



CO₂-ZERTIFIZIERUNG VON BIOMETHANANLAGEN

Zoltan Elek | Geschäftsführer Landwärme GmbH
Biogas-Forum-Bayern (AG V) | 1. März 2018 | Freising

LANDWÄRME IST EINER DER FÜHRENDEN BIOMETHANHÄNDLER IN EUROPA



- Gegründet 2007
- 35 Mitarbeiter in München und Berlin
- 200 Mio. € Umsatz in 2017



BIOMETHANHANDEL

- Versorgung von über 150 Stadtwerken und Energieversorgern
- Handelsvolumen von über 2,5 TWh
- Aktiv in diversen Nachbarländern
- Diversifizierung in die Absatzmärkte Ökogas, EEG & Kraftstoff

ERZEUGUNG & DIENSTLEISTUNGEN

- Umsetzung und Betrieb von 5 eigenen Aufbereitungsanlagen
- Begleitung von über 20 Projekten
- Bezug von über 80 externen Erzeugern
- Expertise in allen Zertifizierungs- und Nachweissystemen

WIR HABEN ERFAHRUNG UND EXPERTISE IN ALLEN NACHWEISSYSTEMEN



NABISY
Nachhaltige-Biomasse-System



A photograph of a rural landscape at sunset. In the foreground, several tall stalks of yellow flowers, likely rapeseed, are in focus. The background shows rolling green hills under a bright, low sun that creates a lens flare effect. A dirt road or path is visible on the right side of the image.

BIOKRAFTSTOFFQUOTE & THG-MINDERUNG

BIOKRAFTSTOFFQUOTE – DIE FAKTEN

■ Treibhausgasquote:

- ab 2015: 3,5 % THG-Minderung: 6,7 Mio. t
- ab 2017: 4,0 % THG-Minderung: ca. 8,0 Mio. t
- ab 2018: neuer Referenzwerte: ca. 8,8 Mio. t
- ab 2020 : 6,0 % THG-Minderung: ca. 13,5 Mio. t

■ Quotenerfüllung erfolgt mehrheitlich über Beimischung

- Zu Diesel: Biodiesel (Raps / Soja), UCO (Altspeisefett) oder HVO (Palmöl)
- Zu Benzin: Bioethanol

■ Ab 01.01.2018: Neue Anrechenbarkeit von

- Erdgas
- Autogas
- Strom

QUOTENERFÜLLUNG DURCH BIOMETHAN

- Seit 2015 keine eine einfache / doppelte Gewichtung mehr
- Tatsächliche THG-Minderung (t CO_{2eq}) wird das Handelsgut
- Referenzpreis bildet sich weiter durch Kosten für Beimischung von Biodiesel:

$$\begin{array}{c} \text{Preis} \\ \text{Biomethan} \end{array} + \begin{array}{c} \text{Kosten} \\ \text{Nachweis-} \\ \text{führung} \end{array} \leq \begin{array}{c} \text{Preis} \\ \text{Erdgas} \end{array} + \left(\begin{array}{c} \text{Preis} \\ \text{Biodiesel} \end{array} - \begin{array}{c} \text{Preis} \\ \text{Diesel} \end{array} \right) \times \begin{array}{c} \text{THG Wert im} \\ \text{Vergleich zu} \\ \text{Biodiesel} \end{array}$$

Frage bleibt: Für welches Biomethan geht die Formel auf?

WERTIGKEIT VON BIOMETHAN ALS KRAFTSTOFF



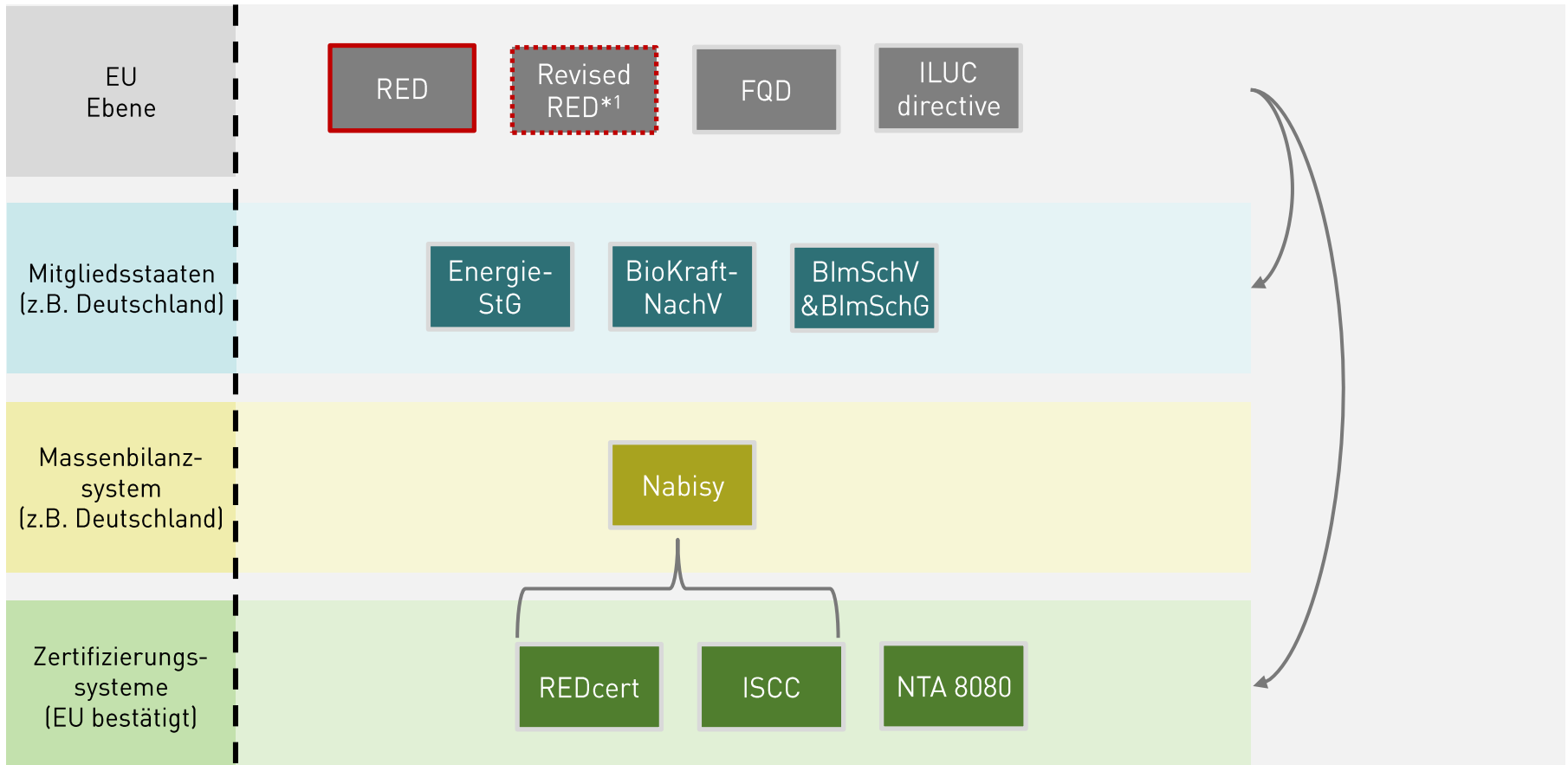
- Quotenpreise lagen 2015 bis 2017 im Bereich zwischen 120 bis 240 €/tCO_{2eq}
- Annahme: Erdgaspreis von 17 €/MWh
- Fiktive Quote entspricht in etwa 4%
- Wertigkeit von Biomethan als Kraftstoff:

	THG-Minderung	90 %	75 %
	THG Wert	8,4 gCO _{2eq} / MJ	21,0 gCO _{2eq} / MJ
Quotenpreis	120 €/t	4,5 ct/kWh	4,0 ct/kWh
	240 €/t	7,4 ct/kWh	6,4 ct/kWh

A photograph of a rural landscape at sunset. In the foreground, several tall, thin stems with clusters of bright yellow flowers are in focus. The background shows rolling green hills under a warm, golden sky with the sun low on the horizon, creating a lens flare effect. A dirt path or road is visible on the right side of the image.

ZERTIFIZIERUNG & THG BERECHNUNG IN DER PRAXIS

BIOKRAFTSTOFF ZERTIFIZIERUNG RECHTSGRUNDLAGE



*1 Tritt zum 1. Januar 2021 in Kraft

NACHHALTIGKEITSKRITERIEN



Nachhaltige Biomasseproduktion

Kriterien zur Einhaltung guter landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken, z.B.:

- Evaluierung Auswirkungen von Biomasseanbau auf landwirtschaftliche Lebensmittelproduktion
- Emissionen aus Biomasseanbau (inkl. Emissionen aus Düngereinsatz)

Natur- und Artenschutz

Festlegung von Gebieten mit hohem Wert hinsichtlich biologischer Vielfalt, in denen kein Anbau von Biomasse zum Zwecke der Biomethanproduktion stattfinden soll, u.a.:

- Grünland mit hoher biologischer Vielfalt
- Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand im Boden

THG-Minderungspotential

Zu erzielende THG-Emissionsminderung im Vergleich zu fossiler Vergleichsgröße (nach deutscher Gesetzgebung **bis 2017**: 83,8 g CO_{2eq}/MJ; **ab 2018**: 94,1 g CO_{2eq}/MJ):

- Bis 31.12.2017 mind. 35 % (max. erlaubter THG-Wert: **54,47 / 61,16** g CO_{2eq}/MJ)
- Ab 01.01.2018 mind. 50% (max. erlaubter THG-Wert: **41,9 / 47,05** g CO_{2eq}/MJ)
- mind. 60% für Neuanlagen (IBN*¹ nach 05.10.2015; max. erlaubter THG-Wert: **33,52 / 37,64** g CO_{2eq}/MJ)

BERECHNUNG THG-MINDERUNGSPOTENTIAL



- Derzeit 3 Möglichkeiten laut Annex V RED:
 - I. Verwendung von Standardwerten (Annex V, Teil A u. B), jedoch nur für:
 - Biomethan aus organischen Siedlungsabfällen
 - Biomethan aus Gülle
 - Biomethan aus Trockenmist
 - II. Verwendung „tatsächlicher Werte“ (Annex V, Teil C)
 - III. Kombination disaggregierter Standardwerte mit „tatsächlichen Werten“ (Annex V, Teil D)
- Angabe der verursachten THG-Gesamtemission in $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$

VERWENDUNG VON STANDARDWERTEN GEMÄß RED



DISAGGREGIERTER STANDARDWERT [g CO _{2eq} /MJ] FÜR:	BIOMETHAN AUS		
	ORGANISCHEN SIEDLUNGSABFÄL- LEN	GÜLLE	TROCKENMIST
Anbau (e _{ec})	0	0	0
Verarbeitung einschl. Stromüberschuss (e _p - e _{ee})	20	11	11
Transport und Vertrieb (e _{td})	3	5	4
Gesamtstandardwerte für Herstellung und Lieferung	23	16	15

Aktueller Referenzwert für Diesel bei 95,1 g / MJ und für Benzin bei 93,3 g/MJ

VERWENDUNG VON STANDARDWERTEN GEMÄß REVISED RED



DISAGGREGIERTER STANDARDWERT [g CO _{2eq} /MJ] FÜR:	BIOMETHAN AUS					
	BIOABFALL		GÜLLE		MAIS GANZPFLANZE	
	BEST CASE	WORST CASE	BEST CASE	WORST CASE	BEST CASE	WORST CASE
Anbau (e _{ec})	0	0	0	0	17,6	18,1
Verarbeitung (e _p)	7,2	42,8	4,4	117,9	6,0	28,1
Aufbereitung (e _p)	6,3	27,3	6,3	27,3	6,3	27,3
Transport (e _{td})	0,5	0,6	0,9	1,0	0,0	0
Verdichtung Erdgastankstelle (e _{td})	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Gülle Bonus (e _{sca})	-	-	-111,9	-124,4	-	-
Gesamtstandardwerte für Herstellung und Lieferung	18,6	75,3	-95,7	26,4	34,5	78,1

Aktueller Referenzwert für Diesel bei 95,1 g / MJ und für Benzin bei 93,3 g/MJ

Definitionen: Best Case (Geschlossenes Gärrestlager u. Nachverbrennung)
Worst Case (Offenes Gärrestlager u. keine Nachverbrennung)

VERWENDUNG TATSÄCHLICHER WERTE



Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und dem Vertrieb von Biokraftstoffen werden gemäß RED Annex V, Teil C wie folgt berechnet:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee'}$$

THG-EMISSIONEN	
e_{ec}	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe;
e_l	Auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen;
e_p	Emissionen bei der Verarbeitung;
e_{td}	Emissionen bei Transport und Vertrieb;

THG-EINSPARUNGEN	
e_{sca}	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken;
e_{ccs}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO ₂ ;
e_{ccr}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO ₂ ;
$e_{ee'}$	Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung.

EMISSIONEN BEI DER GEWINNUNG ODER BEIM ANBAU DER ROHSTOFFE (e_{ec})



EINSATZ VON ABFÄLLEN UND RESTSTOFFEN:

- Annahme: 0 g CO_{2eq}/MJ
- Material fällt unweigerlich an, Emissionen aus der Erzeugung sind Hauptprodukt zuzuordnen
- Emissionen erst ab Sammlung einzubeziehen
- Problematik bzgl. Kategorisierung als „Abfall“, „Reststoff“ oder „Nebenprodukt“

EINSATZ VON NAWAROS:

- Anzusetzen: Sämtliche Emissionen des Gewinnungs- und Anbauprozesses, anfallende Abfälle und Leckagen, Verwendung von Chemikalien etc.

EMISSIONEN BEI TRANSPORT UND VERTRIEB (e_{td})



SETZT SICH AUS 3 TEILEN ZUSAMMEN:

- Transport Biomasse zur Anlage
- Transport Biomethan über das Gasnetz
- Strombedarf Verdichter Erdgastankstelle

EMISSIONEN BEI TRANSPORT UND VERTRIEB (e_{td})



TRANSPORT BIOMASSE ZUR ANLAGE - FAKTOREN:

- Transportmittel und eingesetzter Kraftstoff (Daten z.B. aus BioGrace Datenbank)
- Transportdistanz
- Gasertragswert der transportierten Biomasse

Biomasse	Transportmittel	Energieverbrauch [MJ / t.km]	Emissionen Diesel [g CO _{2-eq} /MJ]	Transportdistanz [km]	Biomassetransport Emissionen [g CO _{2-eq} /MJ]
Zuckerrübenkleinteile	Diesel-LKW: trockene Biomasse	0,94	87,64	10	0,92
“	“	“	“	50	4,59
Fettabscheiderinhalte	Diesel-LKW: flüssige Biomasse	1,01	87,64	10	3,06
“	“	“	“	50	15,30

EMISSIONEN BEI TRANSPORT UND VERTRIEB (e_{td})



II. TRANSPORT ERDGASNETZ

- Gasverbrauch: 0,17% des transp. Biom.
- Stromverbrauch: 0,23 Wh/kWh

Standardwert	Emissionen [g CO ₂ -eq/MJ]	Emissionen [g CO ₂ -eq / MJ]*
Erdgas EU Mix	67,59	0,13
Strom EU Mix	127,65	0,03
Strom DE	169,9	0,04

* Annahme:
Einspeisemenge 1 GWh

III. VERDICHTER ERDGASTANKSTELLE

- Abhängig von Druckstufe

Verdichtungs- stufe	Stromaufwand [kWh _{el} /MJ]	Emissionen [g CO ₂ -eq / MJ]*
1 auf 250 bar	0,0110	5,61
16 auf 250 bar	0,0055	2,80
40 auf 250 bar	0,0030	1,53

* Ab 01.09.2017: REDcert EU Systemgrundsätze geben Wert von
0,44 gCO₂eq/MJ vor

→ Emissionen Transport Biomethan Best Case: 1,69 gCO₂-eq / MJ

→ Emissionen Transport Biomethan Worst Case: 5,78 gCO₂-eq / MJ

EMISSIONEN BEI DER VERARBEITUNG (e_p)



I. BIOGASANLAGE & BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGE

Emitter	Wert [g CO _{2-eq} /MJ]	Anmerkung / Option	Quelle	Emissionen [g CO _{2-eq} /MJ]*
Strombedarf	127,65	Strom aus dem Netz	BioGrace Strom EU Mix (MV)	11,24
	4,60	Strom aus vor Ort stehendem Biogas-BHKW*1 - Biogas aus Abfällen und Reststoffen; +1,4% Methanemissionen aus BHKW (konservative Abschätzung)	Standardwert ENZ02; dbfz – Handreichung Biomethan	2,8
Wärmebedarf	0,00	Abwärme aus Biogas-BHKW	Auskunft REDcert	0
	0,43	Heizkessel Holzhackschnitzel (Abhängig von Wirkungsgrad; Annahme 85%)	dbfz – Handreichung Biomethan	0,017
	0,52	Heizkessel Rapsmethylester (Abhängig von Wirkungsgrad; Annahme 85%)	dbfz – Handreichung Biomethan	0,021

*Annahmen:

Einspeisemenge 1 GWh

Strombedarf 80.000 kWh_{el}

Wärmebedarf 30.000 kWh_{th}

EMISSIONEN BEI DER VERARBEITUNG (e_p)



II. BIOGASANLAGE

Emitter	Wert [in %]	Anmerkung / Option	Quelle	Emissionen [g CO _{2-eq} /MJ]*
Diffuse Methan- emissionen	1	Bezogen auf erzeugte Biogasmenge	Literaturwert IFEU	4,65
	0,8	Bezogen auf erzeugte Biogasmenge - Beispielhafte Annahme	Zu belegen durch Messprotokoll	3,71
	0,5	Bezogen auf erzeugte Biogasmenge - Beispielhafte Annahme	Zu belegen durch Messprotokoll	2,3
Gärreste	0	Geschlossenes Gärrestelager; bezogen auf erzeugte Biogasmenge	Zu belegen durch Technisches Datenblatt	0
	1,5	Offenes Gärrestelager; bezogen auf erzeugte Biogasmenge	Zu belegen durch externen Messbereich	6,96
	5	Offenes Gärrestelager; bezogen auf erzeugte Biogasmenge	Literaturwert KTBL	23,21

*Annahme:
Einspeisemenge 1 GWh
Keine weiteren Verbraucher

EMISSIONEN BEI DER VERARBEITUNG (e_p)



III. AUFBEREITUNGSANLAGE

Emitter	Wert [in %]	Anmerkung / Option	Quelle	Emissionen [g CO _{2-eq} /MJ]*
Methan- emissionen aus BGAA	0,01	Aufbereitung mit nachgeschalteter RTO; + Falls Stützfeuerung mit Erdgas: Emissionen müssen einbezogen werden	Literaturwert IFEU	0,05
	0,1	Aminwäsche, keine RTO; Methanschlupf = Methanemission	Literaturwert IFEU	0,46
*Annahme: Einspeisemenge 1 GWh	5	Druckwasserwäsche, keine RTO; Methanschlupf = Methanemission	Literaturwert IFEU	23,21

The background image shows a dirt path winding through a field of tall, golden-brown grass. A small rainbow is visible on the path. A semi-transparent teal box is overlaid on the bottom half of the image, containing the title text.

THG-EINSPARUNGSPOTENTIAL

GRÜNSTROM



Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen im Inselbetrieb (kein Anschluss an das Netz):
Emissionsfaktor von 0 kann für erzeugten Strom angenommen werden (zzgl. BKWH Betriebs-Emissionen)

Emitter	Wert [g CO _{2-eq} /MJ]	Anmerkung / Option	Quelle	Emissionen [g CO _{2-eq} /MJ]*
Strombedarf	0	Strom aus Windkraftanlage ohne Netzanschluss	REDcert	0
	0	Strom aus vor Ort stehendem Biogas-BHKW ohne Netzanschluss; +1,4% Methanemissionen aus BHKW (konservative Abschätzung)	REDcert; dbfz – Handreichung Biomethan	1,9
	4,60	Strom aus vor Ort stehendem Biogas-BHKW* ¹ - Biogas aus Abfällen und Reststoffen; +1,4% Methanemissionen aus BHKW (konservative Abschätzung)	Standardwert ENZ02; dbfz – Handreichung Biomethan	2,8
	127,65	Strom aus dem Netz	BioGrace Strom EU Mix (MV)	11,24

*Annahmen: Einspeisemenge 1 GWh
Strombedarf 80.000 kWh_{el}

CO₂-ABSCHEIDUNG UND -VERWERTUNG



Emissionseinsparungen durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid (e_{ccr}), wenn Kohlenstoff aus Biomasse anstelle des auf fossile Kraftstoffe zurückgehenden Kohlendioxids für gewerbliche Zwecke verwendet wird.

Emittent	Wert [in %]	Anmerkung / Option	Quelle	Einsparung / Emissionen [g CO ₂ -eq/MJ]
Methan- emissionen aus BGAA	-	Abhängig von Menge Offgas und dessen Zusammensetzung	REDcert; Biokraft-NachV	~ -40

*Annahme: Einspeisemenge 1 GWh

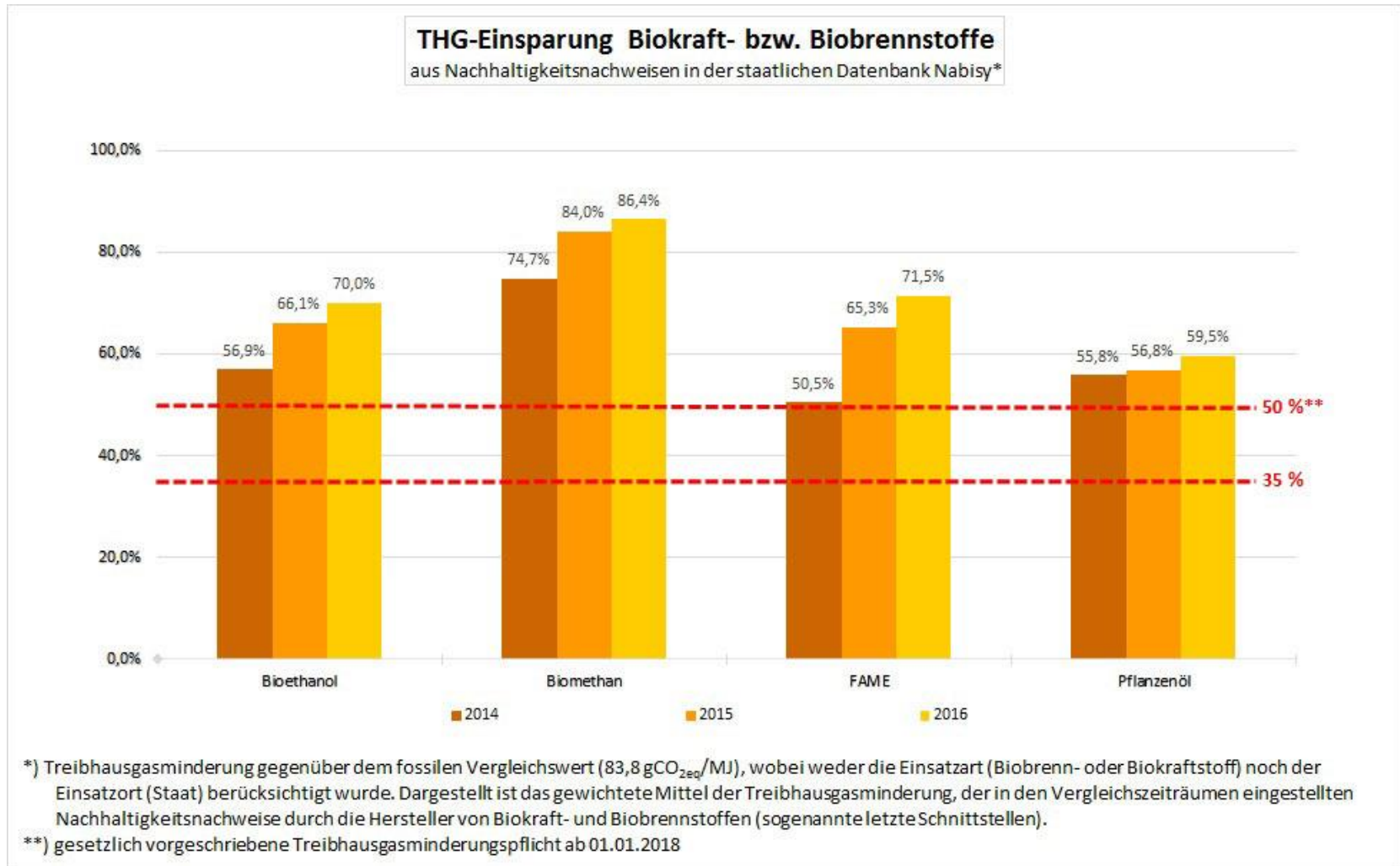
GÜLLE BONUS



Der Vorschlag für die überarbeitete RED (COM(2016) 767 final) sieht in Annex XI, Part A THG-Standardwerte für aus Gülle hergestelltes Biomethan vor. Der Standardwert variiert abhängig von 2 Faktoren: Gärrestlagerung und RTO

Emitter	Wert [in %]	Anmerkung / Option	Quelle	Emissionen [g CO _{2-eq} /MJ]
Methan-emissionen aus BGAA	202	Geschlossenes Gärrestelager + RTO vorhanden	COM(2016) 767	-95,88
	179	Geschlossenes Gärrestelager + Keine RTO	COM(2016) 767	-74,26
	94	Offenes Gärrestelager + RTO vorhanden	COM(2016) 767	5,64
	72	Offenes Gärrestelager + Kein RTO	COM(2016) 767	26,32

ENTWICKLUNG THG-EINSPARUNG



ZWISCHENFAZIT



- Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen heute schon Klassenbeste bei der THG-Minderung
- Weitere Potentiale durch
 - Hochwertige Technik (Effizienz und Vermeidung von Methan-Emissionen)
 - Anerkennung von erneuerbarem Strom
 - CO2 Abscheidung und Nutzung
 - Gutschrift der vermiedenen Emissionen beim Einsatz von Gülle

A photograph of a wooden sculpture made of several weathered, greyish-brown planks of wood, arranged in a complex, abstract, and somewhat chaotic structure. The sculpture is set against a bright blue sky with scattered white clouds. A semi-transparent teal rectangular box is overlaid on the lower portion of the image, containing the title text.

AUSBLICK UND HERAUSFORDERUNGEN

IN BIOMETHAN ALS KRAFTSTOFF STECKEN GROßE POTENTIALE



200+ Biomethan-
anlagen in D speisen
über 30.000 TJ p.a. ein



Biomethan: hohe THG-
Minderungswerte durch
CO₂-Nutzung & Einsatz
von Gülle



Biomethan aus Gülle /
Reststoffen häufig die
günstigste verfügbare
Form der THG-
Quotenerfüllung



Gesamte Biogas-
erzeugung in D liegt bei
über 200.000 TJ p.a.



Erdgasnetz in Europa
als Infrastruktur
vorhanden



Erdgas- / Biomethan-
fahrzeug mit geringen
NO_x / Feinstaub-
Emissionen



POLITISCHE FORDERUNGEN ZEICHNETEN EIN POSITIVES BILD FÜR BIOMETHAN ALS KRAFTSTOFF



- EU: FQD & RED für 2020 – 2030: Einführung von Unterzielen für fortschrittliche Kraftstoffe

→ *Biomethan aus Gülle und Abfällen ist heute schon verfügbar*

- Merkelsche Energiepolitik: Versorgungssicherheit | Wirtschaftlichkeit | Umweltschutz

→ *Biomethan als Kraftstoff passt in das Merkelsche Dreieck*

- Staatssekretär Baake: „...Erdgasanteil von 4 Prozent am Energieverbrauch im Verkehrssektor bis 2020 ... erreichen“ (ca. 100.000 TJ)

→ *Ausreichend Absatzpotential für Biomethan*

- Klimaschutzplan : Rückgang um 23 Mio. t CO_{2eq} bis 2020 und über 60 Mio. t CO_{2eq} bis 2030

→ *Ambitionierte Ziele*

DEUTSCHLAND VERABSCHIEDET (SICH VON) KLIMAZIELE(N) IM VERKEHRSESEKTOR



2014: Anpassung BIMSCHG

- Absenkung THG Quote für 2017 von 4,5 auf 4,0%

2016: Erfüllung der THG Quote ab 2020 mit UER

- UER: Upstream Emission Reduction
- Maßnahmen zur THG Minderung bei Förderung von Rohöl

2017: Beschluss BIMSCHV

- Anrechnung von CNG & LPG auf die THG Quote
- Reduktion der Nachfrage um 10% durch Anpassung der Referenzwerte

+1,1 Mio. t CO₂ p.a.

+3,9 Mio. t CO₂ p.a.

+1,5 Mio. t CO₂ p.a.

UND BIOMETHAN? EIN KRAFTSTOFF OHNE ZUKUNFT?



FAKTEN 2017

- ⚡ Niedrigste Anzahl von Erdgasfahrzeugen und -tankstellen seit Jahren
- ⚡ Nur ca. 1.000 TJ Biomethan als Kraftstoff (nur 1% der Quotenerfüllung in D)
- ⚡ Nur noch 4 zertifizierte Biomethan-Anlagen in Deutschland (für Quote)

URSACHEN

- Unsicherheit bei der Energiesteuer
- Komplexe Nachweisführung
- Fehlende Standardwerte
- Vermischungsverbot bei tierischen Fetten
- Benachteiligung im Quotenhandel

BEISPIEL 1: VOM VERBOT DER „TIERISCHEN FETTE“ ZU VEGANEM BIOMETHAN



HINTERGRUND

- Seit 2012 sind Biokraftstoffe, die aus „Tierischen Ölen und Fetten“ erzeugt werden nochmal zusätzlich explizit von der Quote ausgeschlossen
- Begründung war die Schonung der „oleochemischen Industrie“
- Eine weitreichende Auslegung führte ab 2013 dazu, dass Kraftstoff nur noch in „ausschließlich veganen“ Biomethan-anlagen erzeugt wird
- Eine Verordnung zu Klärung der Situation ist immer noch nicht umgesetzt

FOLGEN

- Von ursprünglich fast 15 Biomethan-anlagen erzeugen 2017 nur noch 4 Anlagen Biomethan für den Einsatz als Kraftstoff (für Quote)
- 3 von diesen Anlagen haben als Inputstoffe hauptsächlich Nebenprodukte der Biodiesel- und Bioethanolerzeugung
- Tierische Fette und Öle werden weiterhin gesammelt, zu Biodiesel verarbeitet und in die Nachbarländer exportiert

BEISPIEL 2: NACHWEISFÜHRUNGSMASCHINERIE UND FEHLENDE STANDARDWERTE



- Obwohl nur noch 4 Anlagen für die Erzeugung von quotenfähigen Kraftstoff zertifiziert sind, existiert eine umfangreiche Nachweisführungssysteme
- Nabisy hat aktuell ca. 180 aktive Stoffschlüssel – davon ca. 105 alleine für Biomethan
- Trotzdem gibt es nur 3 Standardwerte für Biomethan
- Klassische Abfall-Biomethananlage verarbeitet 20–40 unterschiedliche Stoffe
- Für jeden Stoffschlüssel bedarf es monatlich eine individuelle THG Berechnung
- Neue Standardwerte aus dem BIOGRACE 2 stehen seit Jahren zur Verfügung

BEISPIEL 3: NEUER REFERENZWERT REDUZIERT DIE NACHFRAGE UM RUND 10 %



- Aktueller Referenzwert: 83,8 g CO_{2eq}/MJ
- Neuer Referenzwert : 94,1 g CO_{2eq}/MJ
- Quotenerfüllung durch LPG und CNG möglich

POSITION	EINHEIT	2017	2018	ANMERKUNG
Gesamt THG-Emissionen	Mio. t CO _{2eq}	200	225	Bedingt durch Anhebung Referenzwerte
Notwendige Minderung	Mio. t CO _{2eq}	8,0	8,4	4,0 % Quotenverpflichtung Erfüllung durch LPG & CNG abgezogen
THG-Wert Biokraftstoff	g CO _{2eq} /MJ	25,0	25,0	Annahme für durchschnittlichen Wert für Biodiesel / Bioethanol
Referenzwert	g CO _{2eq} /MJ	83,8	94,1	Relative Erhöhung um 12,3 %
THG-Minderung	g CO _{2eq} /MJ	58,8	69,1	Relative Erhöhung um 17,5 %
Benötigte Beimischung	PJ	136	122	Nachfragerückgang um ca. 11%
	Mio. t	4,1	3,7	

BEISPIEL 4: WERTIGKEIT VON BIOMETHAN ALS KRAFTSTOFF WIRD UM BIS ZU 40% ZURÜCKGEHEN



ERDGAS WIRD AUCH QUOTE GENERIEREN

- Tankstellen werden Erlöse aus Quotengenerierung für sich beanspruchen
- Für Biomethan verbleibt nur Quotengenerierung im Vergleich zu Erdgas

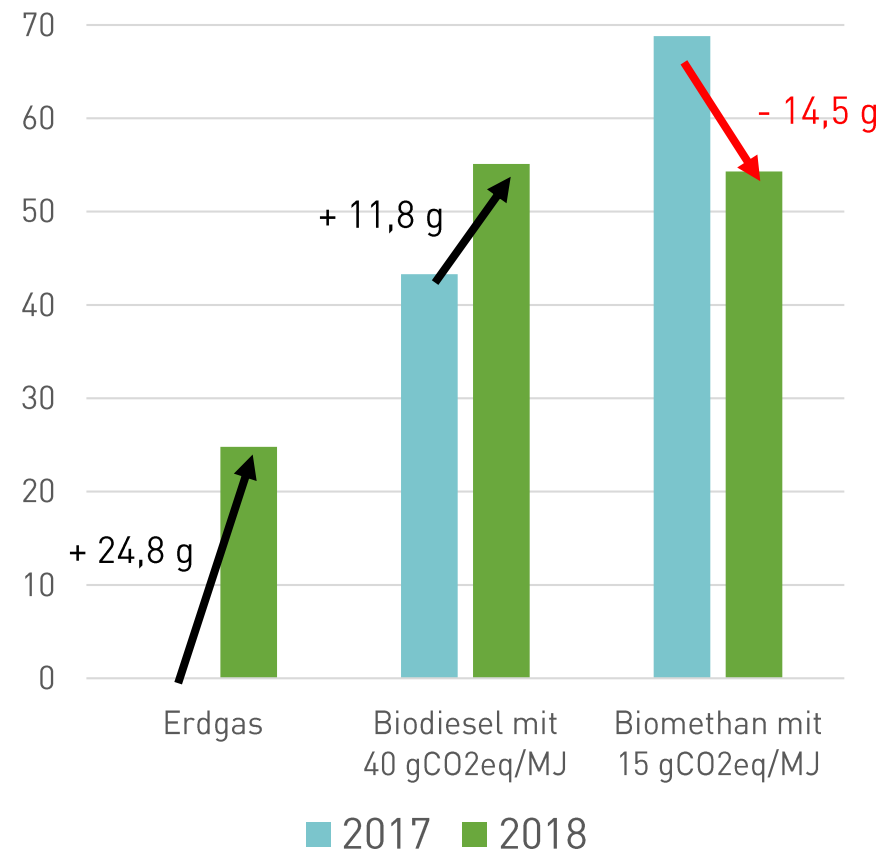
BIODIESEL GENERIERT MEHR QUOTE

- Bei gleichen Kosten für die Beimischung wird Quotenpreis um 20-30 % zurückgehen

BIOMETHAN GENERIERT WENIGER QUOTE

- Erlöse für Biomethan könnten in der Summe um 30-40 % zurückgehen

Veränderung der THG-Minderung in 2018



BEISPIEL NR. 5: FORTSCHRITTLICHE KRAFTSTOFFE AUF BASIS VON EXOTISCHEN RESTSTOFFEN



Die folgenden Reststoffe sind neben Gülle und Abfall nach Anhang IX der überarbeiteten RED und damit der geplanten 38. BImSchV für die Unterquote zulässig:

- Abwasser aus Palmölmühlen
- leere Palmfruchtbündel
- Rohglyzerin
- Bagasse
- Traubentrester und Weintrub
- Nussschalen
- Hülsen
- entkernte Maiskolben

Wieso die Nebenprodukte von Kraftstoffen fördern, welche ab 2020 abgeschafft werden?

Wieso die Nebenprodukte der Zuckererzeugung in Brasilien etc. und nicht die der Erzeugung in Europa?

Wie kommt man zu so einer Liste und wurde je kommerziell Kraftstoff aus diesen Stoffen erzeugt?

MAßNAHMEN NOTWENDIG DAMIT BIOMETHAN ZU DEN KRAFTSTOFFEN DER ZUKUNFT GEHÖRT



PERSPEKTIVE BIETEN

- EU Biomassedefinition für die Unterquote korrigieren
- Relevante Unterquote einführen

BENACHTEILIGUNG VON BIOMETHAN BEENDEN

- Nachweisführung vereinfachen
- Neue EU-Standardwerte für Biomethan umsetzen (Gülle, Abfälle)
- Internationalen Handel ermöglichen

ERDGASMOBILITÄT AUSBAUEN

- Besteuerung von Erdgas und Biomethan langfristig klären
- Erdgasinfrastruktur fördern & fordern

BIOMETHAN
ERZEUGUNG | HANDEL | BERATUNG



LANDWÄRME GMBH

Ungererstraße 40
80802 München
T +49 | 89 | 24 88 200 10
www.landwaerme.de

ZOLTAN ELEK

Geschäftsführer
zoltan.elek@landwaerme.de
T +49 | 89 | 24 88 200 11