

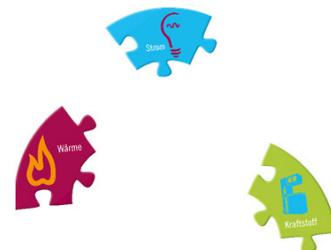
EEG 2021 – was bedeutet das für die güllebetonte BGA Thüringens?

Rechtsanwalt, Dipl.-Betriebswirt (BA) René Walter
Referatsleiter Energierecht und Energiehandel



Ziel des Vortrages

1. Welche Optionen habe ich, um meinen Biogas-Business-Case güllebasiert weiterzuentwickeln
2. Überblick Möglichkeiten
3. Vergütungsmöglichkeiten am Kraftstoffmarkt - Verschränkung
4. Entscheidungshilfen



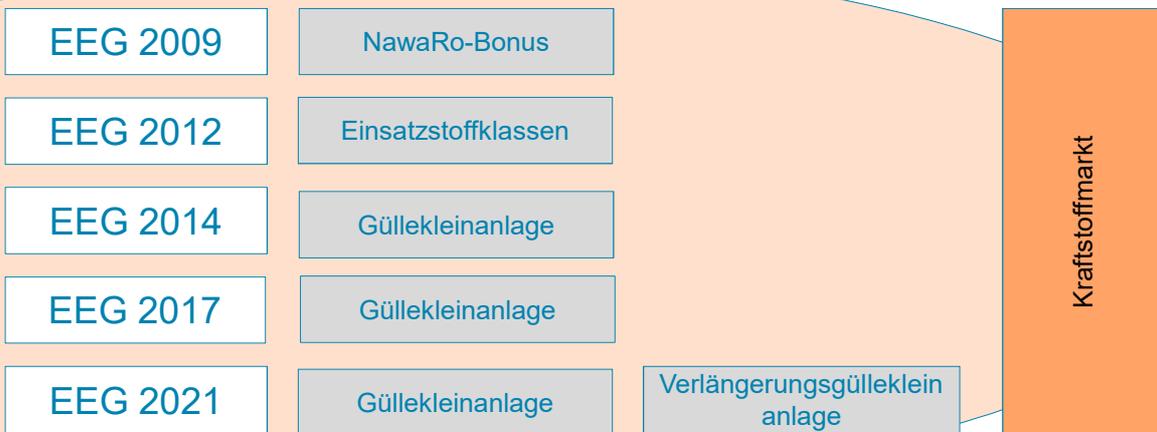


Überblick über die Systeme



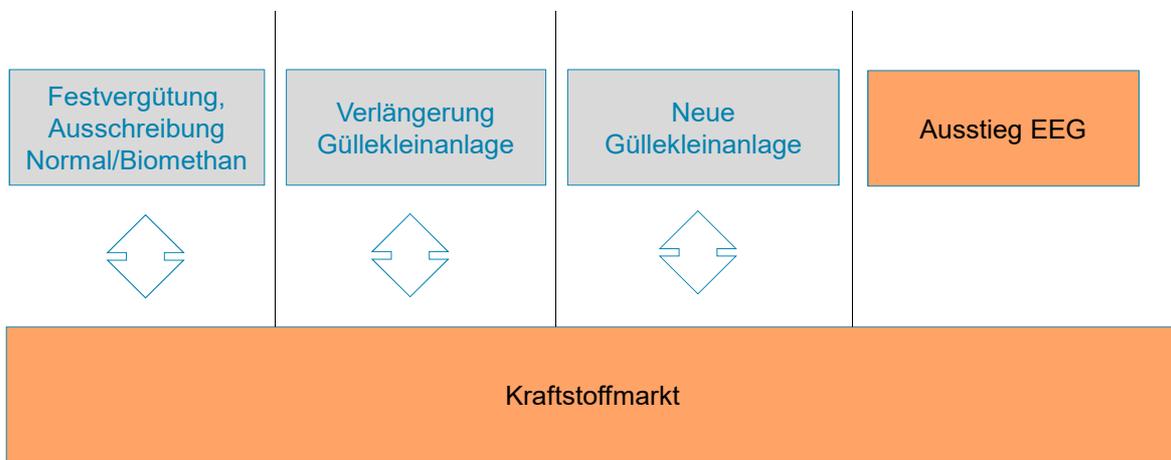
Die Systeme im Überblick

- Güllebasierte Weiterentwicklung



Vergütungssysteme Gülle – 20 Jahre + x

- Güllebasierte Weiterentwicklung



René Walter
21.08.21

Gülesonderklasse - Neuanlagen



- **Sondervergütungsklasse wurde leicht überarbeitet:**
 - Vergütung 22,23 ct/kWh (BGA ohne DV = 22,03 ct/kWh)
 - Degression ab 1. Juli 2022: 0,5 % jeweils zum 01.07.
 - Mindestanteil Gülle/Mist (ausgenommen Geflügelmist): 80 Masse-% pro Jahr
 - Begrenzung weiterhin auf maximal 150 kW instl. Leistung
 - 75 kW Bemessungsleistungsgrenze wurde gestrichen
 - Anlagen > 100 kW instl. Leistung erhalten den Flexibilitätszuschlag
 - Fernsteuerbarkeit ab 25 kW
 - Nachweis der Hocheffizienz (Wärmenutzung außerhalb der Anlage)
- **Für bestehende Güllekleinanlagen gelten Vorgaben aus dem jeweiligen EEG:**
 - EEG 2017: Max. 150 kW instl., bei maximal 75 kW BML, kein Flexzuschlag
 - EEG 2012/2014: Max. 75 kW instl., EEG 2012 zusätzlich Vorgabe HBL (95 % der instl. Leistung)

René Walter
21.08.21

6

Gülesonderklasse – Anschlussförderung



- Verlängerung der bestehenden Vergütung um 10 Jahre
- Mitteilung an Netzbetreiber (3 Monate vor Vergütungsende / 30.09.2021!!)
- Der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung wird begrenzt
 1. auf die durchschnittliche Vergütung der Anlage in den letzten drei Kalenderjahren, und
 2. höchstens aber auf
 - a) 15,5 ct/kWh bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 75 kW und
 - b) 7,5 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 kW
- Voraussetzungen
 - Ende der 1. Vergütungsperiode vor dem 01.01.2025 und keine Teilnahme an einer Ausschreibung
 - Maximal installierte Leistung am 31.03.2021 von 150 kW und keine Erhöhung nach dem 31.03.
 - Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugungsanlage (kein Satellit)
 - Einsatz von durchschnittlich mindestens 80 Masseprozent Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot in dem jeweiligen Kalenderjahr
 - Erfüllung der übrigen Voraussetzungen für die Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des EEG

René Walter
21.08.21

7

Vergütungssysteme Gülle – 20 Jahre + x - Vergleich einzelner Optionen der Verlängerung



Festvergütung, Ausschreibung Normal

- I. Höchstwert Bestand: 18,4 Cent/kWh (Degression)
- II. Ausschreibungserfordernis: Erwartung: ca. 80 % der Bewerber bekommen einen Zuschlag
- III. Neue Vergütungsvoraussetzungen müssen eingehalten werden

Verlängerung Güllekleinanlage

- I. Vergütung a) 15,5 Cent pro kWh bis/ 75 kW ; 7,5 Cent pro kWh bis 150 kW (Degression)
- II. Verlängerung alter Vergütungsanspruch
- III. Voraussetzungen (Auszug)
 - 31.März 2021 < 150 kW
 - durchschnittlich ein Anteil von Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot mindestens 80 Masseprozent

Neue Güllekleinanlage

- I. Vergütung 22,23 Cent/kWh (Degression)
- II. Neuer Anspruch über 20 Jahre
- III. Neue Vergütungsvoraussetzungen (Wie III linker Kasten)

René Walter
21.08.21

Wie kommt das Biogas zur Tankstelle?

Wie kann sich der Betreiber auf dem Kraftstoffmarkt und im Biogas-KWK-Bereich optimieren?



Transport und Geschäftsmodell THG-Quote im Überblick



Transport und Geschäftsmodell THG-Quote im Überblick

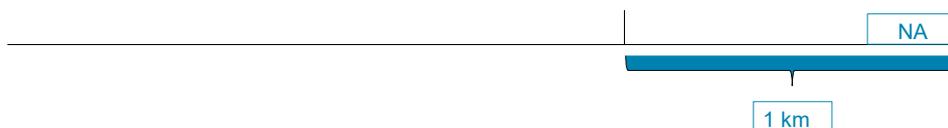


Wie kommt das Biogas zur Tankstelle?



Gasnetzzugangsverordnung § 33

- (1) Netzbetreiber haben Anlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen.
- (2) Die Kosten für den Netzanschluss sind vom Netzbetreiber zu 75 Prozent zu tragen.
- (3) Der Anschlussnehmer trägt die verbleibenden 25 Prozent der Netzanschlusskosten.
- (4) Bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens aber 250 000 Euro.
- (5) Soweit eine Verbindungsleitung eine Länge von zehn Kilometern überschreitet, hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen.



Exkurs: Kostenstrukturen

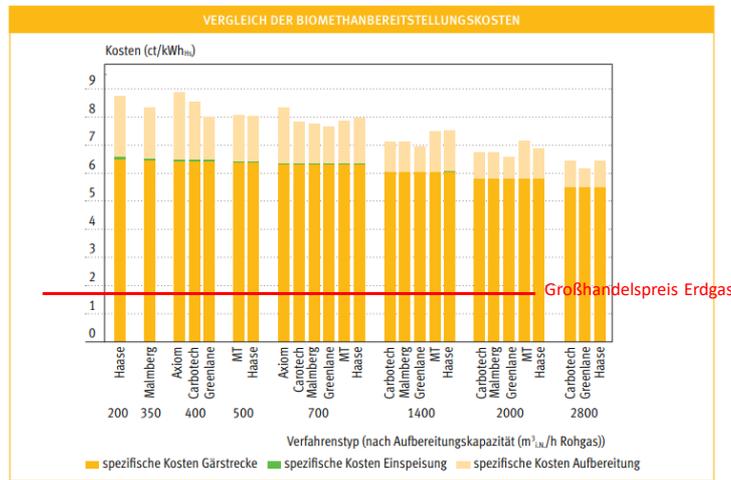


Abb. 6.8: Spezifische Kosten der Biomethanbereitstellung nach Anlagengrößen und Herstellern (Datenstand Herbst 2012)

Quelle: FNR (2014), Leitfaden Biogasaufbereitung & -einspeisung

Dr. Stefan Rauh
11.12.2020

13

Transport und Geschäftsmodell THG-Quote im Überblick

Transport von Biogas im Biogasnetz



- Aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas ist als Biomethan/Biogas anzusehen, wenn bestimmte Voraussetzungen gegeben sind.
- In Abhängigkeit von dem Inbetriebnahmejahr der EEG-Anlage ist eine Aufteilung des eingespeisten Gases so möglich, dass Gülle-/Abfallgas auf dem Kraftstoffmarkt und das NawaRo-Gas in einer EEG-Anlage verwertet wird.

Sphäre: Transportkunde von Biogas, Bilanzkreisverantwortlicher
Risiken: Transportkunde von Biogas, Bilanzkreisverantwortlicher
Kosten: Transportkunde von Biogas, Bilanzkreisverantwortlicher
VNE-Förderung: Transportkunde von Biogas

Verkaufsoption

Rene Walter
02.09.2021

14

Transport und Geschäftsmodell THG-Quote im Überblick



Tankstelle

- Erlöse Verkauf
- Erlöse durch Verkauf Quote

Aktuelle Marktlage beim Verkauf von Biomethan (aus Abfall):

- Erlös aus dem Verkauf des physischen Biomethan
= 2 ct/kWh
- Erlös aus dem Verkauf der THG-Quote
- Kosten der Biomethanherzeugung (5-7 ct/kWh)



Rene Walter
02.09.2021

15

Der Markt: Die THG-Quote im Verkehrssektor



- Jeder bestimmte Kraftstoffe, etc. in Verkehr bringt muss Quotenerfüllung nachweisen!
- Quotenerfüllung erfolgt mehrheitlich über Beimischung
 - Zu Diesel: Biodiesel (Raps / Soja), UCO (Altspeisefett) oder HVO (Palmöl)
 - Zu Benzin: Bioethanol
- Biomethan als Kraftstoff kann auch zur Quotenerfüllung genutzt werden
 - Berechnung der Quotenerfüllung im Vergleich zum Basiswert: 94,1 g CO₂/MJ
 - **Nichterfüllung wird mit Pönale bestraft: 0,47 €/kg CO₂ = 470 €/t CO₂**
- Treibhausgasquote
 - ab 2015: 3,5 % THG-Minderung
 - ab 2017: 4,0 % THG-Minderung
 - ab 2020: 6,0 % THG-Minderung

Rene Walter
02.09.2021

16

Beispiel (1)



Verpflichteter bringt folgende Kraftstoffmengen in Verkehr

100.000 l fossiler Diesel plus 3.000 l beigemischten Biodiesel

75.000 l fossiles Benzin plus 4.000 l beigemischtem Ethanol

50 MWh Biomethan

Berechnung des Referenzwertes:

100.000 l fossiler Diesel x 36 MJ/l x 94,1 g CO ₂ /MJ / 1.000	=	338.760 kg CO ₂
3.000 l Biodiesel x 33 MJ/l x 94,1 g CO ₂ /MJ / 1.000	=	9.316 kg CO ₂
75.000 l fossiles Benzin x 32 MJ/l x 94,1 g CO ₂ /MJ / 1.000	=	225.840 kg CO ₂
4.000 l Bioethanol x 21 MJ/l x 94,1 g CO ₂ /MJ / 1.000	=	7.904 kg CO ₂
50 MWh Biomethan x 3,6 GJ/MWh x 94,1 kg CO ₂ /GJ	=	16.938 kg CO ₂
Summe	=	598.758 kg CO₂

Beispiel (2)



Berechnung der tatsächlichen Emissionen laut Nachhaltigkeitsnachweis:

Anmerkung Emissionen der Biokraftstoffe anhand Evaluationsbericht BLE für 2018

100.000 l fossiler Diesel	=	342.360 kg CO ₂
3.000 l Biodiesel x 33 MJ/l x 17,8 g CO ₂ /MJ / 1.000	=	1.766 kg CO ₂
75.000 l fossiles Benzin	=	223.920 kg CO ₂
4.000 l Bioethanol x 21 MJ/l x 20,6 g CO ₂ /MJ / 1.000	=	1.729 kg CO ₂
50 MWh Biomethan x 3,6 GJ/MWh x 8,0 kg CO ₂ /GJ	=	1.445 kg CO ₂
Summe	=	571.220 kg CO₂
Vergleich mit Referenzwert	=	598.758 kg CO ₂
Eingesparte Emissionen	=	27.538 kg CO₂

Beispiel (3)



Prüfung der Einhaltung der THG-Quote:

Eingesparte Emissionen = 27.538 kg CO₂

Erforderliche Einsparung
598.758 kg CO₂ x 6 % = 35.925 kg CO₂

→ Verpflichteter erfüllt Anforderungen nicht!!

→ Fehlmenge: 8.387 kg CO₂

→ Pönale: 3.942 €

- Optionen zur Vermeidung der Pönale:
 - Quotenhandel (z.B. Zukauf THG-Einsparung aus Biomethanabsatz)
 - Beimischung größerer Mengen an Biodiesel/Bioethanol

Verpflichteter wählt wirtschaftlichste Option

Ableitung Quotenwert

Fortsetzung Beispiel Abfallgas



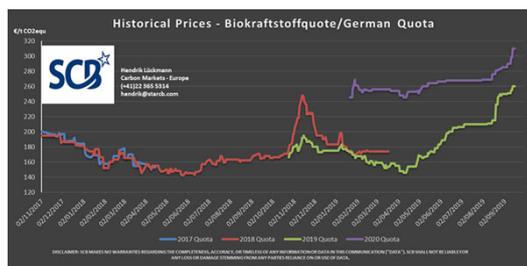
- Benötigte Biomethanmenge zur Erreichung der CO₂-Eissparung: 29 MWh
- Quotenwert in ct/kWh Biomethan bei 470 €/t CO₂: 13,6 ct/kWh
- Quotenwert in ct/kWh Biomethan bei 150 €/t CO₂: 4,3 ct/kWh
(Praxis bis 2018; 2020 300 Euro, warum steigende Quote, saisonale Effekte Biodiesels teuer)

Wie hoch ist der THG-Quotenpreis?



- Preisentwicklung für die THG-Quotenmenge
 - Gehandelter THG-Quotenpreis 2019 → 150 EUR/Tonne
 - Gehandelter THG-Quotenpreis 2020 → 250 EUR/Tonne
 - THG-Quote aus „Gülle-Biomethan“ 2020 → 280 EUR/Tonne

- Ursachen:
 - Anstieg der THG-Minderungsanforderung ab dem Jahr 2020,
 - Einführung der Quote für fortschrittliche Kraftstoffe (Abfall- und Reststoffe)



Rene Walter
02.09.2021

Quelle: SCB (2019)

21

Beispiel: Biomethan als Kraftstoff

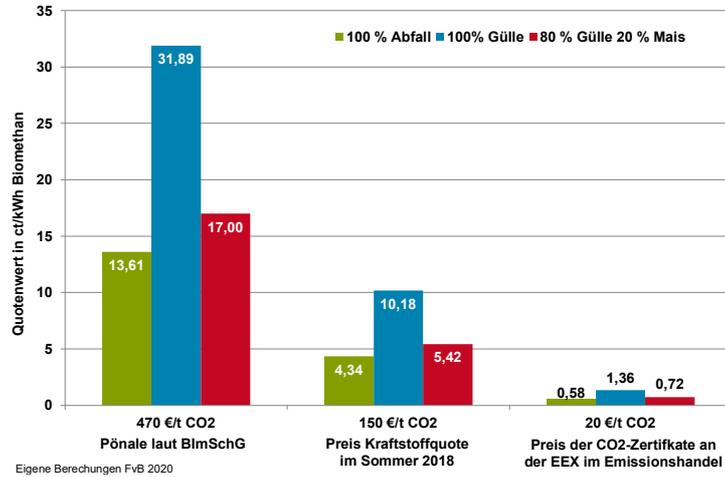


Substrat	Default-Wert [g CO ₂ -Äquiv. / MJ]	Referenzwert [g CO ₂ -Äquiv. / MJ]	Einsparung	
Gülle	-100	94	200%	Geschlossenes Gärstlager & Nachverbrennung
Mais	30	94	68%	
60% Gülle / 40% Mais	10	94	89%	
Bioabfall	14	94	85%	
Gülle	1	94	99%	Offenes Gärstlager & Nachverbrennung
Mais	52	94	45%	
60% Gülle / 40% Mais	45	94	52%	
Bioabfall	50	94	47%	

Rene Walter
02.09.2021

22

Auswirkung der RED II auf die Wirtschaftlichkeit



Rene Walter
02.09.2021

23

Abrundung



Vergütungssysteme Gülle – 20 Jahre + x

- Vergleich einzelner Optionen der Verlängerung



Festvergütung, Ausschreibung Normal	Verlängerung Güllekleinanlage	Neue Güllekleinanlage
<p>I. Höchstwert Bestand: 18,4 Cent/kWh (Degression)</p> <p>II. Ausschreibungserfordernis: Erhaltung: ca. 80 % der Bewerber bekommen einen Zuschlag</p> <p>III. Neue Vergütungsvoraussetzungen müssen eingehalten werden</p>	<p>I. Vergütung a) 15,5 Cent pro kWh bis/ 75 kW ; 7,5 Cent pro kWh bis 150 kW (Degression)</p> <p>II. Verlängerung alter Vergütungsanspruch</p> <p>III. Voraussetzungen (Auszug)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 31. März 2021 < 150 kW - durchschnittlich ein Anteil von Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot mindestens 80 Masseprozent 	<p>I. Vergütung 22,23 Cent/kWh (Degression)</p> <p>II. Neuer Anspruch über 20 Jahre</p> <p>III. Neue Vergütungsvoraussetzungen)</p>

René Walter
21.08.21

„Gas im Kraftstoffmarkt gute Option“



Strategieprozess „Gas 2030“ im BMWi

- Nicht mehr „Electricity only“
- Gasbasierte Energieträger für die Problembereiche Mobilität und Wärme
- Biomethan und Bio-LNG sind die günstigsten Optionen für Schwerlast- und Schiffsverkehr
- Branche muss sich bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen beteiligen

→ Biomethan als Wachstumsmarkt, gerade im Kraftstoffsektor



René Walter
02.09.2021

26

Bewertung Geschäftsmodell



- + Gewinn lässt sich steigern, sehr gute Ertragschancen (vor allem Gülle, Abfall)
 - + sehr gute Wahrscheinlichkeit, dass über LNG gute Absatzmodelle geschaffen werden
 - + steigender Absatz in der CNG-Sprinter-Klasse denkbar
 - + Kombination im Rahmen der jeweiligen Regelung zur bilanziellen Teilbarkeit möglich
-
- CNG erscheint nicht als mittelfristiges Zukunftsmodell im PKW-Bereich
 - Das Modell baut auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen auf. Der Biogaserzeuger steht an der ersten Stelle der Wertschöpfungskette
 - Das Vermarktungskonzept erfordert über die gesamte Kette ein erhebliches Know-How.
 - Die Kombination mit Biomethan-KWK ist im Rahmen der jeweiligen Regelungen zur bilanziellen Teilbarkeit möglich

„Gas im Kraftstoffmarkt gute Option“



- Biomethan erreicht die mit Abstand höchsten CO₂-Einsparungen aller Biokraftstoffe
- Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen ist eine kostengünstige Form der CO₂-Vermeidung im Verkehrssektor
- Potenziale für den Kraftstoffmarkt kurzfristig verfügbar: Mehr als 200 Biomethananlagen speisen heute schon 30.000 TJ pro Jahr ins Erdgasnetz ein
- Erst 25 Prozent der in Deutschland anfallenden Gülle wird in Biogasanlagen verwertet
- Erdgas- / Biomethanfahrzeuge weisen geringe NO_x / Feinstaub-Emissionen auf
- Erdgasnetz flächendeckend als Infrastruktur vorhanden

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit



29

**Anschlussförderung für güllebetonte
Kleinanlagen nach § 12a – g EEV**



§ 12a Verlängerter Zahlungsanspruch



Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, verlängert sich der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einmalig um zehn Jahre (Anschlusszeitraum), wenn

1. der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor dem 1. Januar 2025 beendet ist,
2. die installierte Leistung der Anlage am Standort der Biogaserzeugungsanlage am 31. März 2021 150 Kilowatt nicht überschritten hat und
3. der Anlagenbetreiber
 - a) die Geltendmachung dieses verlängerten Zahlungsanspruchs dem Netzbetreiber nach Maßgabe des § 12d mitgeteilt hat und
 - b) mit dieser Anlage bis zur Mitteilung an den Netzbetreiber nach § 12d nicht an Ausschreibungen nach § 39g des Erneuerbare-Energien-Gesetzes teilgenommen hat.

René Waller
21.08.21

§ 12b Zahlungsbestimmungen



¹ Der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung besteht in dem Anschlusszeitraum nach § 12a nur, wenn

1. der Strom am Standort der Biogaserzeugungsanlage erzeugt wird,
2. die installierte Leistung der Anlage am Standort der Biogaserzeugungsanlage nach dem 31. März 2021 nicht erhöht worden ist,
3. der Strom aus Biogas erzeugt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, und zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird und
4. die übrigen Voraussetzungen für die Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfüllt sind.

² Wurde ein Anlagenbetreiber aufgrund einer Sperre im Sinn von § 6 Absatz 1 Nummer 18 des Tiergesundheitsgesetzes im Einsatz von Gülle beeinträchtigt und konnte deshalb den vorgesehenen Güllemindestanteil nicht einhalten, ist der Zeitraum der Sperre zuzüglich 30 Kalendertagen bei der Berechnung des durchschnittlichen Gülleanteils nach Satz 1 Nummer 3 nicht zu berücksichtigen. ³ In diesem Fall entfällt der Vergütungsanspruch für den nicht berücksichtigten Zeitraum.

René Waller
xx.xx.xxxx

32

§ 12c Höhe des Zahlungsanspruchs



(1) In dem Anschlusszeitraum nach § 12a ist der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung der Höhe nach begrenzt

1. auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts für den in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom in Cent pro Kilowattstunde nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage maßgeblichen Fassung, wobei der Durchschnitt der drei letzten Kalenderjahre des ursprünglichen Anspruchszeitraums maßgeblich ist, und
2. auf höchstens
 - a) 15,5 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 75 Kilowatt und
 - b) 7,5 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt.

(2) ¹ Die Höhe der Anspruchsbegrenzung nach Absatz 1 Nummer 2 verringert sich ab dem Jahr 2022 jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres für Anlagen, deren Anschlusszeitraum nach § 12a vor diesem Zeitpunkt noch nicht begonnen hat, um 0,5 Prozent gegenüber der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Anspruchsbegrenzung und wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. ² Für die Berechnung der Höhe der Anspruchsbegrenzung aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 1 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen.

§ 12d Mitteilungspflichten



¹ Die Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber unter Angabe der Nummer, unter der die Anlage im Marktstammdatenregister registriert ist, bis spätestens drei Monate vor Beendigung des ursprünglichen Anspruchs auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mitteilen, dass sie den nach § 12a verlängerten Zahlungsanspruch geltend machen werden. ² Abweichend von Satz 1 müssen Betreiber von Anlagen, deren ursprünglicher Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor dem 1. Januar 2021 beendet war, die Geltendmachung des verlängerten Zahlungsanspruchs dem Netzbetreiber bis zum 30. September 2021 mitteilen.

§ 12e Fälligkeit



(1) ¹ Der Anspruch nach § 12a wird erst fällig, nachdem der Anlagenbetreiber der Bundesnetzagentur unter Angabe der Nummer, unter der die Anlage im Marktstammdatenregister registriert ist, mitgeteilt hat,

1. dass er den nach § 12a verlängerten Zahlungsanspruch geltend machen wird und
2. für welche installierte Leistung er diesen Zahlungsanspruch geltend machen wird.

² Die Bundesnetzagentur kann für die Mitteilung nach Satz 1 Formatvorgaben machen. ³ Die Mitteilung kann von der Bundesnetzagentur auf ein elektronisches Verfahren umgestellt werden.

(2) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Anlagen, deren Betreiber eine Mitteilung nach Absatz 1 vorgenommen haben, unter Angabe der Nummern, unter denen die Anlagen im Marktstammdatenregister registriert sind, in nicht personenbezogener Form auf ihrer Internetseite.

§ 12f Verbot der Teilnahme an Ausschreibungen



Anlagen, deren Betreiber die Geltendmachung des verlängerten Zahlungsanspruchs dem Netzbetreiber nach Maßgabe des § 12d mitgeteilt haben, dürfen nicht an Ausschreibungen nach § 39g des Erneuerbare-Energien-Gesetzes teilnehmen.

§ 12g Evaluierung



Die Bundesregierung evaluiert die Anschlussförderung nach diesem Abschnitt bis zum 31. Dezember 2023 auch mit Blick auf Anlagen, deren ursprünglicher Anspruch auf Zahlung nach dem 31. Dezember 2024 endet.

Nachhaltigkeitsbestimmungen in der RED II



- Biomassebrennstoffe aus Abfällen und Reststoffen werden nur angerechnet, wenn Maßnahmen ergriffen wurden, um negative Wirkungen auf die Bodenqualität und den Bodenkohlenstoff zu vermeiden. Diese Maßnahmen müssen berichtet werden.
- THG-Einsparungen erforderlich
 - Biomethan als Kraftstoff – im Vergleich zu Durchschnittskraftstoffmix EU
 - 50 % in Anlagen, die vor Oktober 2015 in Betrieb genommen wurden
 - 60 % in Anlagen, die nach Oktober 2015 in Betrieb genommen wurden
 - 65 % in Anlagen, die ab 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden
 - Biogas zur Strom- & Wärmeproduktion – im Vergleich zu Durchschnittsstrommix EU & Erdgas
 - 70 % in Anlagen, die ab 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden
 - 80 % in Anlagen, die ab 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden
- Anrechnung auf Ziele nur, wenn Nachhaltigkeitskriterien erfüllt; Ausnahmen: Anlagen unter 20 MW Feuerungswärmeleistung für feste Biomasse & unter 2 MW für Biogas

Bedeutung für Biogas-KWK im EEG



- Neuanlagen > 2 MW FWL müssen am Mitte 2021 Nachhaltigkeit nachweisen
- Für Bestandsanlagen > 2 MW FWL „Zertifizierung light“ ohne THG-Bilanz
- Ziel FvB: Selbsterklärung analog zu den Biokraftstoffen
- Für Neuanlagen Zertifizierung inkl. THG-Bilanz
- Was macht der FvB?
 - Politische Lobbyarbeit zur nationalen Umsetzung
 - Intensiver Austausch mit RedCert für ein praxisgerechtes Zertifizierungssystem
 - Projektpartner im Projekt „ZertGas“



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Neuerungen der RED II im Verkehrssektor (Auszug)



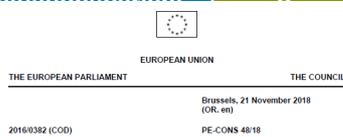
- Verkehrsziel 14 %, jeder Mitgliedstaat legt eigenen Pfad fest
- Unterquote für Biokraftstoffe und Biogas aus ANNEX IX, Teil A 0,2 % in 2022, 1 % in 2025 und 3,5 % in 2030; u.a.:
 - Gülle/Mist
 - Stroh
 - Bioabfall
- Biogas gehört nun zu den sogenannten Biomassebrennstoffen („biomass fuels“), darunter fallen alle gasförmigen und festen Bioenergieträger, die zur Strom-, Wärme- oder Kraftstoffproduktion genutzt werden
- Biogaswerte finden sich im Anhang der RED II: ANNEX VI regelt künftig die Berechnung der Biomassebrennstoffe & gibt Teilstandard- und Standardwerte vor
 - Neu: Substrate können gemischt werden
 - Neu: Gutschrift für vermiedene Methanemissionen
 - Neu: Gutschrift für Düngewirkung Gärprodukt

Emissionen von Biomethan (RED II)



Standardwerte der RED/RED II im Vergleich zu tatsächlichen Werten

Quelle	Einheit	Gülle	Bioabfall	80 % Gülle 20 % Mais
RED	g CO ₂ äq/MJ	16	23	kein Wert
RED II	g CO ₂ äq/MJ	-100	14	-12
Evaluationsbericht 2018	g CO ₂ äq/MJ	kein Wert	8	kein Wert



THE EUROPEAN PARLIAMENT THE COUNCIL

Brussels, 21 November 2018
(OR: en)

20160382 (COD)

PE-CONS 4818

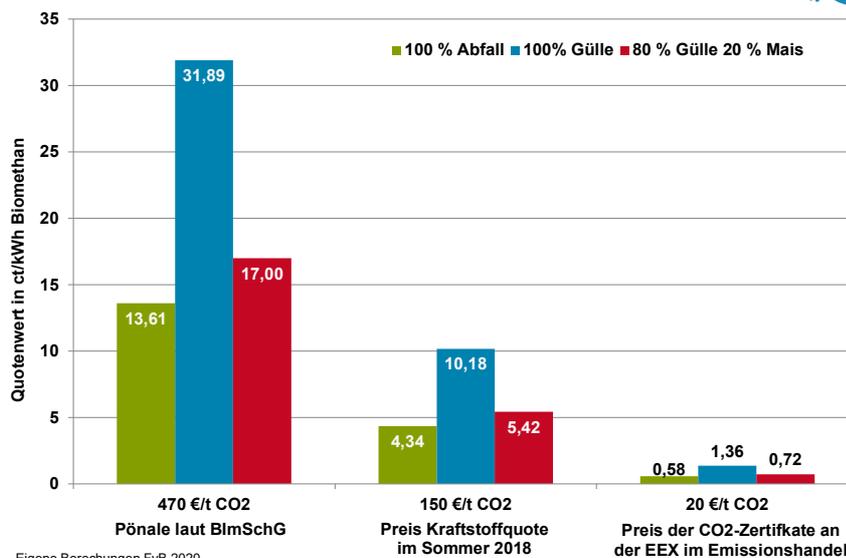
Typical and default values for biogas

Biogas production system	Technological option	Greenhouse gas emissions – typical value (g CO ₂ eq/MJ)	Greenhouse gas emissions – default value (g CO ₂ eq/MJ)
Biogas from wet manure	Open digester, no off-gas combustion ¹	-20	22
	Open digester, off-gas combustion ¹	-35	1
	Close digester, no off-gas combustion	-88	-79
	Close digester, off-gas combustion	-103	-100
Biogas from maize whole plant	Open digester, no off-gas combustion	58	73
	Open digester, off-gas combustion	43	52
	Close digester, no off-gas combustion	41	51
	Close digester, off-gas combustion	28	30
Biogas from biowaste	Open digester, no off-gas combustion	51	71
	Open digester, off-gas combustion	36	50
	Close digester, no off-gas combustion	25	35
	Close digester, off-gas combustion	10	14

Dr. Stefan Rauh
11.12.2020

41

Auswirkung der RED II



Dr. Stefan Rauh
11.12.2020

Eigene Berechnungen FvB 2020

42

Exkurs: BEHG & Verordnungen



• Inhalte:

- Ab 2021 für Inverkehrbringer von fossilen Brenn- und Kraftstoffe in den Sektoren Gebäude und Verkehr
- Ausgabe von CO₂-Zertifikaten zum Preis von ~~40~~**25** €/t (2021) und Anstieg auf ~~35~~**55** €/t (2025)
- Ab 2026: CO₂-Zertifikatehandel mit Mindestpreis (~~35~~**55** €/t) und Höchstpreis (~~60~~**65** €/t);
- Chancen für Biogas durch Bepreisung fossiler Energieträger
- Fossile Wärme wird durch BEHG teurer (1-2 ct/kWh)

• Aktuelles Problem

- Biogene Brenn- und Kraftstoffe sollen den THG- Wert 0 erhalten, wenn sie „nachhaltig“ sind → Nachhaltigkeitsstandards & Nachweisverfahren sollten sich mit RED 2 decken
- Kurzfrist-Novelle in Q1 2020 bietet Ansatzpunkt für Klärung „Nachhaltigkeit“
- Umsetzung der Verordnungen bis 2021 liegt beim BMU (!)

Fazit



- Umsetzung der RED II bis 2021 bietet Chancen für Biogas/Biomethan
 - Gute THG-Werte für Gülle/Mist
 - Unterquoten für fortschrittliche Kraftstoffe
 - Einführung konkreter Klimaschutzwerte
- Dt. Rechtsrahmen bietet im Mobilitätsbereich bereits CO₂-Bepreisung
 - Absatz von Gülle-, Stroh- und Abfallgas mit guten Perspektiven
 - Aber: komplexe Berechnung und Zertifizierung
 - Aber: Umsetzung in dt. Recht noch unklar
 - Aber: CNG-Mobilität noch mit geringer Bedeutung