 2012

Auch im EEG 2012 wird zwar detailliert geregelt, was Anlagenbetreiber nachzuweisen haben, während das Wie ausdrücklich nur in einem recht geringen Umfang geregelt wird.

1) Einsatzstoff-Tagebuch

Das Erfordernis, ein Einsatzstoff-Tagebuch zu führen, bezieht sich im Bereich Biogas/Biomethan auf die Grundvergütung Biomasse, die Einsatzstoffvergütungsklassen I und II sowie den „Maisdeckel“ nach § 27 Abs. 5 EEG 2012. § 27 Abs. 5 EEG 2012 beschreibt die Anforderungen an das Einsatzstoff-Tagebuch. Danach muss dieses Angaben und Belege über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe enthalten und so den Nachweis ermöglichen, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden. Das Einsatzstoff-Tagebuch ist in Kopie vorzulegen, und zwar bei erstmaliger Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs und danach jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr, § 27 Abs. 6 EEG 2012.

Soweit der Nachweis des Vergütungsanspruchs durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuch zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch vom Anlagenbetreiber zu schwärzen, § 27 Abs. 8 EEG 2012.

§ 27a Abs. 5 Abs. 1 EEG 2012 enthält für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen eine entsprechende Nachweisvorschrift. Danach ist nachzuweisen, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nach § 27 Abs. 5 EEG 2012.

Da §§ 27 und 27a EEG 2012 nach der Übergangsregelung § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014 für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 insgesamt weiter anwendbar bleiben, bestimmen sich auch die Nachweisanforderungen für diese Bestandsanlagen weiterhin nach den genannten Normen.

01.01.2024

2) Umweltgutachter

Inwieweit eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter zum Nachweis des Vorliegens der Voraussetzungen für den Vergütungsanspruch im Bereich Biogas erforderlich ist, ergibt sich aus § 27 Abs. 6 Nr. 1 EEG 2012, der – wie gezeigt – über § 100 Abs. 2 Nr. 10.c) EEG 2017 zur Anwendung gelangt. Dies hat zu erfolgen für Strom aus Biomasse der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II sowie dann, wenn anstelle von einer KWK-Nutzung nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2012 der Strom in Anlagen erzeugt wird, die Biogas einsetzen und zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle von mindestens 60 Masseprozent eingesetzt wird, § 27 Abs. 4 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 Nr. 3 EEG 2012.

V. EEG 2009

Auch das EEG 2009 regelt lediglich an einigen wenigen Stellen, wie der vom Betreiber der Stromerzeugungseinheit zu erbringende Nachweis auszusehen hat.

1) Einsatzstoff-Tagebuch

Wird zur Stromerzeugung neben Biomasse im Sinne der BiomasseV sonstige Biomasse eingesetzt, die die Anforderungen nach der BiomasseV nicht erfüllt, kann die **Grundvergütung** nur für den Anteil des Stromes beansprucht werden, der aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. § 27 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2009, der über § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 und § 66 EEG 2012 weiter anzuwenden ist, sieht daher vor, dass der Anspruch auf die EEG-Vergütung nur besteht, wenn der Betreiber der Stromerzeugungseinheit durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit, Herkunft sowie den unteren Heizwert pro Einheit der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse eingesetzt wird.

Wird der **Nawaro-Bonus** für den aus dem Biogas erzeugten Strom beansprucht, hat der Betreiber der Stromerzeugungseinheit ebenfalls durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft nachzuweisen, dass keine anderen Stoffe eingesetzt

01.01.2024

wurden, vgl. Ziffer I.1.b) der Anlage 2 zum EEG 2009 i.V.m. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 und § 66 EEG 2012.

2) Umweltgutachter

Wird für den aus dem Biogas erzeugten Strom der **Nawaro-Bonus** beansprucht und wurden zur Biogaserzeugung neben Nawaro und/oder Gülle auch **pflanzliche Nebenprodukte** im Sinne der Positivliste nach Ziffer V. der Anlage 2 zum EEG 2009 eingesetzt, kann der Nawaro-Bonus nur für den Anteil des Stroms beansprucht werden, der aus Nawaro oder Gülle erzeugt wurde. Daher sieht Ziffer I.3. der Anlage 2 zum EEG 2009 (i.V.m. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 und § 66 EEG 2012) vor, dass der Anteil des Stroms, der ausschließlich aus Nawaro der Gülle erzeugt wurde, anhand der Standard-Biogaserträge zu ermitteln und nachzuweisen ist. Dieser Nachweis ist durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters zu führen. Zur Frage, ob eine bilanzielle Aufteilung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Nawaro und pflanzlichen Nebenprodukte zulässig ist sowie zu den Auswirkungen auf den zu führenden Nachweis vgl. oben unter Teil 2I.II.1)b).

Im Rahmen des Anspruchs auf den **Landschaftspflege-Bonus** nach Ziffer VI.2.c) der Anlage 2 zum EEG 2009 muss der zur Stromerzeugung eingesetzte **Anteil an Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen**, die **im Rahmen der Landschaftspflege** angefallen sind, nachgewiesen werden. Dieser Nachweis hat durch ein Gutachten eines Umweltgutachters zu erfolgen.

3) Herkunftsnachweis, § 55 EEG?

Fraglich ist hingegen, ob sich aus der Regelung zum Herkunftsnachweis im Sinne des § 55 EEG 2009 ergeben, die für das vorliegende Dokumentationssystem zu berücksichtigen sind. Nach § 55 EEG 2009 können Anlagenbetreiber sich für Strom aus erneuerbaren Energien von einem Umweltgutachter einen Herkunftsnachweis ausstellen lassen, der die ebenfalls in § 55 EEG 2009 näher geregelten Angaben enthalten muss. Herkunftsnachweise nach § 55 EEG 2009 können somit nur von Umweltgutachtern bzw. Umweltgutachterorganisationen im Sinne des Umweltauditgesetzes (UAG) ausgestellt werden. Sofern man des

01.01.2024

§ 55 EEG 2009 so verstehen müsste, dass damit – im Rahmen des § 27 EEG 2009 – ein Herkunftsnachweis auch über die zur Stromerzeugung eingesetzte Biomasse bzw. Biogas gemeint ist, könnte dies dafür sprechen, dass die für die EEG-Vergütung nach § 27 EEG 2009 insgesamt ausschließlich durch Umweltgutachter erbracht werden könnte.

Die soeben dargestellte Ansicht überdehnt nach Ansicht der Gutachter jedoch den Anwendungsbereich des § 55 EEG 2009. § 55 EEG 2009 soll nach Auffassung der Gutachter dazu dienen, eine Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien auch außerhalb des EEG zu ermöglichen. Zudem soll § 55 EEG 2009 dazu dienen, die Herkunft des Stromes nachweisen zu können. Bei dem gegenüber dem Stromnetzbetreiber zu führenden Nachweis, dass die EEG-Vergütung beansprucht werden kann, geht es hingegen darum, plausibel darzulegen, dass das zur Stromerzeugung eingesetzte Substrat – vorliegend das Biogas – den gesetzlichen Vergütungsanforderungen entspricht. § 55 EEG 2009 beschränkt sich aber – wie sich bereit seinem Wortlaut entnehmen lässt – auf den erzeugten Strom und hat daher nach Auffassung der Gutachter keine Auswirkungen auf das vorliegende Dokumentationssystem. Die Anforderungen nach § 55 EEG 2009 müssen für die Entwicklung des Dokumentationssystems daher nicht berücksichtigt werden.

VI. EEG 2004

Das EEG 2004 regelt ebenfalls in nur sehr geringem Umfang, mit welchen Mitteln der vom Betreiber der Stromerzeugungsanlage zu erbringende Nachweis auszusehen hat. Namentlich betrifft dies nur die Regelung zum Nawaro Bonus. Nach § 8 Abs. 2 Nr. 1 c) EEG 2004, der über die Übergangsregelungen des EEG 2017 und der Vorgängerfassungen für unter Geltung des EEG 2004 in Betrieb genommene Anlagen in weiten Teilen anwendbar bleibt, hat der Nachweis, dass in einer nicht ausschließlich für den Betrieb mit Nawaro genehmigten Anlage keine anderen Stoffe als Nawaro eingesetzt wurden, durch die Vorlage eines **Einsatzstoff-Tagebuchs** mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Herkunft zu erfolgen.

01.01.2024

VII. GasNZV⁹

Aus der GasNZV ergeben sich keine gesetzlichen Vorgaben, die für das zu entwickelnde Dokumentationssystem relevant sind.

VIII. GEG 2024

Wer ein Gebäude geschäftsmäßig mit gasförmiger Biomasse beliefert, muss gem. § 96 Abs. 4 GEG dem Belieferten mit der Abrechnung bestätigen, dass die jeweiligen Anforderungen nach § 71f Absatz 2 bis 4 GEG erfüllt sind. Für Biomethan umfasst das die Anforderung nach § 71f Abs. 3 GEG, wonach bei der Nutzung von Biomethan die Voraussetzungen des § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 Buchst. c und d GEG eingehalten werden müssen, und nach § 71f Abs. 4 GEG, wonach der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil an Getreidekorn und Mais im Kalenderjahr höchstens 40 Masseprozent betragen darf.

Nach § 96 Abs. 5 S. 2 GEG sind die Abrechnungen und Bestätigungen in den ersten 15 Jahren nach Inbetriebnahme der Heizungsanlage von dem Eigentümer oder dem Belieferten jeweils mindestens fünf Jahre nach Lieferung aufzubewahren. Die Abrechnungen und Bestätigungen sind der nach Landesrecht zuständigen Behörde auf Verlangen vorzulegen.

Kommt bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs eines zu errichtenden Gebäudes § 22 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 GEG zur Anwendung, muss sich der Eigentümer vom Lieferanten bei Vertragsabschluss bescheinigen lassen, dass die vereinbarte Biomethanlieferung die Anforderungen nach § 22 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 Buchst. c und d GEG erfüllt, § 96 Abs. 6 Nr. 1 GEG.

Diese Bescheinigung ist der zuständigen Behörde innerhalb von einem Monat nach Fertigstellung des Gebäudes vorzulegen. Die Abrechnungen der Lieferung von Biomethan müssen die Bestätigung des Lieferanten enthalten, dass im Fall der Lieferung von Biomethan die Anforderungen nach § 22 Abs. 1 Nr. 2 Buchstabe c und d GEG im Abrechnungszeitraum

⁹ Die Ausführungen zur GasNZV entsprechen nicht der aktuellen Fassung der Verordnung und werden in Kürze überarbeitet.

01.01.2024

erfüllt worden sind. Die Abrechnungen sind vom Eigentümer mindestens fünf Jahre ab dem Zeitpunkt der Lieferung aufzubewahren.

IX. GEG 2020

Die Eigentümer müssen je nach genutzter Energiequelle unterschiedliche Nachweise erbringen, § 96 Abs. 5 und 6 GEG.

Bei der Nutzung von Biomasse ist nach § 40 Abs. 1 i. V. m. § 96 Abs. 5 GEG für zu errichtende Gebäude durch den Eigentümer nachzuweisen, dass der vorgesehene Mindestanteil – bei der Nutzung von gasförmiger Biomasse mindestens 30 % des Wärme- und Kälteenergiebedarfs – eingehalten wird. Dabei muss die Nutzung der Biomasse in einer hocheffizienten KWK-Anlage erfolgen. Der Nutzungsanteil von Biomasse beträgt dagegen 50 %, wenn diese in einem Brennwertkessel eingesetzt wird. Der Nachweis erfolgt anhand der Bestätigung des Lieferanten nach § 96 Abs. 4 GEG zusammen mit der Rechnung.

Für bestehende öffentliche Gebäude ist bei der Nutzung von Biomasse nach § 52 i. V. m. § 40 Abs. 2 und 3 i. V. m. § 96 Abs. 5 GEG durch den Eigentümer nachzuweisen, dass der vorgesehene Mindestanteil eingehalten wird, bei der Nutzung von gasförmiger Biomasse sind das mindestens 25 % des Wärme- und Kälteenergiebedarfs. Der Nachweis erfolgt auch insoweit anhand der Bestätigung des Lieferanten nach § 96 Abs. 4 GEG zusammen mit der Rechnung.

Zu diesem Zweck müssen Eigentümer bei der Nutzung von gelieferter gasförmiger Biomasse für die ersten 15 Kalenderjahre ab dem Inbetriebnahmehjahr der Heizungsanlage die Abrechnungen und Bestätigungen jeweils fünf Jahre nach Lieferung aufbewahren und der zuständigen Behörde auf Verlangen vorlegen.

Kommt bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs eines zu errichtenden Gebäudes § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 GEG zur Anwendung, muss sich der Eigentümer vom Lieferanten bei Vertragsabschluss bescheinigen lassen, dass die vereinbarte Biomethanlieferung die Anforderungen nach § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 Buchstabe c und d GEG erfüllt, § 96 Abs. 6 GEG. Diese Anforderungen entsprechen, wie oben dargestellt, den Anforderungen des

01.01.2024

§ 40 Abs. 3 GEG. Diese Bescheinigung ist der zuständigen Behörde innerhalb von einem Monat nach Fertigstellung des Gebäudes vorzulegen. Rechnungen sind mindestens fünf Jahre ab dem Zeitpunkt der Lieferung aufzubewahren.

X. EEWärmeG (Bund)

Soweit das EEWärmeG aufgrund der Übergangsbestimmungen in §§ 110 ff. GEG anwendbar ist, gilt folgendes: Die Adressaten der Nutzungspflicht nach dem EEWärmeG – die Gebäudeeigentümer – müssen je nach genutzter Energiequelle unterschiedliche Nachweise erbringen, die § 10 EEWärmeG näher konkretisiert.

Wird die Nutzungspflicht durch den Einsatz von Biomasse erfüllt, ist nach § 10 Abs. 1 Nr. 1 EEWärmeG durch den Verpflichteten nachzuweisen, dass der vorgesehene **Mindestanteil** – bei der Nutzung von gasförmiger Biomasse mindestens 30 % des Wärmeenergiebedarfs – eingehalten wird. Auf welche Art und Weise dieser Nachweis zu führen ist, ergibt sich allerdings nicht aus dem EEWärmeG.

Handelt es sich bei der eingesetzten Biomasse nicht um selbsterzeugte, sondern um gelieferte Biomasse, sind zusätzlich die in § 10 Abs. 2 EEWärmeG geregelten Anforderungen einzuhalten. Danach müssen Verpflichtete bei der Nutzung von gelieferter gasförmiger Biomasse für die **ersten 5 Kalenderjahre ab dem Inbetriebnahmejahr der Heizungsanlage** der zuständigen Behörde die **Abrechnungen des Brennstofflieferanten** bis zum 30. Juni des jeweiligen Folgejahres vorlegen. Für die folgenden 10 Kalenderjahre müssen diese Abrechnungen des Brennstofflieferanten jeweils mindestens 5 Jahre ab dem Zeitpunkt der Lieferung aufbewahrt und der zuständigen Behörde auf Verlangen vorgelegt werden. Zudem haben die nach dem EEWärmeG Verpflichteten nachzuweisen, dass die Anforderungen nach der Anlage zum EEWärmeG – beim Einsatz gasförmiger Biomasse nach Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG (Senkung der Methanemissionen und der Stromverbrauch bei der Einspeisung und Aufbereitung nach dem besten verfügbaren Stand der Technik) – erfüllt werden. Hierzu hat der Verpflichtete die **Bescheinigung**

01.01.2024

des Brennstofflieferanten darüber vorzulegen, dass diese Anforderungen bei der Erzeugung und Aufbereitung des Biogases eingehalten wurden.

XI. EWärmeG 2008 und 2015 (Baden-Württemberg)

Auch das EWärmeG 2008 ebenso wie das EWärmeG 2015 regeln Anforderungen an den Nachweis, den der Adressat des Gesetzes - der Gebäudeeigentümer - zu erbringen hat.

Der Umfang der gesetzlichen Nutzungspflicht muss ebenso wie die Geeignetheit der getroffenen Maßnahmen **durch einen Sachkundigen bestätigt** werden, § 6 Abs. 1 EWärmeG 2008 und § 20 Abs. 2 EWärmeG 2015. Wer als sachkundig im Sinne des EWärmeG anzusehen ist, ergibt sich aus § 7 EWärmeG 2008 und § 3 Nr. 11 EWärmeG 2015. Sachkundige sind danach die nach Bundes- oder Landesrecht **zur Ausstellung von Energieausweisen Berechtigten** sowie **Personen, die für ein zulassungspflichtiges Bau-, Ausbau- oder anlagentechnisches Gewerbe oder für das Schornsteinfegerwesen die Voraussetzungen zur Eintragung in die Handwerksrolle erfüllen**. Ebenso gelten **Handwerksmeister der zulassungsfreien Handwerke dieser Bereiche** und **Personen als Sachverständige, die aufgrund ihrer Ausbildung berechtigt sind, ein solches Handwerk ohne Meistertitel selbstständig auszuüben**. Die durch die genannten Sachverständigen erstellten Bestätigungen hat der Verpflichtete der zuständigen Behörde vorzulegen. Zudem hat der Verpflichtete der zuständigen Behörde für den Anwendungsbereich des EWärmeG 2008 nach der erstmaligen Abrechnung der Brennstofflieferung innerhalb von drei Monaten sowie im Weiteren auf Anforderung die **Bestätigung des Brennstofflieferanten über die fossilen und regenerativen Anteile der jeweils gelieferten Brennstoffe** vorzulegen. Für die Erfüllung der Pflichten aus dem EWärmeG 2015 muss über die Bestätigung des Brennstofflieferanten zudem nachgewiesen werden können, dass die Anforderungen an das Biomethan bei der Aufbereitung (Methanemissionen bis maximal 0,2 Prozent, Stromverbrauch für die Aufbereitung von höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas, Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus

01.01.2024

der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie) eingehalten werden.

XII. Energiesteuergesetz

Aus dem Energiesteuergesetz selbst ergeben sich keine gesetzlichen Nachweisanforderungen; Nachweisanforderungen für Biogas, das als Biokraftstoff im Sinne des Energiesteuergesetzes gilt, werden nachfolgend unter Teil 3A.XIII dargestellt.

XIII. BImSchG (BioKraftQuG)

Auch aus dem BImSchG selbst ergeben sich keine speziellen Nachweisanforderungen. Nach § 4 der 36. BImSchV hat der Nachweis über die Biokraftstoffeigenschaft durch eine **Herstellererklärung** (erhältlich auf der Internetseite der Zollverwaltung) oder **mit Zustimmung der zuständigen Stelle in anderer geeigneter Form** zu erfolgen. Zudem gelten die unter Teil 1A. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..** dargestellten Nachweisanforderungen.

XIV. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)

Die Biokraft-NachV sieht Regelungen für flüssige und gasförmige Biokraftstoffe nach dem EnergieStG und nach dem BImSchG vor und ist damit auch auf Biogas anzuwenden, sofern es im Kraftstoffbereich eingesetzt werden soll.

Die Biokraft-NachV enthält neben Regelungen zu den Nachhaltigkeitsanforderungen (dazu vgl. oben unter Teil 2A) auch Regelungen über die Nachweisführung. Der Nachweis darüber, dass die sich aus der Verordnung ergebenden Anforderungen eingehalten werden, ist danach über ein Zertifizierungssystem zu erbringen, das von unabhängigen Zertifizierungsstellen überwacht wird. Die Nachhaltigkeitsnachweise werden durch Schnittstellen ausgestellt, die über ein gültiges, von einer Zertifizierungsstelle ausgestelltes Zertifikat verfügen. Das Nachweisverfahren ist grundsätzlich privatwirtschaftlich organisiert und wird durch die zuständige Behörde – die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) – kontrolliert. Die Zertifizierungsstellen müssen durch die BLE anerkannt werden.

01.01.2024

Der Nachhaltigkeitsnachweis kann u.a. nur ausgestellt werden, wenn die Einhaltung der Anforderungen nach der Biokraft-NachV durch alle Schnittstellen über Zertifikate nachgewiesen ist und die **Lieferkette** bis zu der ausstellenden Schnittstelle **anhand eines Massenbilanzsystems nachvollziehbar** dargestellt ist.

Anforderungen an die Verwendung von Massenbilanzsystemen bis zum Abschluss des Herstellungsprozesses und damit bis zur Ausstellung des Nachhaltigkeitsnachweises regelt § 16 Biokraft-NachV.

§ 16 Abs. 1 Biokraft-NachV verpflichtet die Schnittstellen zur Nutzung eines Massenbilanzsystems auf allen Herstellungstufen der Biomasse. Ein Massenbilanzsystem nach § 16 Abs. 2 Biokraft-NachV zeichnet sich dadurch aus, dass eine Vermischung von Biokraftstoffen mit anderen Roh- oder Brennstoffen, die nicht die Anforderungen nach der Biokraft-NachV erfüllen, im Grundsatz zulässig ist, sofern die aus dem Gemisch als Biokraftstoff entnommene Menge nicht höher ist als die dem Gemisch beigefügte Menge an Biokraftstoffen. Werden Mengen von Biokraftstoffen vermischt, die von verschiedenen Schnittstellen hergestellt wurden und unterschiedliche Treibhausgas-Minderungspotenziale aufweisen, dürfen diese Treibhausgas-Minderungspotenziale nur saldiert werden, wenn alle Mengen, die dem Gemisch beigefügt werden, vor der Vermischung jedenfalls den Mindestwert nach der Biokraft-NachV aufgewiesen haben. Über die Verwendung eines nach der Biokraft-NachV zulässigen Massenbilanzsystems muss somit trotz stofflicher Vermischung die „Identität“ des entnommen Biokraftstoffs nachvollzogen werden können, indem die stoffliche Eigenschaft dem aus dem Gemisch entnommenen Biokraftstoff bilanziell zugeordnet wird.

§ 17 Biokraft-NachV verpflichtet auch Lieferanten von Biokraftstoffen (u. a. Biogas) zur Verwendung eines Massenbilanzsystems von der Entgegennahme der Biokraftstoffe von der letzten, den Nachhaltigkeitsnachweis ausstellenden Schnittstelle bis zur Lieferung an den Nachweispflichtigen. Hierfür haben die Lieferanten den Erhalt und die Weitergabe des Biokraftstoffs in einer elektronischen Datenbank zu dokumentieren.

01.01.2024

Nach § 17 Abs. 2 Nr. 2 Biokraft-NachV gelten die Anforderungen des § 17 Abs. 1 Biokraft-NachV dann als erfüllt, wenn alle Lieferanten, der Erhalt und die Weitergabe der Biokraftstoffe einschließlich der Angaben des Nachhaltigkeitsnachweises sowie des Orts und des Datums, an dem die Lieferanten diese Biokraftstoffe erhalten oder weitergegeben haben, in einer der elektronischen **Datenbank der zuständigen Behörde** – also der **BLE** – dokumentiert werden. Die BLE stellt mit dem Dokumentationssystem „**nabisy**“ eine entsprechende Datenbank zur Verfügung. Eine Anerkennung von anderen Dokumentationssystemen ist in der Biokraft-NachV nicht (mehr) vorgesehen. Daher kann der Nachweis über die Verwendung von Massenbilanzsystemen nach der Biokraft-NachV nur noch über die Datenbank der BLE geführt werden, so dass die Anforderungen aus der Biokraft-NachV an eine Massenbilanzierung für das Biogasregister der dena keine Relevanz (mehr) haben.

XV. TEHG

Die Anforderungen an den Nachweis des Biogaseinsatzes nach dem TEHG ergeben sich aus § 5 TEHG i.V.m. Art. 39 MRR. Hier ist geregelt, wie im jährlich abzugebenden Emissionsbericht der Einsatz von Biomasse zu dokumentieren ist. Dabei gilt gem. Art. 39 Abs. 2 MRR ein genereller Vorrang der Messung vor der Berechnung. Gem. Art. 39 Abs. 3 MRR darf aber auf eine solche individuelle Erfassung verzichtet werden, wenn eine der in Art. 39 Abs. 4 oder 5 MRR beschriebenen Voraussetzungen erfüllt werden.

XVI. BEHG

Gemäß § 6 Abs. 3 Satz 1 EBeV ist ein Nachhaltigkeitsnachweis für Biomethan zumindest unter Geltung dieser zeitlich befristeten Regelung bisher entbehrlich, wenn die dort aufgeführten Voraussetzungen erfüllt werden.

XVII. Allgemeine Anforderungen an den Nachweis

Wie gezeigt, ergeben sich aus den für Biogas geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen lediglich partielle Nachweisanforderungen, während für den größeren Teil der nachzuweisenden Eigenschaften und

01.01.2024

Anforderungen an das Biogas eine gesetzliche Regelung nicht existiert. Dasselbe gilt für Speichergas im Sinne des § 5 Nr. 29 EEG 2014, für welches der Gesetzgeber keine ausdrücklichen Nachweismöglichkeiten vorsieht. Fraglich ist daher, nach welchen Grundsätzen der Nachweis über diejenigen Anforderungen an Biogas/Speichergas geführt werden kann, für die keine gesetzliche Regelung dazu besteht, wie der Nachweis geführt werden soll.

Im Rahmen des **EEG** gilt: Derjenige, der Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung einsetzt und für den erzeugten Strom Zahlungen nach dem EEG beansprucht, muss nachweisen, dass die Voraussetzungen für den geltend gemachten Anspruch vorliegen. Hinsichtlich der oben unter Teil 3A.IV genannten Anforderungen regelt das EEG, wie dieser Nachweis zu erbringen ist. Für alle übrigen nachzuweisenden Eigenschaften und Beschaffenheitsmerkmale gelten die allgemeinen zivilprozessrechtlichen Grundsätze. Danach hat grundsätzlich derjenige, der einen Anspruch geltend macht, die anspruchsbegründenden Tatsachen darzulegen und – werden diese in einem etwaigen Gerichtsverfahren bestritten – auch zu beweisen (so BGH NJW 2005, S. 2395 (2396)). Dabei ist der Nachweis mit geeigneten Mitteln zu führen. Welche Nachweise bzw. welche Nachweisintensität der Adressat des Nachweises – im Fall der EEG-Vergütung der zur Auszahlung verpflichtete Stromnetzbetreiber – verlangen darf, ergibt sich aus dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit.

Im Rahmen der Grundvergütung beispielsweise muss der Betreiber der Stromerzeugungseinheit daher darlegen und beweisen können, dass der erzeugte und eingespeiste Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Der Nachweis dieser Tatsache wird in der Regel als erbracht angesehen werden können, wenn nach einer Gegenüberstellung der zur Stromerzeugung eingesetzten Substrate und der daraus erzeugten Strommenge plausibel erscheint, dass die erzeugte Strommenge aus dieser Menge an Einsatzsubstraten erzeugt worden sein kann. Zudem muss im Rahmen des Gasabtauschs u. a. dargelegt werden können, dass die Fiktion „Gas aus Biomasse im Sinne der BiomasseV“ greift und dass keine alternierend-bivalente Fahrweise der Stromerzeugungseinheit erfolgt ist. Hierfür wird in der Regel ein Nachweis über die Ein- und Ausspeisezeitreihen sowie bei einer Veräußerung der in das Erdgasnetz eingespeisten Biogasmengen über die Übertragung der Rechte an der betreffenden

01.01.2024

Biogasmenge vom Veräußerer auf den Erwerber ausreichend sein. Erst wenn diese Tatsachen nicht plausibel dargelegt werden können und daher Anlass zum Misstrauen besteht, dürfte der nachweisberechtigte Stromnetzbetreiber nach dem Verhältnismäßigkeitsprinzip berechtigt sein, einen weitergehenden Nachweis zu verlangen. Gleiches gilt – sofern das EEG hierfür keine speziellen Anforderungen vorsieht – auch für die im Rahmen der Boni nachzuweisenden Umstände: Diese können ebenfalls durch geeignete Nachweismittel (z. B. geeignete Unterlagen) nachgewiesen werden. Auch hier richtet sich die „Nachweisintensität“ grundsätzlich nach dem Verhältnismäßigkeitsprinzip. Zunächst wird danach ein Plausibilitätsnachweis ausreichen, erst wenn Umstände vorliegen, die ein begründetes Misstrauen des Stromnetzbetreibers rechtfertigen, ist dieser berechtigt, einen weitergehenden Nachweis (z.B. Gutachten eines unabhängigen Sachverständigen) verlangen dürfen. Bei der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien in Form von Speichergas muss der Anspruchsteller die oben Teil 2D dargelegten Anforderungen belegen, insbesondere den Nachweis führen, dass Gas ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.

Auch im Rahmen der **GasNZV**, des **GEG**, des **EEWärmeG**, des **EWärmeG (BW)** und der **BiokraftNachV** ist der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz zu beachten. Daher richtet sich auch hier die „Intensität“, die der Nachweisberechtigte für die darzulegenden und ggf. zu beweisenden Umstände verlangen darf nach Ansicht der Gutachter danach, wie plausibel diese Umstände von dem jeweils zum Nachweis Verpflichteten dargelegt werden können. Eine Sondersituation ergibt sich für das TEHG insofern, als dass die Akzeptanz eines Registerauszugs in der MVO sowie auch in der Nachfolgeregelung in Art. 39 Abs. 4 MRR klargestellt wurde, ohne dass allerdings die Nachweisintensität besonders geregelt wurde. Entsprechend gilt auch hier das Verhältnismäßigkeitsgebot.

B. Funktionale Anforderungen an das Dokumentationssystem

Nachdem zunächst untersucht wurde, welche Anforderungen, Eigenschaften und Merkmale das zu Biogasregister nach den bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen abbilden muss und welche

01.01.2024

Anforderungen sich aus den gesetzlichen Rahmenbedingungen für den zu erbringenden Nachweis ergeben, soll in einem nächsten Schritt untersucht werden, welche funktionalen Anforderungen das Dokumentationssystem erfüllen muss.

Eine gesetzliche Grundlage für die verpflichtende Teilnahme an einem Dokumentationssystem für Biogas besteht nicht. Die Teilnahme und Nutzung ist folglich freiwillig. Sinn macht die Entwicklung und Implementierung eines Dokumentationssystems aber insbesondere dann, wenn dieses als marktgängig angesehen werden kann. Voraussetzung hierfür ist – infolge der Freiwilligkeit – dass möglichst viele Marktteilnehmer dieses System anerkennen und auch nutzen. Ziel ist es daher, eine Teilnahme hieran möglichst attraktiv zu gestalten. Dabei sollte eine Nutzung des Dokumentationssystems möglichst für alle Marktakteure – z. B. unabhängig von ihrer „Größe“ – gleichermaßen attraktiv sein. Hierbei werden aus Sicht der Gutachter aller Voraussicht nach insbesondere die nachfolgend dargestellten Umstände ausschlaggebend sein.

Zunächst ist Voraussetzung, dass das Register möglichst von allen Marktteilnehmern akzeptiert wird. Um eine möglichst hohe **Akzeptanz** des Systems zu erreichen, ist erforderlich, dass dem über das System zu führenden Nachweis ein möglichst hohes **Vertrauen** entgegen gebracht werden kann. Dies dürfte insbesondere dann der Fall sein, wenn der jeweilige Adressat des Nachweises – im Fall der EEG-Stromerzeugung beispielsweise der Stromnetzbetreiber – darauf vertrauen kann, dass der ihm gegenüber erbrachte Nachweis dazu geeignet ist, die sich aus den gesetzlichen Rahmenbedingungen für Biogas ergebenden Umstände und Tatsachen nachzuweisen und damit möglichst rechtssicher ist. Es müssen daher trotz einer möglichen Kette von beliebig vielen Biogas-Zwischenhändlern universell zumindest alle Beschaffenheitsmerkmale abgebildet werden können, die sich aus dem – je nach der geplanten Verwendung des Biogas – anzuwendenden Rechtsrahmen ergeben. Dabei ist hinsichtlich der Nachweisintensität der Grundsatz der **Verhältnismäßigkeit** zu beachten. Das bedeutet, dass der Nachweisberechtigte umso höhere Anforderungen an den zu erbringenden Nachweis verlangen darf, je mehr ihm Umstände bekannt sind, die darauf hindeuten, dass der nachzuweisende Umstand nicht vorliegt. Je mehr

01.01.2024

allerdings die ihm bekannten Umstände dafür sprechen, dass der nachzuweisende Umstand vorliegt – sein Misstrauen also als „nicht gerechtfertigt“ erscheint – desto geringere Anforderungen wird er an den zu erbringenden Nachweis stellen dürfen.

Nachzuweisen sind insbesondere Umstände, die dem Biogas selbst anhaften (z. B. die zur Erzeugung eingesetzten Substrate) oder aber die Umstände im Zusammenhang mit der Erzeugung/Aufbereitung des Biogas (z. B. Methanemissionen), vgl. oben Teil 2. Eine Möglichkeit zum Aufbau von Vertrauen besteht aus unserer Sicht daher darin, ein möglichst transparentes Erzeugungs- und Aufbereitungsverfahren zu schaffen. Dies kann über eine Bewertung des Biogaserzeugungs- und -aufbereitungsverfahrens – also über die Durchführung von Audits – erreicht werden. Zu denken wäre zum einen an ein **Audit**, das den Erzeugungsprozess und damit alle Eigenschaften der Biogaserzeugungs- und -aufbereitungsanlage sowie die zur Erzeugung eingesetzten Substrate zum Gegenstand hat (über das nach dem EEG ohnehin zu führende Einsatzstoff-Tagebuch hinaus könnten hier beispielsweise Substratlieferverträge berücksichtigt werden). Eine Rolle für den Vertrauensaufbau wird aus Sicht der Gutachter aller Voraussicht nach die Frequenz der durchzuführenden Audits spielen. Je nachdem, in welcher Frequenz (Anfangskontrolle, nachfolgende Regelkontrolle) diese Audit durchgeführt wird – dies ist auch abhängig von dem zu dokumentierenden Umstand – ist ein solches Verfahren aus unserer Sicht gut geeignet, den Erzeugungs- und Aufbereitungsprozess transparent zu gestalten und damit Vertrauen zu erzeugen. Ein weiterer wichtiger Faktor beim Vertrauensaufbau wird die Auswahl des Auditors darstellen. Die Einzelheiten und genauen Anforderungen an die Durchführung der einzelnen Audits werden in Teil 4A.III Teil 3C.II. ausführlich dargestellt und bewertet.

Zudem führte neben einer möglichst hohen Transparenz des Nachweisverfahrens insbesondere auch dessen **Kontrollierbarkeit** zu einer erhöhten Vertrauensbildung. Insbesondere muss nachvollziehbar dokumentiert werden können, dass eine doppelte Verwertung von Biogasmengen nicht möglich ist. Dies stellt daher aus unserer Sicht ein elementares Kriterium im Rahmen der an das System zu stellenden

01.01.2024

funktionellen Anforderungen dar. Es müssen daher alle „Einträge“ und „Austräge“ in bzw. aus dem Dokumentationssystem sowie alle Transaktionen innerhalb des Dokumentationssystems nachvollziehbar und überprüfbar sein. Wie die Kontrollierbarkeit gewährleistet werden kann – insbesondere, ob eine ausreichende Kontrolle nur über einen zentralen Aufbau des Dokumentationssystems (z. B. eine zentrale Registrierungsstelle) erreicht werden kann, oder ob diese auch einen dezentralen Aufbau (z. B. jeder Biogas-Händler übernimmt selbst die Erfassung der erforderlichen Nachweise) gewährleistet werden kann – soll an späterer Stelle (Teil 3C.) erörtert werden.

Um eine möglichst hohe Akzeptanz des Dokumentationssystems zu erreichen, sollten sich die durch eine Teilnahme entstehenden **Kosten** für den einzelnen, das System nutzenden Marktteilnehmer möglichst **gering** halten; dem jeweiligen Nachweisadressaten sollten nach Möglichkeit durch die Nutzung des Dokumentationssystems überhaupt keine oder nur sehr geringe Kosten entstehen. Denn eine gesetzliche Verpflichtung zur Übernahme der durch den Nachweis zu erbringenden Kosten besteht nicht; die Kostentragungspflicht obliegt vielmehr dem Nachweisverpflichteten.

Weiterhin erscheint es für eine möglichst hohe Akzeptanz unumgänglich, das zu entwickelnde System möglichst marktkompatibel zu gestalten und daher **in den bestehenden Gashandel zu integrieren**. Darüber hinaus sollte auch eine Integration bereits bestehenden Dokumentationssysteme und bereits durchgeführter oder nach anderen gesetzlichen Vorschriften (z.B. BImSchG) durchzuführender Audits möglich sein. Dies betrifft beispielsweise die nach dem EEG durch Umweltgutachter für einen Anspruch auf den Nawaro-Bonus durchzuführenden Prüfungen (vgl. Ziffer I.3. der Anlage 2 zum EEG).

Ein weiteres wichtiges Kriterium, um die Attraktivität zu erhöhen, ist unserer Ansicht nach eine leichte Handhabbarkeit und **Praktikabilität** des Dokumentationssystems. Es sollte den Teilnehmern und Nutzern des Systems daher ein möglichst geringer Aufwand entstehen. Um den Aufwand - der je nach beabsichtigter Verwendung des Biogases variieren kann – möglichst gering zu halten, bietet sich ggf. ein **modularer Aufbau** an. Die Module sollten anhand der sich aus den einzelnen

01.01.2024

Verwendungsarten ergebenden gesetzlichen Nachweisanforderungen entwickelt werden. Je nachdem, welche Verwendung geplant ist – beispielsweise Einsatz zur Stromerzeugung nach dem EEG oder zur Wärmeerzeugung im Rahmen des GEG – könnten die einzelnen Module ausgewählt und „aktiviert“ werden. Dies könnte aus Sicht der Gutachter gleichzeitig dazu führen, dass die individuell je nach Nutzung anfallenden Kosten möglichst gering gehalten werden. Denn je nach geplanter Verwendung ergeben sich unterschiedliche Nachweisintensitäten. Ist die Verwendung einer bestimmten gehandelten Biogasmenge für die Stromerzeugung nach dem EEG geplant und sollen neben der Grundvergütung für Strom aus Biomasse z. B. der Nawaro-Bonus oder der Technologie-Bonus beansprucht werden, ergibt sich eine vergleichsweise höhere Nachweisdichte als bei einem zur Wärmeerzeugung im Rahmen des GEG geplante Verwendung. Werden die nachzuweisenden Tatsachen und Umstände jeweils über ein Audit dokumentiert, ist zu erwarten, dass höhere Kosten entstehen, je mehr Anforderungen im Einzelnen nachzuweisen sind. Deshalb können einzelne, je nach Nachweisbedarf zu wählende Module bereits zu einer Kostenminimierung im Rahmen der Dokumentation – also bei der Durchführung der jeweiligen Audits – führen.

Um das zu entwickelnde Dokumentationssystem möglichst **zukunftsfähig** zu halten, muss es zudem geeignet sein, eine – zu erwartende – steigende Anzahl von Biogas-Transaktionen zu bewältigen. Ebenfalls sollte es „anschlussfähig“ sein für Nachweise, die aufgrund eines sich ändernden Rechtsrahmens für Biogas zukünftig zu erbringen sind. Es sollte – um auch für Transaktionen mit Auslandsbezug geeignet zu sein – die Anforderungen des Europäischen Marktes und des Europäischen Rechts berücksichtigen und umsetzen können.

C. Übersicht über mögliche Nachweismethoden

In einem ersten Schritt wurde in Teil 2 und Teil 3B bisher festgestellt, welchen inhaltlichen Anforderungen der über das Biogasregister zu führende Nachweis genügen muss, welche gesetzlichen Vorgaben für den Nachweis und welche funktionalen Anforderungen an das Dokumentationssystem bestehen. In einem nächsten Schritt soll nunmehr untersucht werden, welche Methoden für einen Nachweis über die

01.01.2024

Eigenschaften des Biogas grundsätzlich in Betracht kommen könnten und ob diese geeignet sind, alle der zuvor festgestellten Anforderungen zu erfüllen und die für die jeweilige Verwendungsart des Biogas relevanten Beschaffenheitsmerkmale und Eigenschaften des Biogas nachzuweisen.

I. Nachweisführung über die Bilanzierungsweise?

Der Transport von Biogas erfolgt über Bilanzkreise. Nach § 41e GasNZV haben Bilanzkreisnetzbetreiber Biogas-Bilanzkreisverträge anzubieten, in die der Bilanzkreisverantwortliche ausschließlich Biogas einbringen darf. Da über diese Biogas-Bilanzkreise ausschließlich Biogasmengen bilanziert werden dürfen und diese somit „sortenrein“ zu führen sind, könnte möglicherweise auch eine Biogas-Eigenschaftsnachweis über die Bilanzierung in besonderen Biogas-Bilanzkreisen geführt werden. Dies soll nachfolgend erörtert werden.

Welche Rolle spielt also die Bilanzierung der Biogasmengen über Biogas-Bilanzkreise beispielsweise für die EEG-Vergütung? Dabei erfolgt die nachfolgende Betrachtung exemplarisch für den Fall der geplanten Verwendung des Biogases zur EEG-Stromerzeugung, da dies voraussichtlich eines der Hauptanwendungsfelder für das zu entwickelnde Dokumentationssystem darstellen wird.

Für eine sogar obligatorische Nutzung der Biogas-Bilanzkreise auch für die Nachweisführung – zumindest zur Verstromung nach dem EEG – könnte sprechen, dass die GasNZV, wie insbesondere § 41e GasNZV zu entnehmen ist, von der Führung von besonderen Biogas-Bilanzkreisen ausgeht. In diese Sonderbilanzkreise darf der Bilanzkreisverantwortliche nach § 41e Abs. 2 GasNZV ausschließlich Biogasmengen einbringen. Dabei dürfen Gasmengen zwischen verschiedenen Biogas-Bilanzkreisverträgen ausgetauscht und Differenzmengen verrechnet werden. Eine Übertragung von Biogasmengen in Erdgasbilanzkreise ist nach § 41e Abs. 2 GasNZV möglich. Umgekehrt ist jedoch eine Übertragung von Gasmengen aus Erdgasbilanzkreisen in Biogas-Bilanzkreise nicht erlaubt. Da die Biogas-Bilanzkreise nach den Regelungen der GasNZV im Ergebnis folglich gleichsam „sortenrein“ – ausschließlich mit Biogas – zu führen sind, könnte man den Standpunkt einnehmen, dass damit auch der Nachweis über die

01.01.2024

einzelnen Vergütungsvoraussetzungen nach dem EEG über den Sonderbilanzkreis geführt werden kann und muss. Biogas-Bilanzkreise könnten also ein obligatorisches geschlossenes Transport- und Nachweisinstrument für Biogas darstellen, dass über diese Bilanzkreise vom Erzeugungsort zum Verbrauchsort (virtuell, im Wege des Gasabtauschs) transportiert wird und der EEG-taugliche Einsatz damit zugleich auch dokumentiert wird.

Nach unserer Einschätzung ist dies jedoch nicht der Fall – letztlich aus dem Grund, dass mit den Biogas-Bilanzkreisen nach der GasNZV die **Vielzahl der Biogas-Varianten**, die allein das Vergütungssystem des EEG zulässt, **nicht abgebildet** werden können und sollen. Die Biogas-Bilanzkreise sollen nach unserem Verständnis vielmehr allein den Transport und die gemeinsame Bilanzierung einer Vielzahl von Einspeisungen und Ausspeisungen von Biogas – gleich welcher Art – vereinfachen und verbilligen und so erst ermöglichen. Dabei gehen die Einsatzmöglichkeiten für das transportierte Biogas über die Verstromung nach dem EEG schließlich auch hinaus und umfassen auch andere Verwendungsarten wie den Einsatz des Gases als Treibstoff für Fahrzeuge oder die Erzeugung von regenerativer Wärme zur Erfüllung von gesetzlichen Verpflichtungen aus dem GEG oder entsprechenden Landesgesetzen.

Dabei stellt die GasNZV auf den **Begriff „Biogas“** ab, ohne selbst zu definieren, was „Biogas“ im Sinne der GasNZV ist. Greift man insoweit auf die Begriffsdefinition des § 3 Nr. 10c) EnWG zurück, fällt unter den Begriff „Biogas“ nicht nur Biogas und sonstiges Gas aus Biomasse, sondern auch Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Überträgt man diesen weiten „Biogas“-Begriff des EnWG auf die GasNZV, was nach unserer Einschätzung naheliegend ist, kann in Biogas-Bilanzkreisen nicht nur Biogas, sondern auch die anderen soeben genannten Gase bilanziert und demnach hierüber virtuell transportiert werden.

Ein umfassender Nachweis aller denkbaren EEG-relevanten Biogaseigenschaften kommt somit über die bloße Bilanzierung von Biogas über einen Biogas-Bilanzkreis nicht in Betracht.

01.01.2024

Einzelne EEG-relevante Umstände lassen sich nach unserer Einschätzung aber durchaus über die Bilanzierung bestimmter Mengen im Biogas-Bilanzkreis nachweisen. Wird Biogas im Wege des nach dem EEG 2014 bzw. den Vorgängergesetzen ermöglichten Gasabtauschs zur Stromerzeugung eingesetzt, ist zum Erhalt der Grundvergütung nachzuweisen, dass die aus dem (Erd-)Gasnetz entnommenen und in den BHKW zur Stromerzeugung eingesetzten Gasmengen am Ende des jeweiligen Kalenderjahres im Wärmeäquivalent den in das öffentliche Gasnetz eingespeisten Biogasmengen entsprechen. Nach unserem Dafürhalten kann dieser Nachweis wohl über die Bilanzierung des Biogases ausschließlich über Biogas-Sonderbilanzkreise geführt werden. Denn der durch § 35 Abs. 3 GasNZV vorgegebene jährliche Bilanzierungszeitraum deckt sich – jedenfalls wenn hierfür das Kalenderjahr gewählt wird – mit der nach dem EEG 2014 bzw. den Vorgängergesetzen für den Zeitraum von einem Kalenderjahr gewährten Kreditfunktion des Gasnetzes. Der **Nachweis über entnommene und eingespeiste Biogasmengen** ließe sich demnach unseres Erachtens ohne größere Probleme über die **Bilanzierung in Biogas-Bilanzkreisen** führen.

Allerdings können – wie unter Teil 2H ausführlich dargelegt – für die Vergütung von Strom aus Biomasse eine Vielzahl von unterschiedlichen Qualitäten des Einsatzstoffes oder sonstige Beschaffenheitsmerkmale und Umstände der Erzeugung und Aufbereitung des Biogases entscheidend sein. Für den **Nachweis über** das Vorliegen der **verschiedenen Vergütungsvoraussetzungen**, also der verschiedenen Beschaffenheitsmerkmale und die Umstände der Gaserzeugung, ist der **Biogas-Bilanzkreis** – wie bereits angedeutet – jedoch **nicht geeignet**. Denn die GasNZV kennt lediglich den Begriff „Biogas“ und differenziert nicht zwischen Biogas verschiedener Qualitäten und Herkunft. Für den **Gasaufbereitungs- bzw. Technologie-Bonus** ist z. B. die Aufbereitung auf Erdgasqualität, die bei der Aufbereitung entstehenden Methanemissionen und der Stromverbrauch, die Bereitstellung der benötigten Prozesswärme aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage und die Kapazität der Gasaufbereitungsanlage nachzuweisen. Sonderbilanzkreise für Biogas können und wollen nach ihrem Zweck – der Ermöglichung von

01.01.2024

Biogashandel durch ein den besonderen Anforderungen des Einsatzes von Biogas gerecht werdenden Systems – nicht zwischen den vielen denkbaren EEG-Vergütungsklassen unterscheiden. Die Vorteile einer gemeinsamen Bilanzierung, also eines gemeinsamen Ausgleichs einer Vielzahl von unterschiedlichen Einspeisungen und Ausspeisungen von Biogas im Verlauf des besonderen Bilanzierungszeitraums, würde durch die Einrichtung von Biogas-Bilanzkreisen für jede denkbare EEG-Vergütungsklasse leerlaufen und ausgehöhlt. Wir gehen deshalb davon aus, dass die GasNZV ganz bewusst keine unterschiedlichen Typen von Biogas-Bilanzkreisen vorsieht, sondern die Zusammenfassung unterschiedlicher Arten von Biogas in einer Art von Biogas-Bilanzkreisen zulässt. Denn die Regelungen der GasNZV wurden gerade vor dem Hintergrund bzw. in Kenntnis der Regelungen des EEG in ihrer Vielfältigkeit getroffen – gleichwohl entschied sich der Verordnungsgeber für ein einheitliches Biogas-Bilanzierungsmodell, das dann aber nicht zum Nachweis der EEG-Beschaffenheitsmerkmale dienen kann, sondern nach unserer Einschätzung **allein** zum **Mengennachweis** über die eingespeisten und entnommenen Biogasmengen innerhalb eines Kalenderjahres.

Die vorstehenden Ausführungen zeigen unseres Erachtens, dass die **Systeme der Bilanzierung von Biogas nach der GasNZV und der Nachweisführung für die EEG-Vergütung** des Stroms aus Biogas letztlich „**nebeneinander**“ stehen. Dieses Ergebnis dürfte nach unserer Auffassung nicht nur für den Nachweis im Rahmen der EEG-Stromerzeugung gelten. Denn auch wenn das Biogas anderen Verwendungsarten zugeführt werden soll – beispielsweise einem Einsatz im Rahmen des GEG – sind Eigenschaften des Biogases sowie die Umstände bei dessen Erzeugung und Aufbereitung nachzuweisen, die über einen bloßen, über den Biogas-Bilanzkreis allein führbaren Mengennachweis hinausgehen.

II. Feststellung und Registrierung der nachweisrelevanten Daten

Nachdem festgestellt wurde, dass ein Nachweis über das Bilanzierungssystem für Biogas nicht geeignet erscheint, um alle erforderlichen Eigenschaften des Biogas sowie die Umstände der Erzeugung des Biogas abzubilden, wird nachfolgend untersucht, auf welche andere Weise dies möglich ist. Gangbar erscheint hierbei eine

01.01.2024

Vorgehensweise, nach der die relevanten Umstände bzw. Daten zunächst festgestellt, anschließend registriert und der Verwertung – für den zu erbringenden Nachweis – zugänglich gemacht werden.

1) **Feststellung der relevanten Daten**

Zunächst müssen die für den zu erbringenden Nachweis relevanten Daten festgestellt werden. Dies betrifft insbesondere die zur Biogasgewinnung eingesetzten Substrate sowie die Umstände der Erzeugung und Aufbereitung, vgl. oben unter Teil 2.

a) **Das Audit**

Wie bereits an anderer Stelle festgestellt, bietet sich für die Feststellung der Daten die Durchführung von Audits als anerkanntem und gängigem Untersuchungsverfahren an, in dessen Rahmen die Erzeugungs- bzw. Aufbereitungsanlage und der Erzeugungs- und Aufbereitungsprozess hinsichtlich der Erfüllung der sich aus den gesetzlichen Rahmenbedingungen für Biogas ergebenden Anforderungen bewertet werden kann. Da ein Audit immer von einem speziell geschulten Auditor durchgeführt werden muss, sollte so gleichzeitig die Sachkompetenz der Person sichergestellt werden, die die Daten erhebt.

In welcher **Frequenz** die Audits in der Biogaserzeugungs- bzw. -aufbereitungsanlage durchgeführt werden müssen, hängt zum einen von dem jeweils nachzuweisenden Merkmal ab. So können einige Merkmale – wie beispielsweise die im Rahmen des Gasaufbereitungs- bzw. Technologie-Bonus nach dem EEG 2012 bzw. 2009 relevante Kapazität der Gasaufbereitungsanlage) – bereits vor Erzeugung bzw. Aufbereitung des Biogas – ex ante – festgestellt werden. Für die Feststellung dieser Merkmale bietet sich ein „Eröffnungs-Audit“ an, anlässlich dessen die Erfassung der jeweiligen Eigenschaft erfolgt. Weitere Audits sind hinsichtlich dieser „**ex-ante-Merkmale**“ nur dann erforderlich, wenn diesbezüglich eine Änderung eintritt. Außerdem könnten – um die Kontrolldichte zu steigern und damit das Vertrauen zu erhöhen – Stichproben durchgeführt werden. Anderenfalls kann der Nachweis über das Vorliegen dieser „ex-ante-Merkmale“ jeweils über die anlässlich dieses einen Audits festgestellten Daten erfolgen.

01.01.2024

Andere Eigenschaftsmerkmale und Umstände der Erzeugung des Biogases können erst nach der Erzeugung bzw. Aufbereitung des Biogases – ex post – festgestellt werden. Dies betrifft beispielsweise die zur Erzeugung des Biogases eingesetzten Substrate. Denn erst nach Erzeugung des Gases kann eine Aussage darüber getroffen werden, ob dieses beispielsweise aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde. Hinsichtlich dieser „**ex-post-Merkmale**“ ist ein einmaliges „Eröffnungs-Audit“ nicht ausreichend, um einen durchgängigen Nachweis zu liefern, vielmehr ist es diesbezüglich wohl erforderlich, dass in bestimmten Zeitabständen jeweils weitere Audits stattfinden, in denen diese Merkmale abgeprüft werden. Über diese Kette von Audits kann dann – im Idealfall weitestgehend durchgängig – z. B. nachgewiesen werden, welche Substrate zur Erzeugung des Biogas jeweils eingesetzt wurden oder dass bestimmte Umstände bei der Erzeugung des Biogas vorgelegen haben.

In welchem **Umfang** die Audits durchzuführen und welche Daten dabei zu erfassen sind, bestimmt sich danach, für welche Verwendung das erzeugte und eingespeiste Biogas jeweils vorgesehen ist. Somit kann letztlich der Einspeiser bestimmen, in welchem Umfang die Audits durchgeführt werden müssen. Soll das Biogas beispielsweise zur Stromerzeugung nach dem EEG eingesetzt werden können, hat sich der Umfang des Audits auf die Feststellung von wesentlich mehr Daten (alle für einen Anspruch auf die EEG-Vergütung ggf. inkl. Boni nachzuweisenden Umstände) zu erstrecken, als wenn von vornherein feststeht, dass lediglich eine Verwendung als Kraftstoff angestrebt wird. Will sich der Einspeiser jegliche mögliche Verwendungsart „offen halten“, müssen alle Umstände auditiert werden, über die nach den für die möglichen Verwendungsarten geltenden Vorschriften ein Nachweis geführt werden muss.

Als **Bezugspunkt** für die Datenerhebung kommen aus Sicht der Gutachter insbesondere zwei Ansätze in Betracht: Die Daten könnten entweder bezogen auf die **Erzeugungs- bzw. Aufbereitungsanlage** erhoben werden oder aber sich auf die jeweilige **Biogasmenge** beziehen. Im ersten Fall lautete die Aussage: „Das in dieser Anlage erzeugte/aufbereitete Gas weist die Eigenschaft x auf.“ Sollen sich die erhobenen Daten auf die erzeugte/aufbereitete Gasmenge beziehen, lautete die Aussage: „Diese kWh Biogas weist die Eigenschaft x auf.“ Eine kWh-bezogene

01.01.2024

Datenfeststellung weist aus unserer Sicht den – erheblichen – Vorteil auf, dass auch die nachfolgende Registrierung der Daten nicht „anlagenscharf“ erfolgen muss und daher leichter eine – im Biogasmarkt grundsätzlich angestrebte – Anonymisierung der gehandelten Biogasmengen zulässt. Die Daten sollten daher in jedem Fall jeweils kWh-bezogen erhoben werden.

Fraglich ist weiterhin die **Art und Weise** der Datenfeststellung. Grundsätzlich ist – um eine möglichst hohe Transparenz und Kontrollierbarkeit zu erreichen – wünschenswert, dass der Auditor im Rahmen der durchzuführenden Audits möglichst viele der festzustellenden Tatsachen und Umstände in eigener Verantwortung nach denkbar ist, dass der Auditor eine eigene Prüfung der in der Erzeugungsanlage eingesetzten Substrate vornimmt. Zu bedenken ist dabei jedoch, dass die Kosten für die durchzuführenden Audits aller Voraussicht nach mit dem Umfang der abzuprüfenden Tatsachen und Umstände steigen werden. Es ist daher möglichst ein „Mittelmaß“ zu finden, das den an das System gestellten Anforderungen Transparenz, Realisierbarkeit und Kostengünstigkeit möglichst gerecht wird. Da die im Rahmen der Audits festgestellten Daten dem Nachweis gegenüber dem Nachweisberechtigten dienen sollen, sind an die zu erhebenden Daten zudem keine strengeren Anforderungen zu stellen als diejenigen, die der Nachweisberechtigte an den ihm gegenüber zu erbringenden Nachweis stellen darf. Der Nachweisberechtigte darf – soweit die Anforderungen an den zu erbringenden Nachweis gesetzlich nicht explizit geregelt sind – nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit keine überzogenen Anforderungen an den Nachweis stellen, vgl. oben unter Teil 3A.XVII. Gleiches muss unseres Erachtens dann aber auch für die für den Nachweis zu erhebenden Daten gelten. Es ist also auch im Rahmen der Datenerhebung zu beachten, wie weit die jeweiligen Daten nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit für den Nachweis der darzulegenden Tatsache als geeignet und erforderlich anzusehen sind. Geht es z. B. um den im Rahmen des Nawaro-Bonus nach dem EEG über das Einsatzstoff-Tagebuch zu führenden Nachweis, dass in der Anlage ausschließlich nachwachsende Rohstoffe eingesetzt wurden, dürfte es wohl – sofern dem Auditor keine Misstrauen erregenden Umstände bekannt sind – erforderlich, aber auch ausreichend sein, wenn der Auditor auf Grundlage des Einsatzstoff-Tagebuchs seine Feststellungen trifft. Erst wenn Umstände

01.01.2024

bekannt sind, die ein begründetes Misstrauen hinsichtlich der Angaben des Einsatzstoff-Tagebuches rechtfertigen, wäre eine genauere Prüfung durch den Auditor erforderlich. Dies deckt sich mit den Anforderungen, die – im Fall der EEG-Vergütung – der nachweisberechtigte Stromnetzbetreiber an den ihm gegenüber zu erbringenden Nachweis stellen darf.

b) Der Auditor

Zu untersuchen ist weiterhin, welcher Personenkreis als Auditor geeignet ist und wie hinsichtlich der Vergütung der Auditoren verfahren werden sollte. Zudem ist zu erörtern, ob die Auditoren selbst einer Qualitätskontrolle unterliegen sollten, und wenn ja, durch wen diese durchgeführt werden könnte.

Hinsichtlich des geeigneten Personenkreises ist zu beachten, dass für bestimmte Nachweise **gesetzliche Anforderungen an die Qualifikation** des zur Feststellung berechtigten Personenkreises bestehen. Dies betrifft namentlich – etwaige Anforderungen aus der Biokraft-NachV sind hier ausgenommen (vgl. oben Teil 3A.XIV.) – einige der im Rahmen der EEG-Stromerzeugung für den Nawaro-Bonus zu erbringende Nachweise. Werden neben nachwachsenden Rohstoffen auch pflanzliche Nebenprodukte nach der in Anlage 2 zum EEG 2009 enthaltenen Positivliste eingesetzt, ist der ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugte Strom durch Gutachten eines Umweltgutachters nachzuweisen. Umweltgutachter ist nach § 5 Nr. 33 EEG 2014 eine Person oder Organisation, die nach dem Umweltauditgesetz in der jeweils geltenden Fassung (im Folgenden: UAG) für den Bereich Elektrizitätserzeugung als Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf. Soll für den aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugten und nach EEG 2009 zu vergütenden Strom zusätzlich der Landschaftspflege-Bonus beansprucht werden, ist durch Gutachten eines Umweltgutachters nachzuweisen, dass zur Stromerzeugung überwiegend Pflanzen oder Pflanzenbestandteile eingesetzt werden, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen. Werden diese Nachweise durch eine andere, nicht als Umweltgutachter qualifizierte Person erbracht, besteht kein Anspruch auf den geltend gemachten Bonus. Hinsichtlich der Feststellung der für diese Nachweise benötigten Daten ist also die Beauftragung eines Umweltgutachters obligatorisch.

01.01.2024

Fraglich ist jedoch, ob alle weiteren, für die zu erbringenden Nachweise (vgl. dazu Teil 2) relevanten Daten von einem Auditor erbracht werden können, der nicht die Qualifikation als Umweltgutachter nach dem UAG besitzt und wenn ja, welche Qualifikation er in diesem Fall besitzen muss.

Dass das EEG lediglich an einzelnen Stellen den Nachweis durch Gutachten eines Umweltgutachters vorschreibt, für andere Anspruchsvoraussetzungen eine solche Regelung jedoch nicht vorsieht, lässt unseres Erachtens den Schluss zu, dass auch nur die durch das EEG vorgesehenen Anspruchsvoraussetzungen durch einen Umweltgutachter nachgewiesen werden müssen. Für alle anderen Anspruchsvoraussetzungen kann der Nachweis unseres Erachtens nach den allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen erbracht werden – durch wen die zur Nachweiserbringung festzustellenden Daten erhoben und aufbereitet werden, spielt hier aus Sicht des EEG keine Rolle. Eine Verpflichtung, außerhalb der betreffenden Regelungen z. B. zu den Einsatzstoffvergütungsklassen I und II einen Herkunftsnachweis über die zur Stromerzeugung eingesetzten Substrate durch einen Umweltgutachter zu erbringen, besteht nicht.

Die vorstehenden Erwägungen müssen unserer Ansicht nach auch für den Fall gelten, dass das Biogas in das Gasnetz eingespeist und an anderer Stelle zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Zwar sieht § 27 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2012 für den Anwendungsbereich des EEG 2012 vor, dass der Vergütungsanspruch nur besteht, wenn der Strom in solchen im „Gasabtausch“ betriebenen Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zum EEG 2012 erzeugt wird. Anlage 2 zum EEG 2012 enthält auch in der Tat eine Regelung, nach der die Erfüllung der gesetzlichen Voraussetzungen nach der Anlage 2 durch Gutachten eines Umweltgutachters nachzuweisen ist. Allerdings betrifft dies eben nur die dort ausdrücklich genannten Voraussetzungen des KWK-Betriebs. Alle anderen Voraussetzungen für einen Anspruch auf die EEG-Grundvergütung sind auch im Fall des Gasabtauschs nach allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen nachzuweisen. Dieser Nachweis kann daher auch durch nicht als Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisationen qualifizierte Personen oder Einrichtungen erbracht werden.

01.01.2024

Fraglich ist, welche Qualifikation der zur Feststellung der übrigen Daten geeignete Personenkreis aus rechtlicher Sicht in den Fällen aufweisen muss, in denen **keine ausdrücklichen gesetzlichen Anforderungen** bestehen. Da eine ausdrückliche gesetzliche Regelung nicht besteht, gelten auch hier wiederum die allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätze. Danach ist es ausreichend, wenn die darzulegende und zu beweisende Tatsache und Umstände mit geeigneten Mitteln nachgewiesen werden. Zur Feststellung der für den Eigenschaftsnachweis des Biogases geeignet dürften nach unserer Einschätzung daher alle Personen und Organisationen sein, die die hierfür notwendige Sachkunde besitzen. Um die erforderliche Sachkunde des Personenkreises nicht eigenständig überprüfen zu müssen und damit auch den Kostenaufwand hierfür zu minimieren, könnte auf Personen und Organisationen zurückgegriffen werden, die bereits bei einem geeigneten Überwachungsverein registriert sind.

Es kann daher an dieser Stelle festgehalten werden, dass die durch den Auditor festzustellenden **Daten** danach **aufgeteilt** werden können, ob diese für einen Nachweis benötigt werden, der zwingend durch einen Umweltgutachter zu erbringen ist oder ob eine gesetzliche Regelung nicht besteht und infolgedessen ein weiterer Personenkreis von Sachverständigen zur Feststellung geeignet ist. Da ein Nachweis durch einen Umweltgutachter namentlich im Rahmen der EEG-Vergütung nur in einigen Fällen (z.B. Inanspruchnahme der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II) zwingend erbracht werden muss, macht eine solche Aufteilung aus Sicht der Gutachter auch durchaus Sinn. Denn angesichts der Tatsache, dass der Kreis der zugelassenen Umweltgutachter derzeit noch relativ klein ist, erscheint es sinnvoll, die Feststellung der übrigen Daten durch einen erweiterten Personenkreis vornehmen zu lassen.

2) **Registrierung der festgestellten Daten**

Zu untersuchen ist weiterhin, wie die durch den Auditor festgestellten Daten innerhalb des Dokumentationssystems nutzbar gemacht und für den zu erbringenden Nachweis verwendet werden können. Die Daten sollten nach Ihrer Erfassung vom Auditor an eine registrierende Stelle gemeldet werden, welche für die weitere Verwaltung dieser Daten zuständig ist.

01.01.2024

a) Registrierende Stelle: zentral / dezentral?

Fraglich ist, ob die Daten dezentral durch jeden Nutzer (Biogashändler; Verwender des Biogas) bzw. über mehrere registrierende Stellen (z. B. für jedes Bundesland) oder aber über eine zentrale Stelle registriert und kontrolliert werden sollen.

Für eine **dezentrale Lösung**, bei der beispielsweise jeder Biogashändler eigene Konten für alle Einbuchungen, Transaktionen und Ausbuchungen führt, könnte aus Sicht der Gutachter sprechen, dass diese wohl verhältnismäßig einfach und schnell umgesetzt werden könnte, da keine separaten Registrierungsstellen eingerichtet werden müssten. Dies gilt jedenfalls dann, wenn jeder Biogashändler die Registrierung aller Transaktionen übernehmen würde. Jeder Biogashändler hätte selbst dafür zu sorgen, dass alle eingespeisten, verkauften und ausgespeisten Biogasmengen erfasst und registriert werden.

Allerdings ist zu bedenken, dass bei einer dezentralen Registrierung der Daten aller Voraussicht nach ein weiterer Abgleich der vorgenommenen Transaktionen und damit eine Kontrolle vorgenommen werden müsste, damit das Dokumentationssystem hinreichend transparent und kontrollierbar ist. Denn letztlich müsste wohl noch ein zentraler Abgleich der jeweils dezentral erfassten Daten erfolgen, um den Weg und das „Schicksal“ der so erfassten Biogasmengen jeweils nachvollziehen zu können. Würden beispielsweise 1.000 kWh Biogas mit einer bestimmten Beschaffenheit von Bayern nach Niedersachsen verkauft und geliefert, müsste dies bei der in Bayern (entweder beim jeweiligen Händler oder aber anderweitig geführten) Registrierungsstelle ersichtlich werden. Die nach Niedersachsen gelieferten 1.000 kWh müssten über die dortige dezentrale Registrierungsstelle erfasst werden. Ohne einen Abgleich mit allen weiteren bundesweiten Registrierungsstellen wäre aus unserer Sicht jedoch schwerlich nachvollziehbar, dass die betreffenden 1.000 kWh tatsächlich an ihren Bestimmungsort in Niedersachsen – und zwar ausschließlich und einzig dorthin – geliefert wurden. Insbesondere, ob die betreffenden 1.000 kWh nicht „mehrfach“ geliefert wurden, könnte ohne einen zusätzlichen zentralen Abgleich wohl nicht festgestellt werden. Damit wäre eine sichere Kontrolle nicht möglich. Kann eine ausreichende

01.01.2024

Kontrollierbarkeit nicht gewährleistet werden, hätte dies nach Einschätzung der Gutachter erhebliche negative Auswirkungen auf die Marktakzeptanz des Dokumentationssystems, welche – wie bereits andernorts festgestellt – eine der wesentlichen Voraussetzungen für dessen erfolgreiche Umsetzung ist. Es wäre also – fiele die Entscheidung auf die Einrichtung von dezentralen Registrierungsstellen – zumindest über eine zentrale Kontrollinstanz sicherzustellen, dass ein Abgleich bezüglich der bei den dezentralen Stellen erfassten Biogasmengen erfolgen kann. Damit würde letztlich wohl eine zweistufige Organisation der Datenregistrierung erforderlich.

Ist die Einrichtung einer zentralen „Kontrollinstanz“ ohnehin erforderlich, könnte dies dafür sprechen, auf die Einrichtung der „ersten (dezentralen) Stufe“ zu verzichten und lediglich eine **zentrale registrierende Stelle** einzurichten. Diese könnte dann die Aufgaben sowohl der Datenregistrierung als auch der Kontrolle (Abgleich der Biogasliefermengen) übernehmen. Die notwendig zu erfüllenden Aufgaben der Registrierung, Verwaltung und Kontrolle könnten bei dieser zentralen Stelle „zusammenlaufen“ und damit gegenüber einer dezentralen Lösung zu einer besseren **Nachverfolgbarkeit, Kontrollierbarkeit und Transparenz** des Dokumentationssystems führen. Zudem könnte der Umsetzungsaufwand auch dadurch beschränkt werden, dass – sollte die Entwicklung einer entsprechenden Software der angestrebten zeitnahen Umsetzung entgegenstehen – zunächst eine „kleine“ pragmatische Lösung angestrebt wird (z. B. Registrierung und Verwaltung der gemeldeten Daten mittels einer Excel-Tabelle).

Zusammenfassend kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass die Einrichtung einer zentralen Registrierungsstelle gegenüber einer dezentralen Lösung aus Sicht der Gutachter besser geeignet erscheint, die unter Teil 3B. dargestellten funktionalen Anforderungen an das Dokumentationssystem zu erfüllen. Aus Sicht der Gutachter sollte daher möglichst die Einrichtung einer zentralen Registrierungsstelle angestrebt werden.

Fraglich ist weiterhin, wer als **Träger** einer solchen zentralen registrierenden Stelle in Frage kommen könnte. Da eine Kompetenznorm, also gesetzliche Regelung, die eine solche Aufgabe einer Behörde zuweist, nicht ersichtlich

01.01.2024

ist, kommt insbesondere eine privatrechtliche Organisation dieser registrierenden Stelle in Betracht. Als mögliche Rechtsform kommt zum einen die Gründung einer Gesellschaft in Betracht. Zum anderen könnte aus unserer Sicht auch ein eingetragener Verein in Betracht kommen, der durch die an dem System teilnehmenden Akteure zu gründen und zu tragen wäre.

Die **BGB-Gesellschaft** nach §§ 705 ff BGB ist eine Verbindung von Personen zu einem gemeinsamen Zweck, die auf Dauer angelegt sein und einen Gesamtnamen führen kann. Die Gesellschaft ist ein durch Vertrag – den Gesellschaftsvertrag – begründetes Rechtsverhältnis zwischen bestimmten Personen, das bei Kündigung oder Ausscheiden eines Vertragspartners (Gesellschafter) grundsätzlich aufgelöst wird. Für die Gesellschaft gilt das sog. Einstimmigkeitsprinzip, d. h. die zu treffenden Entscheidungen müssen in der Regel einstimmig getroffen werden.

Der **Verein** im Sinne des BGB ist ebenfalls ein auf Dauer angelegter Zusammenschluss von Personen zur Verwirklichung eines gemeinsamen Zweckes mit körperschaftlicher Verfassung. Der Verein ist aber im Gegensatz zur Gesellschaft unabhängig vom Wechsel seiner Mitglieder. Für den Verein gilt das Mehrheitsprinzip, d. h. für die zu treffenden Beschlüsse ist in der Regel die Mehrheit der stimmberechtigten Mitglieder erforderlich, § 32 BGB. Nach Ansicht der Gutachter ist der Verein – da er vom Wechsel und Ausscheiden seiner Mitglieder unabhängig ist – der Gesellschaft als Rechtsform vorliegend vorzuziehen. Denn um das Dokumentationssystem möglichst flexibel zu halten und an die Erfordernisse des Marktes für Biogas anzupassen, sollte es möglich sein, dass neue Mitglieder möglichst aufgenommen werden können, aber auch, dass das Ausscheiden eines oder mehrerer Mitglieder keine Auswirkungen auf den weiteren Bestand hat. Zudem weist der Verein gegenüber der Gesellschaft den Vorteil auf, dass Beschlüsse mehrheitlich gefasst werden. Damit ist der Verein aus Sicht der Gutachter in der Praxis – insbesondere, wenn die Aufnahme möglichst vieler Mitglieder angestrebt wird – handlungsfähiger. Nach Ansicht der Gutachter ist die Rechtsform des Vereins der Rechtsform einer BGB-Gesellschaft daher im vorliegenden Fall vorzuziehen.

Die Gründung einer **Kapitalgesellschaft** – z. B. einer gGmbH – ist demgegenüber nach Ansicht der Gutachter weniger gut als Träger

01.01.2024

geeignet. Denn der Verein weist dieser gegenüber den entscheidenden Vorteil auf, dass er letztlich nicht auf eine bestimmte Anzahl von Mitgliedern begrenzt ist. Dadurch wird eine vielfältige und „durchmischte“ Mitgliederstruktur ermöglicht. Insbesondere können die am Aufbau und an der Nutzung des Dokumentationssystems interessierten Akteure selbst Mitglied in dem Verein werden und damit den Aufbau des Systems aktiv mitgestalten. Es bleibt daher festzustellen, dass der Träger die Rechtsform eines eingetragenen Vereins haben sollte.

Fraglich ist weiterhin, ob ein **Wettbewerb mit anderen Dokumentationssystemen** gewollt ist. Derzeit sind weitere, den Eigenschaftsnachweis für Biogas betreffende Systeme zwar nach Kenntnis der Gutachter für den Markt nicht zugänglich. Es besteht jedoch nach dem Kenntnisstand zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens eine durch den BDEW organisierte Arbeitsgruppe, innerhalb der ebenfalls die Möglichkeiten für einen Eigenschaftsnachweis für Biogas sowie die Entwicklung eines entsprechenden Nachweissystems diskutiert werden. Dass sich somit ggf. ein – paralleles – Nachweissystem für die Eigenschaften von Biogas auf dem Markt etablieren könnte, erscheint aus Sicht der Gutachter daher möglich. Zudem ist zu bedenken, dass die BiokraftNachV, welche Nachhaltigkeitsanforderungen für die Nutzung von Biogas als Kraftstoff vorsehen wird, ebenfalls Regelungen für danach zulässige Zertifizierungssysteme vorsieht.

Eine Kompatibilität etwaiger weiterer Nachweissysteme für Biogas dürfte für einen funktionierenden Handel mit Biogas erforderlich sein und sollte daher aus Sicht der Gutachter angestrebt werden. Sobald eine konkrete Etablierung solcher weiterer Eigenschaftsnachweissysteme für Biogas absehbar ist, sollten aus Sicht der Gutachter mögliche Maßnahmen und weitere Schritte diesbezüglich geprüft und erwogen werden (z. B. Abschluss einer „Kooperationsvereinbarung“). Da bei Erstellung dieses Gutachtens jedoch nicht absehbar ist, wann genau mit einer Marktetablierung weiterer Dokumentationssysteme zu rechnen ist, ist dies aus Sicht der Gutachter allerdings keine Frage, die einer weiteren Vertiefung an dieser Stelle bedarf. Eine gesonderte Prüfung sollte ggf. zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

01.01.2024

b) Art und Weise der Registrierung

Fraglich ist weiterhin, wie die durch den Auditor festgestellten und an die registrierende Stelle gemeldeten Daten über Mengen und Eigenschaften des Biogases registriert werden sollen.

aa) Urkundensystem

Denkbar ist zum einen ein urkundenbasiertes System. Die erforderlichen Nachweise könnten sämtlich in Papierform – als Urkunde – fixiert und vom Auditor an die registrierende Stelle übergeben werden. Vorteil eines solchen urkundenbasierten Systems könnte aus unserer Sicht möglicherweise darin liegen, dass dieses schnell und relativ kostengünstig umgesetzt werden könnte. Denn die Entwicklung einer speziellen Software, mit deren Hilfe eine Verwaltung und Bearbeitung der Daten bewerkstelligt werden kann, wäre dann nicht erforderlich.

Nachteil eines solchen Systems dürfte jedoch dessen mangelnde Praktikabilität sein. Denn sofern sich das Dokumentationssystem – wie angestrebt – im Biogasmarkt etabliert und von möglichst vielen Marktakteuren genutzt wird, wird aller Voraussicht nach mit einem erheblichen administrativen Aufwand für die Verwaltung und Registrierung aller Urkunden zu rechnen sein. Fraglich ist daher, ob ein solches urkundenbasiertes System überhaupt geeignet ist, zu einer Kostenersparnis beizutragen. Jedenfalls aber dürfte ein urkundenbasiertes Nachweissystem nach Ansicht der Gutachter aufgrund des relativ hohen Aufwandes und der damit einhergehenden schweren Handhabbarkeit ausscheiden.

**bb) Datenbasiertes elektronisches Dokumentationssystem:
Erfassung von Daten über Nachweiskonten**

Eine weitere Möglichkeit bestünde aus Sicht der Gutachter in der Einrichtung einer zentralen elektronischen Datenbank. Ein elektronisches, datenbasiertes Dokumentationssystem dürfte im Vergleich zu einem urkundenbasierten System den Vorteil aufweisen, dass es – sobald die erforderliche Software vorhanden und das System einmal implementiert ist – einen wesentlich geringeren administrativen Aufwand verursachen und damit insgesamt wesentlich praktikabler sein dürfte. Zudem könnte der

01.01.2024

Kreis der Zugriffsberechtigten auf relativ einfache Weise beliebig erweitert werden. Denkbar wäre z. B., dem Nachweisberechtigten jeweils eine direkte Zugriffsmöglichkeit einzuräumen, so dass dieser die Transaktionen hinsichtlich der Biogasmenge nachverfolgen kann, bezüglich der der Nachweisverpflichtete den Eigenschaftsnachweis zu erbringen hat. Damit könnte das System insgesamt transparent gestaltet werden.

Nach unserer Ansicht bietet die Einrichtung einer zentralen elektronischen Datenbank – wie erläutert – wesentliche Vorteile gegenüber einem urkundenbasierten System. Die Einrichtung einer solchen Datenbank halten wir daher für empfehlenswert. Dabei bietet es sich aus Sicht der Gutachter an, einzelne Konten für jeden Nutzer – Einspeiser oder Biogashändler – zu führen. Über diese Konten könnten alle Einbuchungen, Ausbuchungen und Transaktionen erfasst werden.

cc) „Vermischung“ von Biogasmengen mit verschiedenen Eigenschaften?

Sofern für jeden einzelnen Nutzer Konten geführt werden, über die die jeweiligen Transaktionen registriert und „sichtbar gemacht“ werden, stellt sich die Frage, ob eine „Vermischung“ von Biogasmengen mit verschiedenen Eigenschaften möglich ist. Dies kann z.B. dann relevant werden, wenn auf dem Konto eines Biogashändlers bereits eine bestimmte Menge Biogas mit bestimmten Eigenschaften (das z. B. aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde) eingebucht ist und dieser Biogashändler Biogasmengen mit anderen Eigenschaften (das z. B. auch aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt wurde) hinzukauf und diese ebenfalls auf seinem Konto verbucht werden.

Letztlich entscheidend ist, dass der Weg jeder einzelnen KWh Biogas mit einem bestimmten Eigenschaftsprofil über das Register nachvollzogen werden können muss. Wie dies erfolgt – beispielsweise über die Verwendung eines Massenbilanzsystems – ist in rechtlicher Hinsicht nicht maßgeblich. Praktikabel und damit einen liquiden Biogasmarkt begünstigend erscheint es jedoch, Biogasmengen mit unterschiedlichen Eigenschaftsprofilen getrennt zu registrieren. Dies kann entweder durch die Führung von separaten Konten je Eigenschaftsprofil oder auch durch die

01.01.2024

Führung von Unterkonten für die jeweiligen Eigenschaftsprofile umgesetzt werden.

3) Verwertung und Löschung der Daten

Wie bereits festgestellt, sollten die Daten über die Eigenschaften des Biogases mengenbezogen für jede kWh erfasst werden. Dabei sind diese zunächst in Bezug auf den Einspeisepunkt zu erfassen. Denn bereits für die erste mögliche Transaktion der Biogasmengen zwischen dem Einspeiser und dem (Erst-)Käufer muss der Nachweis möglich sein, dass es sich um Biogas mit den jeweils angegebenen Eigenschaften handelt. Es muss daher am Einspeisepunkt der Nachweis möglich sein, dass eine bestimmte Menge Biogas mit bestimmten Eigenschaften eingespeist wurde. Um einen funktionierenden Handel mit Biogas zu ermöglichen, sollte aber auch die Rückverfolgbarkeit weiterer Transaktionen – vom Erstkäufer über beliebig viele Weiterverkäufer bis zum letzten Verwender des Biogases – möglich sein.

a) Zwischenhandel

Bei einem Zwischenhandel der Biogasmengen – also bei einer oder mehreren Transaktionen zwischen verschiedenen Biogashändlern – kann eine lückenlose Rückverfolgbarkeit aller Transaktionen aus unserer Sicht allerdings nur dann gewährleistet werden, wenn die gesamte Lieferkette geschlossen ist. Dies gilt so uneingeschränkt jedenfalls bei Nutzung des Biogasliefervertragsmodells. Zwar muss eine Veräußerung von Biogasmengen „außerhalb“ des Dokumentationssystems und damit ein Austritt aus dem Dokumentationssystem grundsätzlich möglich sein. Damit die Lieferkette lückenlos nachvollzogen werden kann, sollte der (Wieder-)Eintritt jedoch nur dann möglich sein, wenn ein Eigenschaftsnachweis hinsichtlich der (wieder-)einzubuchenden Biogasmengen über ein anerkanntes und mit diesem System kompatiblen Dokumentationssystem erfolgt ist und daher eine vollständige Rückverfolgung des „Schicksals“ der Biogasmengen gewährleistet werden kann.

01.01.2024

b) Löschvorgang

Werden Biogasmengen zu einer bestimmten Verwendung (z. B. der EEG-Stromerzeugung) veräußert und damit „verwertet“, muss dies auch über das Dokumentationssystem ersichtlich sein. Die verwerteten Biogasmengen müssen gelöscht werden, um eine mehrfache Verwendung zu vermeiden. Zur Löschung verpflichtet werden sollte der jeweils Nachweisverpflichtete. Dies gilt jedenfalls für Transaktionen unter Anwendung des „Biogasliefermodells“ (vgl. oben unter Teil 2A.VII.1), wenn also physikalisch Gasmengen geliefert werden, die nach § 27 Abs. 2 EEG als Biogas gelten.

Neben dem Biogasliefermodell ist jedoch auch eine Abwicklung von Biogaslieferungen nach dem „Zertifikatsmodell“ (vgl. oben unter Teil 2A.VII.2) möglich. Die Abwicklung nach dem Zertifikatsmodell weicht insoweit vom Biogasliefermodell ab, als die biogenen Eigenschaften des Biogases über das Zertifikat „abgeschöpft“ und unabhängig von der physischen Gasmenge handelbar gemacht werden können. Letztlich bestehen – wie bereits festgestellt – für beide Modelle geeignete Anwendungssituationen. Es sollte in einem funktionierenden Markt grundsätzlich dem jeweiligen Marktteilnehmer überlassen werden, nach welchem der beiden Modelle er seine Biogaslieferungen abwickeln möchte. Dies gilt jedenfalls dann, wenn sich aus rechtlicher Sicht nicht insb. ein Zertifikatssystem verbietet. Dies dürfte zukünftig insbesondere in Bezug auf die Nachhaltigkeitsanforderungen an Biogas der Fall sein, das als Kraftstoff eingesetzt wird.

Aus Sicht der Gutachter sollte das zu entwickelnde Dokumentationssystem – soweit rechtlich zulässig – für die Abwicklung von Biogaslieferungen nach beiden Modellen offen sein, um eine möglichst hohe Akzeptanz im Markt zu finden. Da eine Abwicklung von Biogaslieferungen nach dem Zertifikatsmodell gegenüber einer Abwicklung nach dem Biogasliefermodell einige wesentliche Abweichungen enthält, werden in Bezug auf die Löschung – hier Rotstellung und Ausbuchung genannt – Besonderheiten zu beachten sind. Diese Besonderheiten bei der Abwicklung werden unten unter Teil 4B.VIII.2) dargestellt.

01.01.2024

c) Zugangsberechtigung

Fraglich ist, wer Zugang zu den über das zu entwickelnde Dokumentationssystem registrierten Daten haben soll. Von Interesse ist der über das System sicherzustellende Nachweis in erster Linie für den jeweiligen Nachweisberechtigten (je nach der geplanten Verwendung z. B. bei einem Einsatz des Biogases zur Stromerzeugung der Stromnetzbetreiber). Für den Nachweisberechtigten stellt sich nämlich die Frage, mit welchem Grad an Wahrscheinlichkeit die ihm gegenüber nachzuweisenden Tatsachen – die Eigenschaften des Biogases bzw. die Umstände seiner Erzeugung/Aufbereitung – vorliegen und wie rechtssicher es ist, dass die Rechtsfolge der je nach geplanter Verwendung einschlägigen Norm (z. B. für die jeweilige EEG-Vergütung/Boni) eintritt. Daher sollte der jeweils hinsichtlich einer bestimmten Biogasmenge Nachweisberechtigte Zugang zu den dem Eigenschaftsnachweis dienenden Daten in Bezug auf genau diese Biogasmenge erhalten, um so die jeweilige Lieferkette lückenlos zurück verfolgen zu können.

Teil 4 Beschreibung des Dokumentationssystems „Biogasregister Deutschland“

Die in den Teil 2 und Teil 3 dargestellten inhaltlichen und methodischen Anforderungen sollen mit dem Dokumentationssystem „Biogasregister Deutschland“ umgesetzt werden. Dieses wird – so der im Rahmen des Projekts „EEG-konforme Dokumentation von Biomethan“ entwickelte und deshalb im vorliegenden Leitfaden dargestellte Vorschlag – aus zwei zentralen Elementen besteht: Die Feststellung der Daten, die für den Nachweis eines bestimmten Eigenschaftsprofils des Biogases – je nach geplanter Verwendung – relevant sind, erfolgt über die Durchführung von Audits (erstes Element). Damit wird der Nachweis, dass die jeweiligen gesetzlichen Anforderungen an das Biogas tatsächlich vorliegen, gegenüber den Auditoren erbracht, die diese Nachweise dokumentieren. Die so erfassten Nachweise über Herkunft und Eigenschaften des Biogases werden anschließend in ein zentrales Register, das „Biogasregister Deutschland“ eingestellt (zweites Element) und können so der Verwertung zugeführt werden (dazu unter Teil 4A.IV).

Als Trägerstruktur für das Dokumentationssystem bieten sich unterschiedliche Lösungen an. Nachfolgend wird ein Vorschlag für die Trägerschaft des „Biogasregister Deutschland“ dargestellt (dazu unter Teil 4A).

A. Das Biogasregister Deutschland

I. Rechtliche Einordnung

Zunächst soll das entwickelte Dokumentations- und Nachweissystem rechtlich eingeordnet werden: Worum handelt es sich eigentlich bei dem System? Wie verhält sich das Biogasregister zur vertraglichen Ebene, wie zu den daneben bestehenden Biogas-Bilanzkreisen?

Das Dokumentations- und Nachweissystem „Biogasregister Deutschland“ soll nicht selbst als Handelsplattform für Biogas dienen. Wie das Dokumentationssystem rechtlich „verankert“ und wie es rechtlich einzuordnen ist, ergibt sich im Überblick aus der folgenden Abbildung:

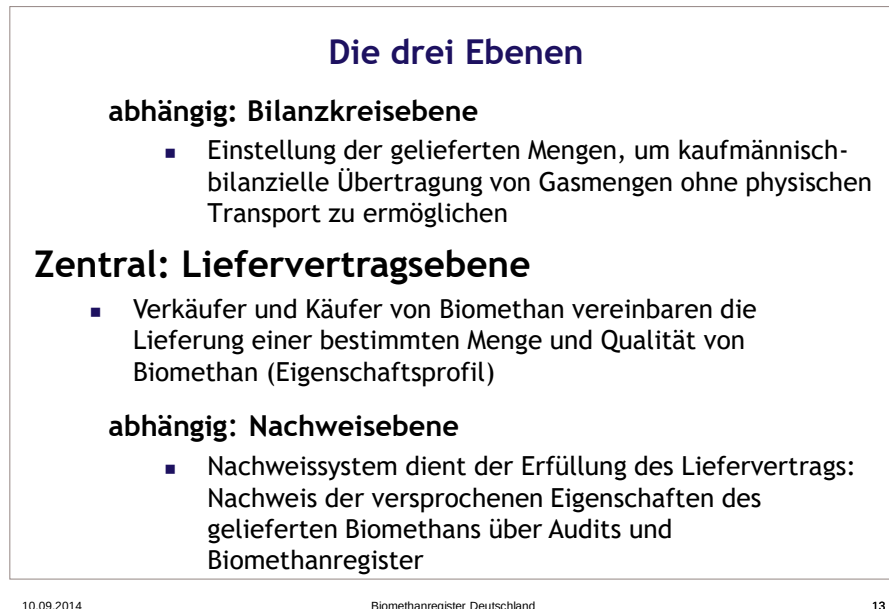


Abbildung 4: Die drei Ebenen

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt die drei Ebenen Liefervertragsstufe (Mitte), Bilanzkreisebene (oben) und Nachweisebene (unten) und fasst die Funktion der drei Ebenen wörtlich kurz zusammen.]

Rechtlich maßgeblich für das „Ob“, das „Wie viel“ und das „Wann“ der Biogaslieferung bleibt der zwischen Verkäufer und Käufer des Biogases getrennt zu schließende Liefervertrag (1. Ebene). Dort vereinbaren Verkäufer und Käufer auch die genaue Qualität des Biogases, also sein u. a. vom Einsatz abhängendes Eigenschaftsprofil (z. B. Nawaro), das „Was“ der Lieferung. Ebenfalls vom Dokumentationssystem zu trennen ist die Bilanzkreis-Ebene (2. Ebene): Gelieferte Biogasmengen werden insb. in Biogas-Bilanzkreise eingebucht und so der „Transport“ organisiert.

Das Dokumentationssystem arbeitet auf einer ergänzenden 3. Ebene: Um seine vertraglichen Verpflichtungen aus dem Liefervertrag zu erfüllen, hat der Verkäufer des Biogases gegenüber dem Käufer nachzuweisen, dass das gelieferte Biogas tatsächlich dem vertraglich vereinbarten Eigenschaftsprofil entspricht, er also etwa tatsächlich aus nachwachsenden Rohstoffen hergestelltes Biogas geliefert hat. Dieser Nachweis erfolgt durch

01.01.2024

das Dokumentationssystem, das also ein Hilfsinstrument des zum Nachweis verpflichteten Verkäufers darstellt. Über das Biogasregister wird dieser Nachweis standardisiert und damit wesentlich erleichtert. Dies gilt besonders, wenn der Erzeuger des Biogases den Verbraucher, der dieses über einen oder mehrere Zwischenhändler erwirbt, gar nicht kennt. Das Biogasregister, das bestimmte Eigenschaften oder Umstände der Erzeugung des Biogases dokumentiert, ersetzt hier die persönliche Kenntnis des Vertragspartners und der Erzeugungsumstände und schafft so das für Geschäfte in einer Handelskette erforderliche Vertrauen.

II. Akteure und Rechtsbeziehungen

Wer wird im Rahmen des Dokumentationssystems wie tätig werden? Die wesentlichen Akteure des Dokumentationssystems sind die Systemnutzer, die Auditoren, der Träger des Registers und der Registerführer sowie gegebenenfalls ein weiteres Gremium für die Beteiligung von optional mitwirkenden Marktakteuren (vorläufige Bezeichnung: Steuerkreis). Hinzutreten sollen zudem Arbeitsgruppen zu ausgewählten Fachthemen. Diese sollen aus Experten u. a. aus Wirtschaft und Verbänden bestehen und den Träger und den Registerführer fachlich beraten. Konkret geplant ist die Einrichtung einer Arbeitsgruppe Auditierung, einer Arbeitsgruppe „Externe“ mit Vertretern u. a. von Verbänden und anderen nichtsystemnutzenden Branchenangehörigen sowie eine weitere Arbeitsgruppe für Nachweisberechtigte (Stromnetzbetreiber,...).

Aus der nachfolgenden Abbildung lassen sich überblicksartig die Akteure des Dokumentationssystems sowie die einzelnen Rechtsbeziehungen zwischen ihnen entnehmen.

01.01.2024

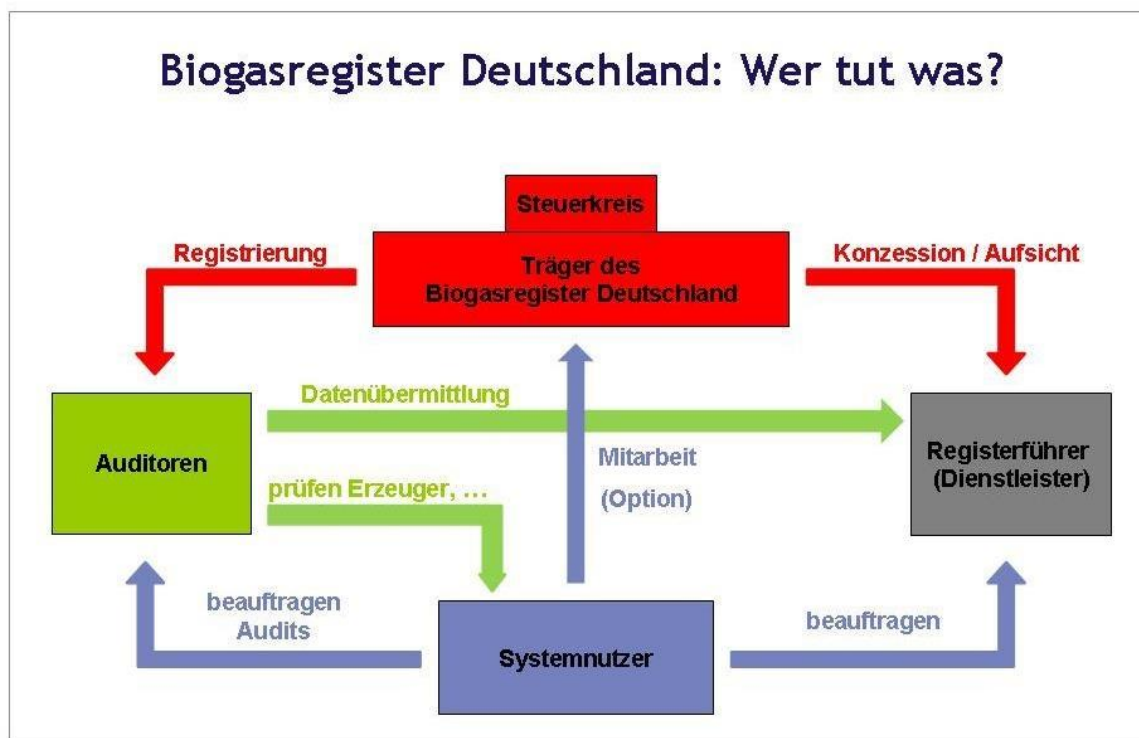


Abbildung 5: Akteure des Dokumentationssystems des Biogasregisters Deutschland

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt als Pfeildiagramm die im Text beschriebenen Akteure Systemnutzer, Auditoren, Registerführer, Träger und Steuerkreis und über die Pfeilbeschriftungen deren wesentlichen Tätigkeiten untereinander.]

Als **Systemnutzer** sind alle natürlichen oder juristischen Personen oder Personenvereinigungen vorgesehen, die das Biogasregister Deutschland aufgrund ihrer Geschäftstätigkeit nutzen können, um damit den Nachweis über bestimmte Eigenschaften von Biogas zu erbringen, also insbesondere Erzeuger, Einspeiser, Händler und Verbraucher von Biogas. Systemnutzer sind also diejenigen, die den Nachweis über das behauptete Eigenschaftsprofil des erzeugten, gehandelten oder eingesetzten Biogas gegenüber dem jeweils Nachweisberechtigten aufgrund des mit diesem bestehenden Rechtsverhältnisses (z. B. Kaufvertrag über Biogas) erbringen müssen.

01.01.2024

Es ist vorgesehen, dass die Systemnutzer Mitglied oder Gesellschafter des Trägers des Biogasregisters selbst werden können oder zumindest – je nach letztlich umgesetztem Model – zumindest über ein Beteiligungsgremium wie einen sog. **Steuerkreis** Einfluss auf Errichtung, Betrieb und Fortentwicklung des Dokumentationssystems nehmen können. Dabei ist vorstellbar, dass interessierte zukünftige Systemnutzer, die dem Steuerkreis beitreten, an den Träger eine Zahlung entrichten, die zur Anschubfinanzierung für den Aufbau des Registers dient. Die gezahlten Beträge könnten über rabattierte Systemnutzungsgebühren vom Träger an die Steuerkreismitglieder zurückgewährt werden. Alle Systemnutzer werden grundsätzlich mengenbezogene Gebühren für die Nutzung des Biogasregisters zu entrichten haben.

Die Systemnutzer beauftragen **Auditoren** mit der Prüfung und Feststellung der für den zu erbringenden Nachweis erheblichen Daten. Als Auditoren könne geeignete, neutrale Sachverständige tätig werden, die bei einer anerkannten Zulassungsstelle (z. B. Deutsche Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter mbH (DAU), TÜV, DVGW Cert) zugelassen sind. Die Auditoren werden beim Träger des Registers registriert, eine über diese Registrierung hinausgehende Zulassung oder Prüfung der Auditoren durch den Träger erfolgt allerdings nicht. Der Träger veröffentlicht eine Liste der registrierten Auditoren, aus der die Systemnutzer geeignete Auditoren auswählen können. Diese führen Audits zur Erhebung der nachweisrelevanten Daten durch und melden diese an das Register.

Der **Träger** des Biogasregisters wird zunächst für den Aufbau des Systems verantwortlich sein. Er wird Inhaber der Rechte am System sein, und die Verantwortung für die Fortentwicklung des Systems im Ganzen tragen. Die Trägerstellung und die durch die Verantwortlichkeit für den operativen Betriebs gekennzeichnete **Registerführung** können zusammenfallen. Hinzu tritt das Gremium, über das die Systemnutzer an der Führung und Entwicklung des Biogasregisters beteiligt werden (etwa „Steuerkreis“, s. o.). Werden die Funktionen Träger und Registerführer getrennt, kann dies Gremium der das Biogasregister tragende Verein oder die Träger-GmbH sein. Fallen Träger und Registerführung zusammen – etwa, wie diskutiert, in der Deutschen Energieagentur (dena) –, wird neben diese Rechtsperson ein

01.01.2024

weiteres Gremium zur Wahrnehmung der Beteiligungsrechte der interessierten Marktteilnehmer treten. Dieses Gremium wird vorliegend – unabhängig von seiner derzeit geplanten oder späteren Rechtsform – als **Steuerkreis** bezeichnet. Nach dem gegenwärtigen Stand der Vorbereitung hat sich bereits ein Steuerkreis aus vielen wichtigen Marktteilnehmern und zukünftigen Systemnutzern gebildet.

Allerdings wird der Aufbau des Registers voraussichtlich nicht vom Träger oder zukünftigem Registerführer komplett eigenständig durchgeführt werden können. Hierzu wird vielmehr ein **Dienstleister** zu beauftragen sein, der das Register und zusammen mit dem Träger, dem (zukünftigen) Registerführer und dem Steuerkreis aufbaut. Die dena-Arbeitsgruppe „EEG-konforme Dokumentation von Biogas“ hat hierzu ein detailliertes Lastenheft erarbeitet, aus welchem sich die umzusetzenden Anforderungen und der Leistungsumfang im Einzelnen ergeben. Das Lastenheft „Aufbau eines internetbasierten Dokumentationssystems zum Nachweis von Biogaseigenschaften“ ist diesem Gutachten als **Anlage** beigelegt.

Zu den wesentlichen Aufgaben des **Trägers** gehören damit u. a. die Auswahl und Beauftragung der Dienstleister, die ihn beim Aufbau des Registers unterstützen, die Anerkennung von bestehenden Zulassungssystem für geeignete Auditoren sowie das Führen einer Liste über die beim Verein registrierten Auditoren sowie schließlich die Aufstellung und Pflege einer Prüfungsempfehlung über die Art und Weise für die Feststellung der nachweisrelevanten Daten durch die Auditoren. Dieser Prüfungsrahmen soll in Zusammenarbeit mit dem Arbeitskreis Auditierung erarbeitet und gepflegt werden.

Trennt man zwischen Trägerschaft und **Registerführung**, hat der Registerführer das Register operativ zu führen. Hierzu zählen alle Vorgänge, die zur täglichen Abwicklung der Nutzungen des Registers durch die Systemnutzer gehören und unten sogleich dargestellt werden.

Der Registerführer wird insb. bei der Führung des Registers von **Wirtschaftsprüfern** regelmäßig, voraussichtlich jährlich, zu kontrollieren sein. Durch diese Prüfung des Mechanismus des Biogasregisters Deutschland und des Registerführers selbst soll das Vertrauen der

01.01.2024

Systemnutzer wie der sonstigen Marktteilnehmer und der Stromnetzbetreiber noch gestärkt werden.

Die Unternehmen (insb. Stromnetzbetreiber) und Behörden (z. B. Hauptzollamt), denen gegenüber der Nachweis zu erbringen ist **(Nachweisberechtigte)**, werden über einen weiteren Arbeitskreis konsultativ laufend eingebunden. Auch dies soll zur Akzeptanz des System beitragen und zugleich eine laufende Anpassung des Systems an sich verändernde Markterfordernisse sicherstellen.

III. Erstes Systemelement: Auditierung aller relevanten Daten

Das Dokumentations- und Nachweissystem setzt sich aus zwei Elementen zusammen. Das erste Systemelement besteht in dem Prozess zur Feststellung aller Daten, die für den nach der angestrebten Verwendungsart zu erbringenden Nachweis relevant sind.

Die Feststellung der Daten erfolgt durch Audits. Diese werden an den betreffenden Biogaserzeugungs- bzw. -aufbereitungsanlagen – also dezentral – durchgeführt, indem die Auditoren die Anlageninstallation und –konzeption sowie den Erzeugungs- und Aufbereitungsprozess im Auftrag und für den Systemnutzer (z. B. den Erzeuger oder Einspeiser) prüfen und auditieren, also förmliche Prüfberichte erstellen. Die Auditoren führen diese Audits unter Berücksichtigung von Kriterien aus, die zusammen mit der Arbeitsgruppe Auditierung beim Biogasregister Deutschland – diese besteht u. a. aus Vertretern der die Auditoren als Sachverständige zulassenden neutralen Stellen wie etwa der Deutschen Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter mbH (DAU) – erarbeitet werden soll. Die Prüfungsempfehlung enthält Vorschläge über die Art und Weise der Feststellung der relevanten Daten – etwa die Prüfung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Substrate durch Vorlage und Prüfung des Einsatzstofftagebuchs für die betreffende Erzeugungsanlage. Sie gibt dabei einen Rahmen für die Durchführung der Audits vor, ohne jedoch die Auditoren in der Durchführung letztlich zu binden. Damit bleibt den Auditoren – jedenfalls dort, wo keine verbindlichen gesetzlichen Vorgaben bestehen – ein Spielraum bei der Bewertung der Frage, welche Tatsachen

01.01.2024

und Umstände dazu geeignet sind, die nach der jeweils einschlägigen Norm nachzuweisenden Umstände tatsächlich zu belegen.

Dieser Spielraum entspricht letztlich auch den Nachweisanforderungen nach den allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen. Danach hat der Anspruchsberechtigte mit geeigneten Mitteln darzulegen und ggf. zu beweisen, dass die seinen Anspruch begründenden Umstände vorliegen. Dabei ist der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit zu beachten. Die „Nachweisintensität“ richtet sich also danach, wie plausibel diese Umstände von dem jeweils zum Nachweis Verpflichteten dargelegt werden können (vgl. oben unter Teil 3A.XVII.). Diese „Nachweisintensität“ hat daher auch der Auditor bei der Feststellung der nachweisrelevanten Daten zu beachten. Bestehen also begründete Zweifel am Vorliegen eines behaupteten Umstands (z. B. am Einsatz des behaupteten Substrats zur Erzeugung des Biogases), liegt es in der Verantwortung des Auditors, dies zu beurteilen und ggf. strengere Nachweisanforderungen zu stellen. Da die Prüfungsempfehlung lediglich einen Rahmen für die durchzuführenden Audits gibt, verbleibt dem Auditor der soeben beschriebene benötigte Beurteilungsspielraum.

Zusammenfassend besteht die Grundidee dieses ersten Systemelements also darin, dass der Nachweis gewissermaßen gegenüber dem neutralen Auditor erbracht wird und er hierüber einen förmlichen Prüfbericht verfasst und so die Erbringung des Nachweises bestätigt.

Der Auditor bringt diese Nachweise sodann nach Beauftragung durch den Systemnutzer in das Biogasregister Deutschland ein. Die Einstellung hat auch gegenüber dem Registerführer wiederum der Systemnutzer zu beauftragen:

IV. Zweites Systemelement: Eigenschaftsprofilscharfe Registrierung von Biogasmengen im „Biogasregister Deutschland“

Die im Rahmen der Audits festgestellten Daten und Nachweise werden also sodann in einem zentral geführten Register erfasst, dem Biogasregister Deutschland. Damit wird der Nachweis, dass die verkauften Biogasmengen tatsächlich über die behaupteten Eigenschaften verfügen, durch

01.01.2024

Einsichtnahme in das Konto des Nachweispflichtigen, z. B. des BHKW-Betreibers oder von dessen Lieferant, ermöglicht. Dabei kann der letztendliche Nachweis freilich erst erfolgen, wenn alle Umstände und Eigenschaften des behaupteten Eigenschaftsprofils des Biogases durch Vorlage der Auditorenberichte bewiesen wurden.

Die „Verwaltung“ der eingestellten mengenbezogenen Nachweise erfolgt über ein datenbankbasiertes Kontensystem. Bei der Registrierung werden die vom Systemnutzer zur Einstellung gemeldeten Biogasmengen eigenschaftsprofilscharf in das Konto des nachweispflichtigen Systemnutzers eingestellt. Dies geschieht zunächst dadurch, dass der Auditor die Ergebnisse der durchgeführten Audits an den Registerführer meldet, der diese sodann nach Beauftragung durch den Systemnutzer verbucht. Für einen späteren Zeitpunkt ist vorstellbar, dass die beim Träger registrierten Auditoren selbst Zugriff auf das Biogasregister Deutschland erhalten und die Ergebnisse der Audits im Auftrag des Systemnutzers auf dessen Konto einstellen. Die Einstellung der festgestellten Daten erfolgt „mengescharf“, bezogen auf die jeweilige kWh (z. B. Aussage: „Diese kWh Biogas wurde aus Nawaro erzeugt“). Durch diesen Einbuchungsprozess wird das (behauptete) Eigenschaftsprofil der betreffenden Biogasmenge beschrieben (z.B. x kWh Biogas aus Nawaro, Aufbereitung in einer Anlage mit einer Kapazität von 700 Nm³/h).

Um die erforderliche Trennung von Biogasmengen mit unterschiedlichen Eigenschaftsprofilen zu gewährleisten, hat jeder Systemnutzer ein Konto mit Unterkonten je Eigenschaftsprofil zu führen. Systemnutzer können Biogasmengen untereinander handeln und zum Nachweis der behaupteten Eigenschaften des Biogases nutzen. Dies geschieht, indem die Datensätze für die verkauften Mengen vom Nachweiskonto des Verkäufers auf das des Erwerbers gebucht wird („Umbuchung). Sollen Biogasmengen an Verwender veräußert und übertragen werden, die nicht Systemnutzer sind, können die Mengen aus dem Register ausgebucht werden. Zu diesem Zweck wird für den Systemnutzer ein weiteres Unterkonto – sein „Freigabekonto“ – geführt. Auf dieses werden Biogasmengen eingestellt, die der Systemnutzer und Kontoinhaber beispielsweise an einen BHKW-Betreiber veräußert hat. Der BHKW-Betreiber erhält von dem Kontoinhaber

01.01.2024

hinsichtlich der an ihn verkauften Biogasmengen Zugriff auf dieses Freigabekonto und kann diese so ausbuchen.

Damit geschieht die Registrierung der Mengen, die Nachweiserbringung und Löschung der registrierten Gasmengen in einem mehrstufigen Prozess. Dieser ermöglicht u. a. bei Kettenveräußerungen, also einer Reihe von mehreren Verkäufen von Biogas über mehrere Personen, das Vertrauen für Veräußerungen von Biogas auch ohne eigene Kenntnis der konkreten Erzeugungsstätte und der Erzeugungsumstände entstehen kann: Über die im Register erfassten Ergebnisse der Audits und die primäre Nachweiserbringung gegenüber dem neutralen Auditor.

Durch die Aufteilung in mehrere Prozessschritte kann zudem bei Zwischenveräußerungen vor Vorlage aller erforderlichen Nachweise zumindest ein Teilnachweis der Eigenschaften erbracht werden. Handelspartner können so bei Transaktionen im laufenden Jahr und vor Durchführung aller Audits aus den bereits vorliegenden Teilaudits auf die behaupteten Eigenschaften eher vertrauen, was die Liquidität des Biogasmarktes zusätzlich erhöhen sollte. Die Praxis zeigt, dass für solche Transaktionen durchaus ein Markt besteht.

Mit der Führung des Registers wird der Träger einen geeigneten Dienstleister (Registerführer) beauftragen. Bei der Auswahl des Registerführers wird darauf zu achten sein, dass dieser über einschlägige Erfahrungen sowohl im Energiebereich – optimalerweise im Bereich Bioenergien oder Gas – als auch bei der Verwaltung und Führung von komplexen Datenbanken verfügt.

B. Der Ablauf des Dokumentationsverfahrens

Wie läuft das Dokumentationsverfahren im Einzelnen ab? Die einzelnen Schritte von der Kontoeröffnung und Einbuchung erzeugter Biogasmengen bis zur Löschung der Menge im Biogasregister zum Zweck der Nachweiserbringung werden nachfolgend dargestellt.

01.01.2024

I. Kontoeröffnung

Erster Schritt zur Nutzung des Dokumentationssystems „Biogasregister Deutschland“ für einen Systemnutzer ist die Eröffnung eines Kontos beim Biogasregister. Dabei wird für jeden Systemnutzer ein Konto eingerichtet, das der Systemnutzer jedoch in beliebig viele Unterkonten unterteilen kann. Diese werden durchnummeriert. Die Einrichtung von Unterkonten kann erfolgen, um insbesondere auf jedem Unterkonto Biogas eines bestimmten Eigenschaftsprofils zu verbuchen. Diese Maßnahme kann helfen, Fehlbuchungen zu vermeiden. Letztlich sollen sich aber aus jeder einzelnen Einbuchungsmenge und dem dabei hinterlegten Datensatz alle erfassten Daten ergeben, also neben der Einspeisemenge, dem Einspeisedatum und (verdeckt) dem Einspeiseort (durch Bezeichnung des Zählpunktes, der auch dem Bilanzkreis zugeordnet wurde, in den das Biogas einbilanziert wurde) auch das komplette Eigenschaftsprofil.

II. Eröffnungsaudit

Noch vor der Einstellung von Biogasmengen in das Register erfolgt als weiterer vorbereitender Prozessschritt das sog. Eröffnungsaudit. Dies geschieht im Auftrag und nach Beauftragung durch den Einspeiser des Biogases in das Gasnetz, also häufig den Erzeuger des Biogases.

Das **Eröffnungsaudit** dient dazu, so einen (Teil-)Nachweis über Umstände zu erbringen, die bereits vor der Biogaserzeugung und Einspeisung einer bestimmten Menge nachgewiesen werden können. Dies betrifft zum einen **Anlagenkriterien**, also Eigenschaften und Umstände der Biogaserzeugung, die aus der jeweiligen Anlageninstallation folgen. Zu nennen sind hierbei z.B. die für den Technologie-Bonus nach dem EEG 2009 nachzuweisende Kapazität der Gasaufbereitungsanlage oder die für den Nawaro-Bonus nach EEG 2009 ursprünglich nachzuweisende Tatsache, dass sich auf dem Betriebsgelände der Biogaserzeugungsanlage keine weiteren Biogaserzeugungsanlagen befinden, in denen Biogas aus Nicht-Nawaro erzeugt werden (vgl. dazu auch oben unter Teil 2I.II.1d)). Des Weiteren können bei der Durchführung des Eröffnungsaudits bestimmte Prozesskriterien festgestellt werden, also Eigenschaften des Biogases und Umstände seiner Erzeugung, die aus dem gewählten Erzeugungs- bzw.

01.01.2024

Aufbereitungsprozess oder dem jeweiligen Anlagenkonzept folgen. Für das Eröffnungsaudit wird der Auditor regelmäßig selbst auf die Anlage kommen müssen. Es ist abzusehen, dass diese Inaugenscheinnahme der Anlage und der dort stattfindenden Prozesse turnusmäßig wiederholt werden müssen. Einzelheiten hierzu sollten mit den Auditoren und ihren zulassenden Stellen im Arbeitskreis Auditierung geklärt und für den Prüfungsrahmen festgehalten werden.

Im Bereich der Anwendbarkeit der Biokraft-NachV soll das Eröffnungsaudit so ausgestaltet werden, dass die Voraussetzungen für eine Zertifizierung als Schnittstelle nach § 26 Biokraft-NachV erfüllt werden.

III. Einbuchung und Teilnachweis („Graustellen“)

Nach der Erzeugung von konkreten Mengen Biogas können diese in das Biogasregister eingestellt werden. Damit erfolgt dann der sog. Teilnachweis über die Eigenschaften und Umstände, auf die sich das Eröffnungsaudit bezieht, sowie den Umstand, dass die eingebuchte Menge erzeugt und am Einspeisepunkt in das Gasnetz eingespeist wurde.

Konkret könnte der Vorgang so aussehen, dass ein Einspeiser von Biogas (Systemnutzer) dem Registerführer unter Bezugnahme auf Einspeisepunkt und Einspeisezeitraum eine Menge Biogas eines bestimmten Eigenschaftsprofils – die Menge nachgewiesen durch entsprechende Zählerstände, wie sie vom Netzbetreiber zur Einbuchung der Mengen in einen Bilanzkreis mitgeteilt wurden – zur Eintragung in das Biogasregister anmeldet. Dabei wird auch auf das Eröffnungsaudit für diese Biogaserzeugungs- und Einspeiseanlage hingewiesen.

Dieser also aus der Einspeisemenge, dem Einspeiseort (chiffriert), dem genauen Einspeiseprofil und ggf. weiteren Informationen bestehende Datensatz wird im System zunächst „grau gestellt“. Damit wird signalisiert, dass eine Menge eines bestimmten Profils erzeugt und eingespeist wurde, der Erzeuger/Einspeiser des Biogases aber bislang noch nicht alle Nachweise gegenüber dem Auditor (Menge, Herkunft, Eigenschaften) erbracht hat.

01.01.2024

IV. Umbuchung

Obwohl also der vollständige Nachweis aller Merkmale noch nicht geführt wurde, kann die konkrete Biogasmenge unter Weitergabe aller Daten bereits jetzt vom Konto des Erzeugers oder Einspeisers auf das Konto eines Käufers dieser Biogasmenge umgebucht werden, also etwa das Konto eines Händlers.

Dabei setzt diese Umbuchung logisch den Abschluss eines entsprechenden Kaufvertrages zwischen Einspeiser und Händler voraus. Zudem ist erforderlich, dass der Händler dem Einspeiser, dem er die fragliche Menge abkauft – und über das Dokumentationssystem den erforderlichen Nachweis führt – auch vertraut, dass der Einspeiser alle noch ausstehenden Nachweise – etwa die Vorlage des Einsatzstofftagebuchs – noch erbringt und also den sog. Vollnachweis noch führen wird. Nur dann wird sich der Käufer des Biogases überhaupt auf einen Vertrag einlassen, der den Nachweis der Herkunft und der Eigenschaften des gehandelten Biogases lediglich über einen Teilnachweis auf Basis des Eröffnungsaudits und der Spiegelung dieser Nachweissituation im Biogasregister Deutschland vorsieht.

Sollte der Vollnachweis von umgebuchten, lediglich grau gestellten Mengen später doch nicht erfolgen, wird sich der Käufer gegenüber dem Verkäufer auf der Grundlage einer dafür im Kaufvertrag vorzusehenden Klausel auseinanderzusetzen haben. Würde also konkret etwa für eine Menge Biogas aus Nawaro das erforderliche Einsatzstofftagebuch nicht vorgelegt werden können – weil nicht ausschließlich zugelassene Substrate im Fermenter eingesetzt wurden – könnte der Nachweis über das Register nicht geführt werden. Damit wäre der Liefervertrag über Nawaro nicht erfüllt. Der Lieferant macht sich dann ggf. schadensersatzpflichtig. Für den Registereintrag ergibt sich als Konsequenz, dass er gelöscht werden würde: Denn diese Menge Biogas mit diesem Eigenschaftsprofil (etwa Biogas aus Nawaro) wurde nicht erfolgreich nachgewiesen. Sollte für die Menge Biogas der Nachweis über ein anderes Eigenschaftsprofil möglich sein und sollte der Einspeiser die Menge Biogas noch einmal – als das Biogas, was es dann tatsächlich war – verkaufen, könnte der Nachweis für diese Einspeisemenge

01.01.2024

sodann grundsätzlich über dieses andere Biogasprofil (z. B. „Grundvergütungsbiogas“) noch erfolgen.

V. Weitere Audits

Weiterer Prozessschritt ist, dass der Auditor dem Erzeuger oder Einspeiser das Vorliegen der weiteren behaupteten Umstände bestätigt, der Nachweis damit also zunächst gegenüber dem Auditor erbracht wurde, etwa durch Vorlage eines Einsatzstofftagebuchs beim Einsatz von Nawaros zur Biogaserzeugung.

Konkret könnte die Abwicklung so vorgenommen werden, dass der Systemnutzer oder der Auditor in dessen Auftrag für die Einspeisemenge eine entsprechende Meldung in einem zu schaffenden Auditorenportal macht. Die tatsächliche Einstellung des Auditberichts löst dann der Systemnutzer aus, so die vorläufige Planung dieses Prozessschrittes. Dabei befindet sich diese Einspeisemenge – also der bei der ersten Einbuchung der Menge definierte Datensatz über die Einspeisung einer bestimmten Menge bestimmten Biogases in einem bestimmten Zeitraum und an einem bestimmten (dechiffrierten) Ort – nicht mehr notwendig auf dem Konto des Einspeisers oder ersten Erwerbers (Händlers) des Biogases. Denn es kann eine Weiterveräußerung und ein Nachweis über eine grau gestellte Menge erfolgt sein. Auditor und Registerführer können den Nachweis aber der „richtigen“ Menge, dem „richtigen“ Datensatz, über dessen genaue Signatur zuordnen.

VI. Vollnachweis („Grünstellen“)

Liegen alle Audits beim Biogasregister vor, wurden also alle Auditberichte auf Geheiß der Systemnutzer im Auditorenportal eingestellt, ist der sog. Vollnachweis erbracht. Die zum Nachweis von Biogas mit dem behaupteten und im Datensatz angegebenen Eigenschaftsprofil erforderliche Prüfungs- und Auditumfang wird nicht vom Register vorgegeben. Der Auditor hat sich vielmehr an den vom Arbeitskreis Auditierung zusammen mit dem Biogasregister erarbeiteten Prüfungsrahmen zu halten. Es ist dann voraussichtlich der Systemnutzer, der dem Biogasregister mitteilt, dass nunmehr alle Nachweise erbracht wurden und der die Grünstellung der Biogasmenge beantragt. Der Registerführer wird diese dann vornehmen

01.01.2024

und dabei allenfalls eine Plausibilitätsprüfung durchführen, um offensichtlich Fehler zu erkennen.

Damit wird der diese konkrete Biogasmenge beschreibende Datensatz grün gestellt.

Sollte sich später herausstellen, dass z. B. eine als Nawaro-Menge eingestellte Menge Biogas doch nicht über diese Eigenschaft verfügt – weil bspw. neben Nawaro auch sog. zugelassene Nebenprodukte eingesetzt wurden – kann die Grünstellung nur für die nachgewiesene Teilmenge erfolgen. Für die Restmenge ist eine neue Einbuchung mit dem dann noch gegebenen Eigenschaftsprofil vorzunehmen, also etwa als Nebenprodukt-Biogas (s. o.). Als Menge mit dem zunächst angegebenen Eigenschaftsprofil wird dieser Datensatz aber gelöscht.

VII. Mögliche weitere Umbuchungen

Auch und besonders in diesem Stand des Ablaufs des Dokumentations- und Nachweisverfahrens können Umbuchungen von einem Konto auf ein anderes Konto vorgenommen werden – wenn etwa der Händler A, auf dessen Konto die Menge verbucht ist, diese an den Händler B veräußert und es entsprechend zur Umbuchung der Menge auf das Konto des Händlers B kommt.

VIII. Ausbuchung („Rotstellen“)

1) Ausbuchen von nach dem Biogasliefervertragsmodell gelieferten Biogasmengen

Das Biogasregister Deutschland dient dazu, Verwender von Biogas, die aufgrund eines Gesetzes wie etwa dem EEG gegenüber einer Rechtsperson zum Nachweise von Herkunft und Eigenschaften von geliefertem oder eingesetzten Biogas verpflichtet sind, diesen Nachweis zu ermöglichen. Im Verwendungspfad EEG ist beispielsweise der Betreiber des BHKW, in dem das Biogas eingesetzt wurde, gegenüber den Betreiber des Stromnetzes, in das der aus dem Biogas erzeugte Strom eingespeist wurde, zum Nachweis aller Vergütungsvoraussetzungen des EEG verpflichtet (vgl. oben zur Nachweispflicht Teil 1 sowie zu den Anforderungen Teil 2E).

01.01.2024

Der Nachweis erfolgt nun dadurch, dass der letztlich nachweispflichtige Verwender des Biogases, etwa der Betreiber des Biogas-BHKW, dem Nachweisberechtigten, etwa dem Stromnetzbetreiber, über das Biogasregister Deutschland belegen kann, dass der gelieferte Strom tatsächlich – virtuell – aus einer dazu erforderlichen Menge Biogas gerade mit dem behaupteten Eigenschaftsprofil erzeugt wurde. Dabei wurde der Strom physikalisch aus Methan erzeugt, dass beim BHKW aus dem Gasnetz entnommen wurde. Ob sich jedoch vor Ort tatsächlich Biogas – also aus Biomasse hergestelltes Methan – im Netz befand, spielt dabei keine Rolle. Denn der erzeugte Strom gilt dann als aus Biogas erzeugt, wenn die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist, wie § 47 Abs. 6 EEG 2014 für den Verwendungspfad Strom aus Biogas regelt.

Der Nachweis, dass tatsächlich Biogas mit der behaupteten Herkunft und Eigenschaft und der erforderlichen Menge im Wärmeäquivalent innerhalb eines Kalenderjahres in das deutsche Gasnetz eingespeist wurde, erfolgt nun durch Zuordnung von entsprechenden Biogasmengen aus dem Register zur Entnahmestelle am Standort des BHKW und zum nachzuweisenden Betriebszeitraum. Konkret muss der BHKW-Betreiber also beispielsweise dem Stromnetzbetreiber nachweisen, dass für die im Jahr 2010 gelieferte Strommenge X eine bestimmte Menge Biogas in das Gasnetz eingespeist wurde. Dies erfolgt nun, indem er oder sein Lieferant in das Register eingestellte Biogasmengen – entsprechende grün gestellte Datensätze – zunächst auf das sog. Freigabekonto bucht. Hierbei handelt es sich um ein Unterkonto, in das zur Zuordnung zu physischen Entnahmestellen und also zur Nachweiserbringung unmittelbar vorgesehene Mengen umgebucht werden.

Dabei wählt der Verwender des Biogases den Zeitpunkt der Umbuchung in das Freigabekonto selbst aus. Es wird regelmäßig dann erfolgen, wenn der Nachweis gegenüber dem Nachberechtigtem erbracht werden muss. Im Fall des EEG ist dies spätestens zum 28.02. des Folgejahres.

01.01.2024

Mit der Umbuchung auf das Freigabekonto oder kurz darauf gibt der Verwender (ggf. in Abstimmung mit dem Systemnutzer) die Ausspeisestelle aus dem Erdgasnetz und den Verwendungszweck an, etwa „Verwendung in BHKW“ oder „Einspeisung in Erdgasverteilnetz für Mischprodukt Biogas 25“. Damit liegen die Voraussetzungen für die sog. Rotstellung der Menge – des Datensatzes – vor. Dieser Schritt wird dann vom Registerführer ausgeführt.

Nach erfolgter Rotstellung kann dem Verwender – wenn er nicht selbst Kontoführer ist, sondern dies der Lieferant des Verwenders ist, wie regelmäßig – oder auch dem Nachweisberechtigtem – also dem Stromnetzbetreiber – entweder der Datensatz als Nachweis ausgedruckt oder per Email übermittelt werden. Wahrscheinlicher ist aber, dass die tatsächliche Nachweiserbringung durch Übermittlung der Zugangsberechtigung zur Einsichtnahme des rot gestellten und damit entwerteten Datensatzes erfolgen wird. Etwa der Stromnetzbetreiber wird dann selbst im Internet auf das Biogasregister Deutschland zugreifen und den Datensatz einsehen und so die Richtigkeit der erfolgten Angaben zu Umfang, Zeitraum, Eigenschaften und Herkunft des verwendeten Biogases anhand der hinterlegten Auditberichte kontrollieren.

Darüber hinaus ist vorgesehen, dass der Stromnetzbetreiber aus dem Datensatz im Biogasregister nicht nur ersehen kann, dass tatsächlich für die fragliche Menge Biogas für gerade das behauptete Eigenschaftsprofil Audits von neutralen Sachverständigen durchgeführt und vorgelegt wurden. Zudem kann der Stromnetzbetreiber mit dem Auditor Kontakt aufnehmen, um stichprobenartig eine noch weitergehende Nachweiserbringung einzufordern.

Die Einzelheiten dieses wesentlichen Prozessschrittes werden im Zuge des Aufbaus des Nachweisregisters vom Registerführer und der entsprechenden Arbeitsgruppe noch genauer ausdifferenzieren und zu entwickeln sein.

Zusammenfassend lässt sich der Prozessablauf im Fall der Nachweiserbringung über das Biogasregister Deutschland im Fall der Veräußerung von Biogas – also über ein Massenbilanzsystem – wie folgt graphisch zusammenfassen:

01.01.2024

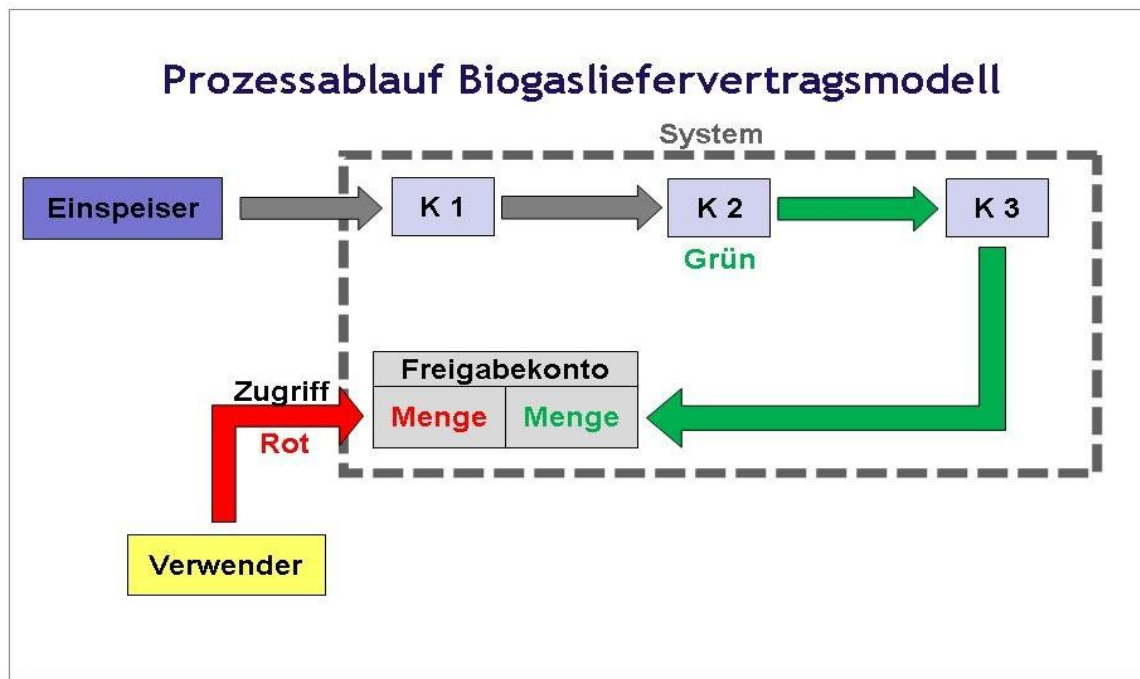


Abbildung 6: Prozessablauf im Massenbilanzsystem (Biogaslieferversystemsmodell)

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt als Pfeildiagramm die Schritte von der Einspeisung über die Einbuchung und Umbuchung von zunächst grau und sodann grün gestellten Mengen Biogas in und zwischen Konten (Konten K1 bis K3) die Umbuchung auf das Freigabekonto und sodann die Zugriffsmöglichkeit des Verwenders auf die nun rot gestellte Menge Biogas auf dem Freigabekonto.]

2) Sonderschritte bei der Ausbuchung von zertifikatsbezogenen Biogasmengen

Zwar wurde der Anwendungsbereich des Zertifikats-Modells – wie bereits am Anfang dieses Leitfadens dargestellt (vgl. Teil 2A.VII.2)) – mit Inkrafttreten des EEG 2012 im Bereich der EEG-Stromerzeugung stark eingeschränkt bzw. ist für die Erfüllung der Nutzungspflicht nach dem GEG bzw. dem EEWärmeG nicht mehr gegeben. Weil aber nach der hier vertretenen Auffassung Biogaslieferungen für den Verwertungspfad EEG-Stromerzeugung jedenfalls in vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommenen BHKW noch innerhalb einer Übergangsfrist bis Ende 2012 abgewickelt

01.01.2024

werden können und auch in den verbleibenden Verwertungspfaden (z. B. Einsatz zur Erfüllung einer freiwilligen Beimischungsquote) die Verwendung von Zertifikaten noch möglich bleibt, besteht auch weiterhin ein Bedarf für die Nutzbarkeit des Biogasregisters bei der Lieferung von Zertifikaten.

Ist Gegenstand des Kaufvertrages nicht Biogas, sondern nur die abgelöste biogene Eigenschaft einer bestimmten Anzahl von kWh Biogas, erzeugt und eingespeist in einem bestimmten Kalenderjahr, ergeben sich einige Besonderheiten bei der Ausbuchung dieser Datensätze.

Um für alle Nutzer des Biogasregister Deutschland von vornherein sichtbar zu machen, ob Gegenstand des Lieferverhältnisses – also des Kaufvertrages –, für das über das Dokumentationssystem den Nachweis erbringt, ein Biogasliefervertrag oder ein Zertifikatsliefervertrag ist, ist für den Zertifikatsmarkt ein Sonderschritt für Ausbuchung vorgesehen. So sollen Biogas-Zertifikatsmengen nach Erbringung des Vollnachweises nicht grün, sondern gelb gestellt werden, der Datensatz also gelb gekennzeichnet werden. Damit soll die Unterscheidbarkeit zwischen Biogasmengen und Biogas-Zertifikatsmengen deutlich werden. Dabei ist geplant, lediglich Zertifikate über Biogas-Zertifikatsmengen zum System zuzulassen, für die der Vollnachweis erbracht ist.

Zudem sollen diese Mengen auf ein besonderes Freigabekonto gebucht werden (Freigabekonto Z). Dieses Freigabekonto Z ist nicht einem bestimmten Systemnutzer zugeordnet, sondern ein allgemeines Konto. Die personale Zuordnung zum Systemnutzer, der die Einbuchung auf das Freigabekonto beantragt, erfolgt durch Ergänzung einer entsprechenden Kennnummer.

Bei der Einbuchung von Biogas-Zertifikatsmengen sind zwei Varianten denkbar.

a) Variante 1: Zertifikatsabschöpfung „später“

Zunächst ist denkbar, dass die Trennung des Biogases in das Zertifikat über die biogenen Eigenschaften des Gases und das Gas selbst erst erfolgt, nachdem die Biogasmenge – im Rahmen des Liefervertragsmodells – bereits in das Biogasregister Deutschland eingebucht wurde.

01.01.2024

Die Einbuchung in das Freigabekonto Z kann dann aus dem (allgemeinen) Freigabekonto oder aus dem Konto des Systemnutzers erfolgen. Auch können Systemnutzer zertifikatsbezogene Biogasmengen auf die allgemeinen Konten einbuchen. Die Zertifikatsbezogenheit wird aber durch einen besonderen Hinweis im Datensatz (Zusatzmerkmal) explizit ausgewiesen. Zudem ist die Biogas-Zertifikatsmenge nicht grün, sondern gelb gestellt. Dadurch wird sichergestellt, dass nicht im Rahmen eines Lieferverhältnisses über Biogas der Nachweis durch ein Zertifikat geführt wird. Hintergrund dafür ist, dass die beiden Liefermodelle mit ihren unterschiedlichen Kaufgegenständen – Biogas einerseits und Zertifikate über biogenen Eigenschaften andererseits - nicht vermischt werden dürfen. Denn der Nachweis über die Lieferung einer bestimmten Menge Biogas kann nicht über ein Nachweisdokument über eine bestimmte Zertifikatsmenge erfolgen, selbst wenn beide Mengen ansonsten über dasselbe Eigenschaftsprofil verfügen.

Aus dem Freigabekonto Z erfolgt dann die Rotstellung der gelb gestellten Mengen in einem entsprechenden Prozessschritt. Im Unterschied zum Massenbilanzsystem muss beim Einsatz von Zertifikaten eine örtliche Zuordnung des Einsatzes der nachgewiesenen Biogasmenge über die Ausspeisestelle und die Ausspeisemenge im relevanten Zeitraum in Bezug auf das Erdgas erfolgen, das zusammen mit dem Zertifikat im BHKW gewissermaßen wieder zu Biogas zusammengesetzt wird. Im Übrigen entspricht der Prozessablauf dann demjenigen bei der Ausbuchung von Biogasmengen aus Biogasliefervetragsverhältnissen.

Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht diese Zusammenhänge:

01.01.2024

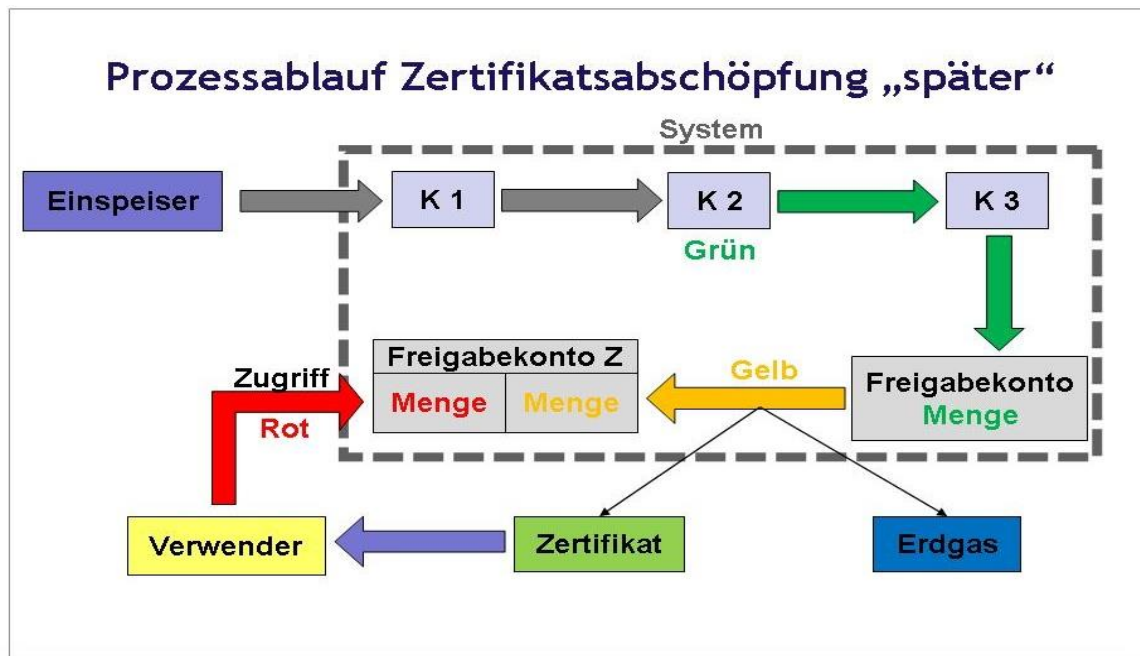


Abbildung 7: Prozessablauf Zertifikatsabschöpfung „später“

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt als Pfeildiagramm die Schritte von der Einspeisung über die Einbuchung und Umbuchung von zunächst grau und sodann grün gestellten Mengen Biogas in und zwischen Konten (Konten K₁ bis K₃) die Umbuchung auf das Freigabekonto und sodann die Zugriffsmöglichkeit des Verwenders auf die nun rot gestellte Menge Biogas auf dem Freigabekonto. Zusätzlich zur Darstellung des Prozessablaufs im Massenbilanzsystem zeigt die Darstellung die Gelbstellung der Zertifikats-Biogasmengen. Diese erfolgt durch Aufspaltung des Biogases in Erdgas und ein Zertifikat, über das die biogenen Eigenschaften isoliert und losgelöst von der Commodity Gas vermarktet werden können.]

b) Variante 2: Zertifikatsabschöpfung „sofort“

In der weiteren Variante wird das Biogas bereits vor der Einbuchung der Biogasmenge in das Biogasregister in Zertifikat und verbleibendes Gas („Commodity“) aufgespalten. Aber auch in diesem Fall muss der einbuchende Systemnutzer die Einspeisung der physischen Gasmenge in das Erdgasnetz unter Angabe des örtlichen Zählpunktes und des Einspeisezeitraums bekannt geben. Denn nur so kann die erforderliche Individualisierung der Menge und der Mengenabgleich insgesamt – Vermeidung von Doppelverwertungen – sichergestellt werden.

01.01.2024

Es wird davon ausgegangen, dass solche Biogas-Zertifikatsmengen erst dann in das Biogasregister eingebucht werden, wenn alle erforderlichen Audits durchgeführt wurden. Die Mengen werden also im Zustand des Vollnachweises unter Vorlage aller Audits zur Einbuchung angemeldet. Theoretisch können diese Biogas-Zertifikatsmengen vom Konto des einbuchenden Systemnutzers im Fall einer Veräußerung des Zertifikats auf das Konto eines anderen Systemnutzers umgebucht werden – auch hier kann dann über das System „Biogasregister Deutschland“ der Nachweis erbracht werden, dass hinter der Zertifikatsmenge tatsächlich die Einspeisung einer entsprechenden Menge physischen Biogases mit dem behaupteten Eigenschaftsprofil steht.

Vom Konto des Systemnutzers wird die Biogas-Zertifikatsmenge, die deshalb nicht grün, sondern sogleich gelb gestellt wurde, auf Geheiß des Verwenders sodann auf das Freigabekonto Z übertragen.

Dabei sind Zwischenveräußerungen außerhalb des Systems möglich. Der einbuchende Systemnutzer kann das Zertifikat also auch an andere Händler veräußern, die nicht Systemnutzer sind. Damit wird also nicht der gesamte Handelsweg des Zertifikats im Biogasregister nachgezeichnet, im Unterschied zum Handelsweg von Biogasmengen. Dies ist im Fall der Biogasmengen innerhalb des Biogasliefervertragsmodells als einem Massenbilanzsystems auch erforderlich. Zertifikatsveräußerungen erfüllen dies Kriterien aber nicht, so dass hier der Verwender Biogas-Zertifikatsmengen auch dann aus dem System ausbuchen kann – und damit den Nachweis gegenüber dem Nachweisberechtigten erbringen kann, wenn er diese Menge von einem Händler erwirbt, der nicht Systemnutzer des Biogasregister Deutschland ist.

Im Übrigen entspricht der Prozessablauf bei Biomasse-Zertifikatsmengen, die bereits als solche in das Register eingeführt werden, bei der Ausbuchung und Rotstellung dem unter a. Beschriebenen.

01.01.2024

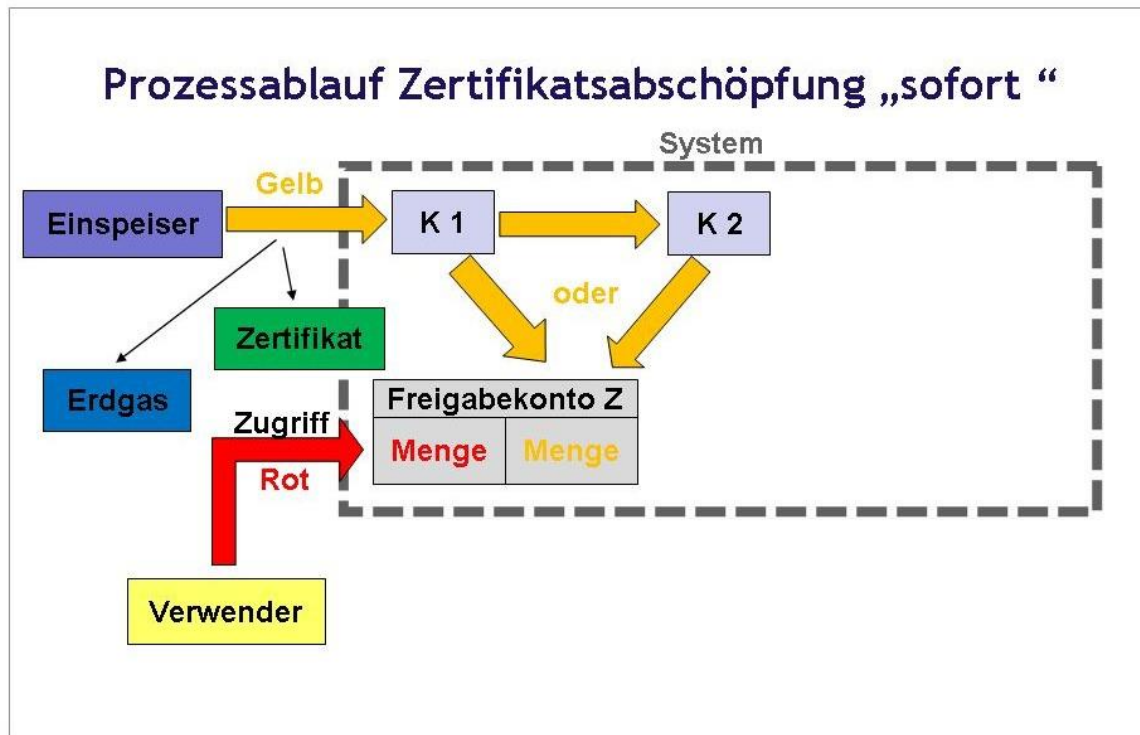


Abbildung 8: Prozessablauf Zertifikatsabschöpfung „sofort“

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die Darstellung zeigt als Pfeildiagramm die Schritte von der Einspeisung über die Einbuchung und Umbuchung von bereits gelb gestellten Biogas-Zertifikatsmengen auf das Freigabekonto und sodann die Zugriffsmöglichkeit des Verwenders auf die nun rot gestellte Biogas-Zertifikatsmenge auf dem Freigabekonto Z. Zusätzlich zeigt die Darstellung die Aufspaltung des Biogases in Erdgas und ein Zertifikat, über das die biogenen Eigenschaften isoliert und losgelöst von der Commodity Gas vermarktet werden können. Hier erfolgt die Zertifikatsabschöpfung vor der Ersteinbuchung der Menge in das Register.]

3) Ablaufüberblick auf der Zeitschiene

Nachfolgend wird der Ablauf der Prozessschritte von u. a. Einbuchung über Umbuchungen, Grünstellung, Ausbuchung und Nachweiserbringung am Beispiel einer Bandlieferung von Biogas und der Vereinbarung eines jahresbezogenen Nachweises anhand der Abbildung 9 erläutert.

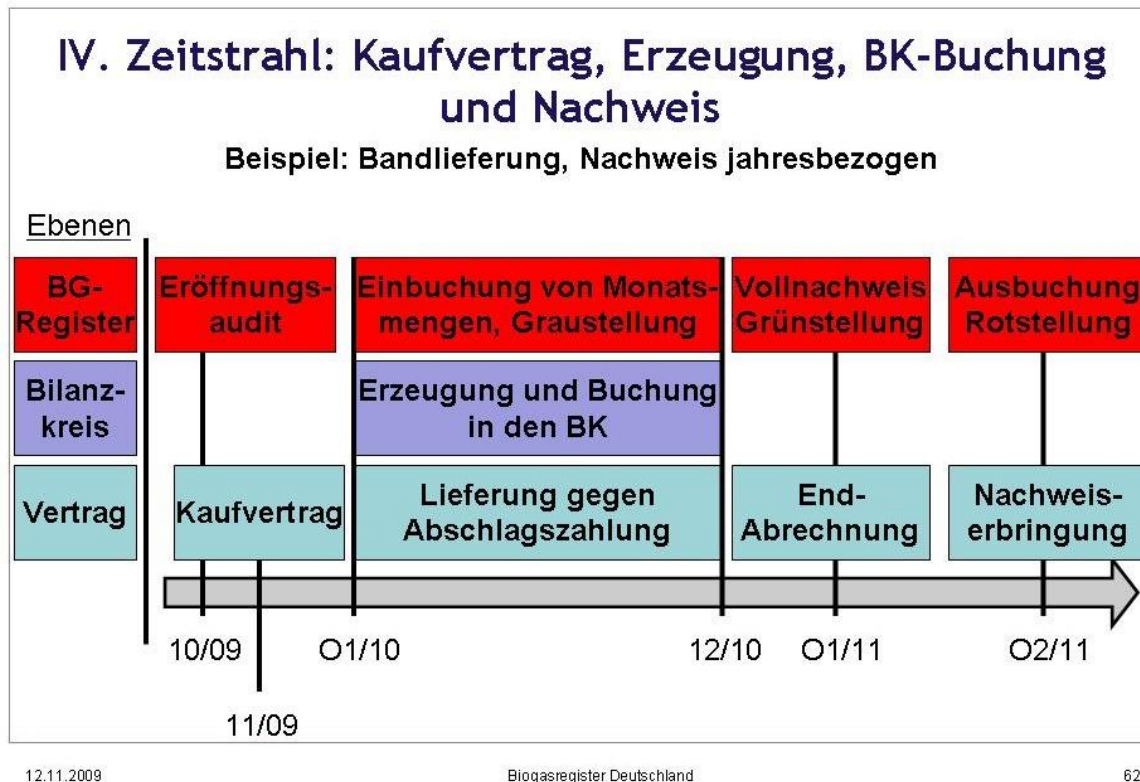


Abbildung 9: Zeitstrahl-Darstellung für Jahresbandlieferung

[Beschreibungstext für barrierefreien Zugang: Die zusammenfassende Zeitstrahl-Darstellung umfasst wieder die drei Ebenen Liefervertrag, Bilanzkreisebene und Nachweisebene. Über den Zeitraum von 16 Monaten werden insb. die zeitlichen Stufen vom Oktober 2009 (Eröffnungsaudit auf der Nachweisebene des Biogasregisters, über den November 2009 (Abschluss des Kaufvertrages auf der Vertragsebene), die monatlichen Lieferungen und Einbuchungen parallel auf allen drei Ebenen, der Vollnachweis und die Grünstellung im Biogasregister und die Endabrechnung auf der Vertragsebene im Januar nach dem Lieferjahr sowie die Nachweiserbringung über die Ausbuchung und Rotstellung im Februar des Folgejahres (2010) dargestellt.]

Erster vorbereitender Schritt der Abwicklung einer Biogaslieferung etwa als Jahresbandlieferung über konstant 10 kW wird regelmäßig die Durchführung des Eröffnungsaudits an der Biogaserzeugungs- und Einspeiseanlage sein. Dabei ist auch vorstellbar, dass der Verkauf von Biogasmengen bereits vor der Errichtung der Biogaserzeugungsanlage erfolgt – und dementsprechend das Eröffnungsaudit nach dem Verkauf. Der vom Systemnutzer Einspeiser beauftragte Auditor wird die Anlage in

01.01.2024

Augenschein nehmen und feststellbare Umstände von Relevanz für die Nachweiserbringung aufnehmen.

Sodann folgt der Abschluss des Kaufvertrages, im Beispielsfall über die Lieferung eines Bandes Biogas mit dem Eigenschaftsprofil P. Der Lieferumfang beträgt über ein Jahr konstant 10 kW, Übergabepunkt ist der Einspeisepunkt X, hier der Netzanschlusspunkt der Biogasaufbereitungsanlage an das Gasnetz G. Der Vertragsschluss erfolgt im Beispiel im November 2009.

Ab Januar 2010 stellt der Verkäufer und Einspeiser dem Käufer – einem Biogashändler – am Einspeisepunkt die vereinbarte Menge Biogas zur Verfügung. Die Mengen werden entsprechend der am Zähler des Einspeisepunktes dokumentierten kWh einerseits in den vereinbarten Bilanzkreis hier des Käufers eingebucht. Zugleich meldet der Einspeiser oder, was hier im Beispiel angenommen wird, der Händler die Mengen zur Einbuchung beim Biogasregister Deutschland an. Da es sich um Mengen handelt, für die der Vollnachweis noch nicht erbracht wurde, werden die vom Registerführer erstellten Datensätze für die Monatsmengen zunächst grau gestellt. Die zeitliche Taktung der Erstellung der Datensätze im Biogasregister Deutschland (etwa tage-, wochen- oder monatsweise) erfolgt entsprechend der Beauftragung des Biogasregisters durch den Systemnutzer, der die Registrierung beantragt hat. Dies ist im Beispiel der Händler, der die Fassung von Monatsmengen jeweils nach Abschluss des Monats angemeldet hat. Auf der Liefervertragebene werden für die gelieferten monatlichen Teilmengen vertragsgemäß Abschlagsrechnungen gestellt und bezahlt. Ein Nachweis ist aufgrund der Vereinbarung im Liefervertrag über das Eröffnungsaudit hinaus nicht erforderlich. Vereinbart wurde insoweit vielmehr, dass der Einsatz der vertraglich geschuldeten Substrate erst in Bezug auf die gesamte Jahresmenge erfolgen soll. Freilich hätten die Vertragsparteien Einspeiser und Händler auch eine andere Nachweistaktung vereinbaren können, etwa monatliche Nachweise oder eine Nachweiserbringung in Abhängigkeit von Substratlieferungen an den Biogasanlagenbetreiber und Einspeiser.

Im vorliegenden – einfach gestalteten – Beispielsfall erfolgt der Vollnachweis u. a. durch Vorlage der Einsatzstofftagebücher sowie den

01.01.2024

Nachweise über die tatsächlich physisch in das Netz eingespeisten Gasmengen gegenüber dem Auditor, durch die Abfassung eines entsprechenden Prüfberichts und die Einstellung dieser Information in das Biogasregister Deutschland aber nur einmal für das gesamte Lieferjahr, und zwar vereinbarungsgemäß hier zum 31.01.2011. Zeitgleich erfolgt auf der Liefervertragebene auch die Endabrechnung.

In unserem einfachen Beispielsfall hat der Händler das gelieferte Biogasband an einen BHKW-Betreiber weiterveräußert. Dieser hat entsprechende wärmeäquivalente Mengen Erdgas bei seinem BHKW aus dem Erdgasnetz entnommen. Durch die Dokumentation der Entnahmemenge über den Ausspeisezähler steht fest, wie viel kWh (Bio)Gas der BHKW-Betreiber in seiner Anlage eingesetzt hat. Die gesamte Menge hat er beim Händler erworben. Der Verwender weist nun Biogasmengen je nach dem tatsächlichen Bedarf im BHKW aus dem Konto seines Händlers beim Biogasregister Deutschland dem Freigabekonto zu. Der Händler hat ihn hierzu ermächtigt. Zudem wird die Menge – hier der Datensatz mit der Menge $10 \text{ kW} \times 8500 \text{ h} = 85.000 \text{ kWh}$ – rot gestellt, also mit der örtlichen Bezeichnung der physischen Entnahmestelle und dem Entnahmezeitraum – hier Januar bis Dezember 2010 an der Entnahmestelle Y – versehen.

Der Verwender des Biogases, also der BHKW-Betreiber und Kunde des Händlers, kann nun gegenüber dem Stromnetzbetreiber, an den er den Strom aus Biogas aus seinem BHKW im Rahmen des EEG verkauft hat, die rot gestellten Datensätze und die Zugangsdaten zum Biogasregister Deutschland angeben. Der Stromnetzbetreiber kann die Datensätze, die die tatsächlich eingesetzte Menge Biogas umfassen und die Einsatzstelle des Biogases (physischer Ausspeiseort) sowie den Einsatzzeitraum beinhalten, einsehen. Zugleich kann der Stromnetzbetreiber beim Registerführer Offenlegung der Audits zu Prüfzwecken anmelden, wenn er dies wünscht. Damit ist der Nachweis erbracht.