



Institut für Biogas
Kreislaufwirtschaft & Energie
Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin



Biogasaufbereitung - Anreize, Verfahren, Wirtschaftlichkeit und Vermarktung

Frank Scholwin & Georg Siegert (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie)

Das Projekt Biogasperspektiven wurde gefördert durch:



Hintergrundinfo zum Projekt:

Im Biogasperspektivenprojekt wurden Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Biogasproduktion und seiner Co-Produkte an 15 Beispielanlagen in Thüringen untersucht. Dabei sind sowohl die Möglichkeiten der Weiternutzung der Biogasanlagen nach Auslaufen der ersten 20jährigen Vergütung betrachtet und gegenübergestellt worden. Aber auch die Anlagenoptimierung von Biogasanlagen mit fester EEG-Vergütung in den nächsten 10 Jahren konnte untersucht werden. Neben einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für jede Anlage wurde je nach Voraussetzungen individuell auf die Anlagen eingegangen. So konnten unter anderem drei Energieeffizienzberatungen, eine Ausschreibung, die Begleitung eines Biogasaufbereitungsprojektes mit Tankstelle und eine Substratumstellung durchgeführt werden. Daneben werden über Seminare und Standardinfoblätter Informationen aus den individuellen Erfahrungen der Anlagen optimiert für die Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.



**KOMPETENZNETZWERK
BIOGAS**



Traditio et Innovatio

**Wissens-
transfer**

**Strategie-
beratung**



Biogas

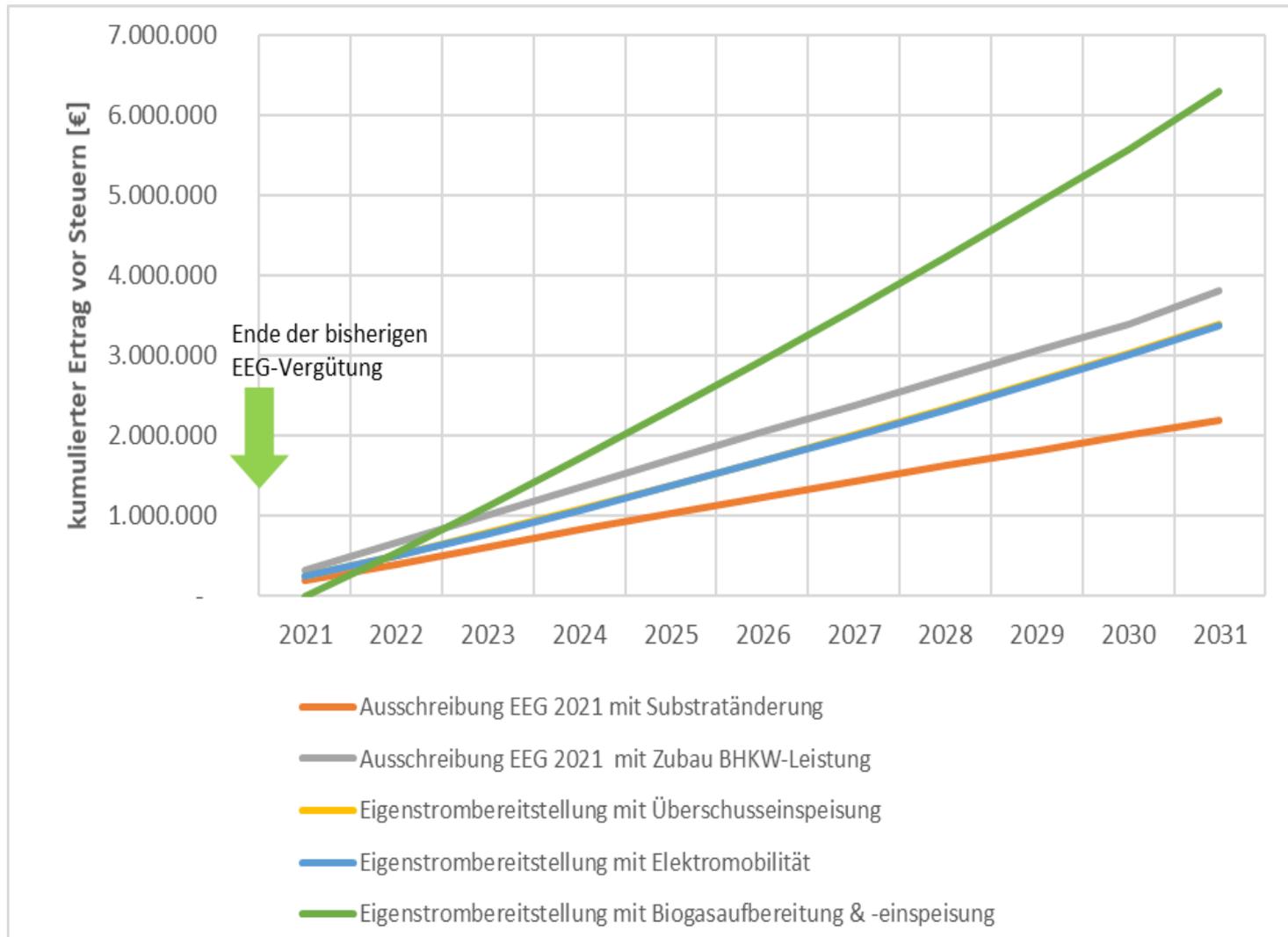
**THG-
Bilanzen**

Biomethan

Warum Biogasaufbereitung?



- EEG-Auslauf
- Wachstumspfad
- Quotenpreis im Kraftstoffsektor
- Biomethanpreis



EEG 2021

- nur noch 45% Bemessungsleistung → mehr als doppelte Überbauung notwendig
- deutlich geringere Vergütungen als in den EEGs von 2000/2004/2009
- hohe Anforderungen an Altanlagen:
 - 150 Tage gasdichte Verweilzeit
 - 45% Bemessungsleistung bei 1000 Stunden Leistungsabruf im Jahr mit 85% der installierten Leistung

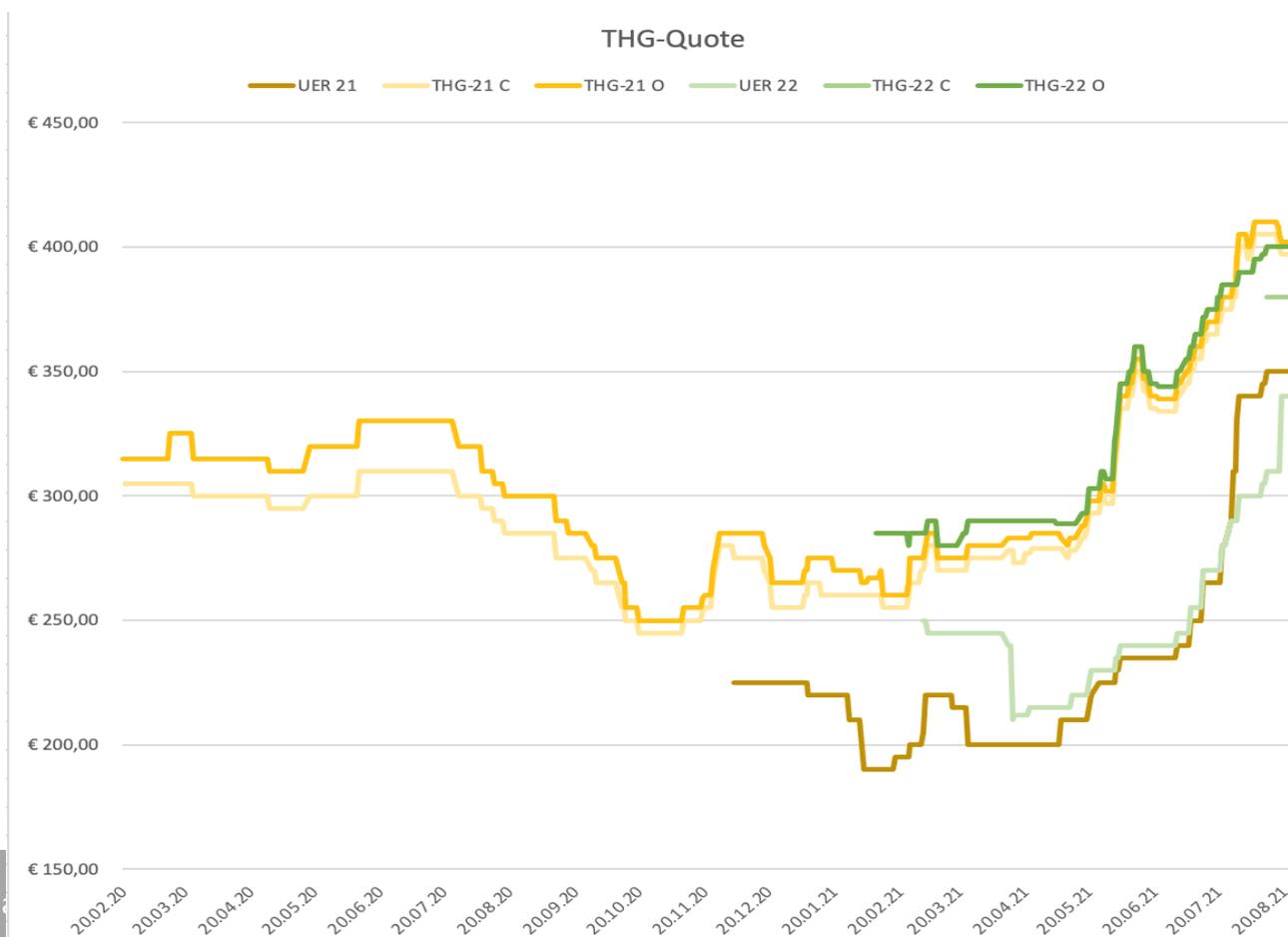
44. BImSCHV:

- Abgas-Grenzwerte (CO, NO_x, SO_x, HCHO, Gesamt-C, NH₃)
- Verplombung Katalysator
- Jährliche Emissionsmessung, Dokumentationspflichten
- NO_x Tagesmittelwert überwachen, Kat-Temperatur überwachen

THG-Quote



- Schrittweise Anhebung der THG-Quote auf bis 25 % in 2030, der Unterquote von 0,1 % (2021) auf bis zu 2,6 % in 2030¹⁾
- Hohe Standard-THG-Einsparwerte für Biomethan aus Gülle/Mist
- Anhebung der Pönale von 470 auf 600 € je Tonne CO₂, äqu.

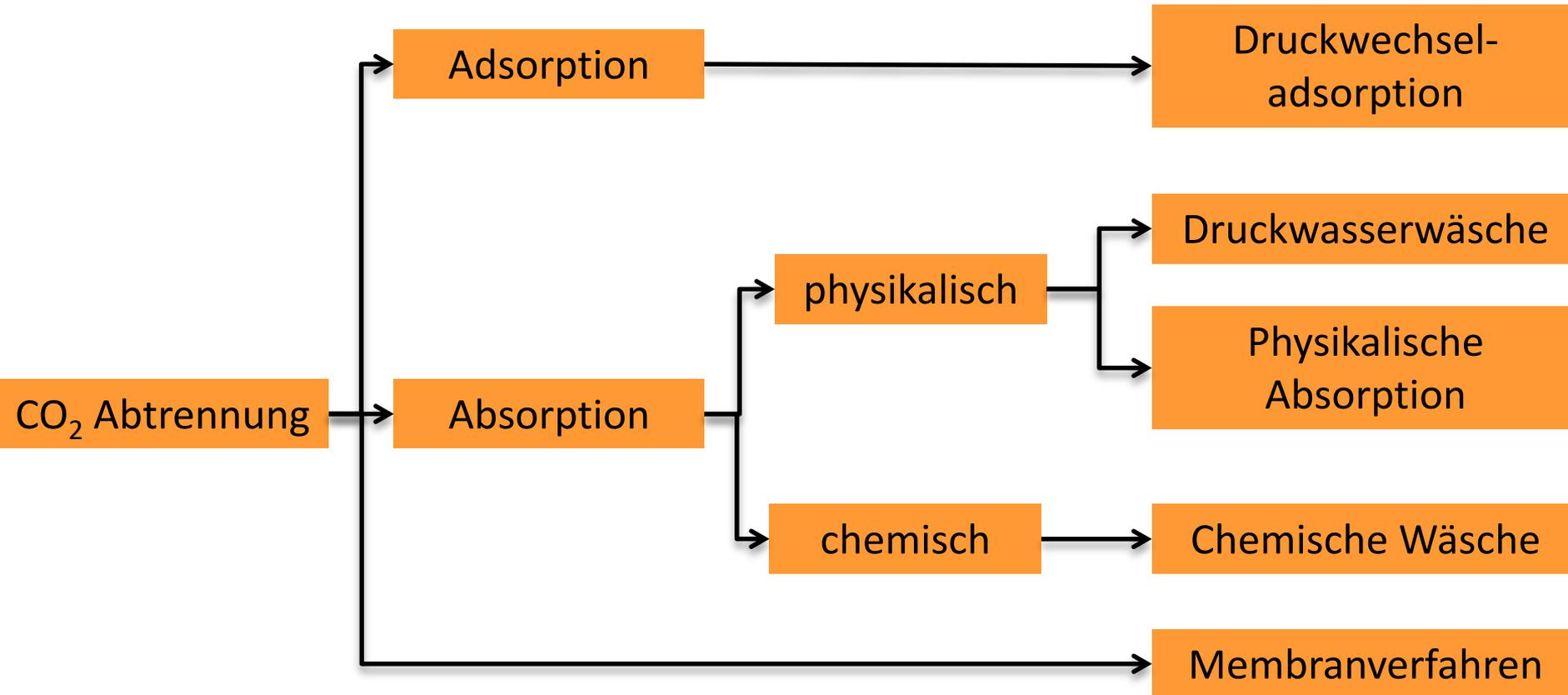


Gebäudeenergiegesetz (GEG) seit 1. November 2020 in Kraft:

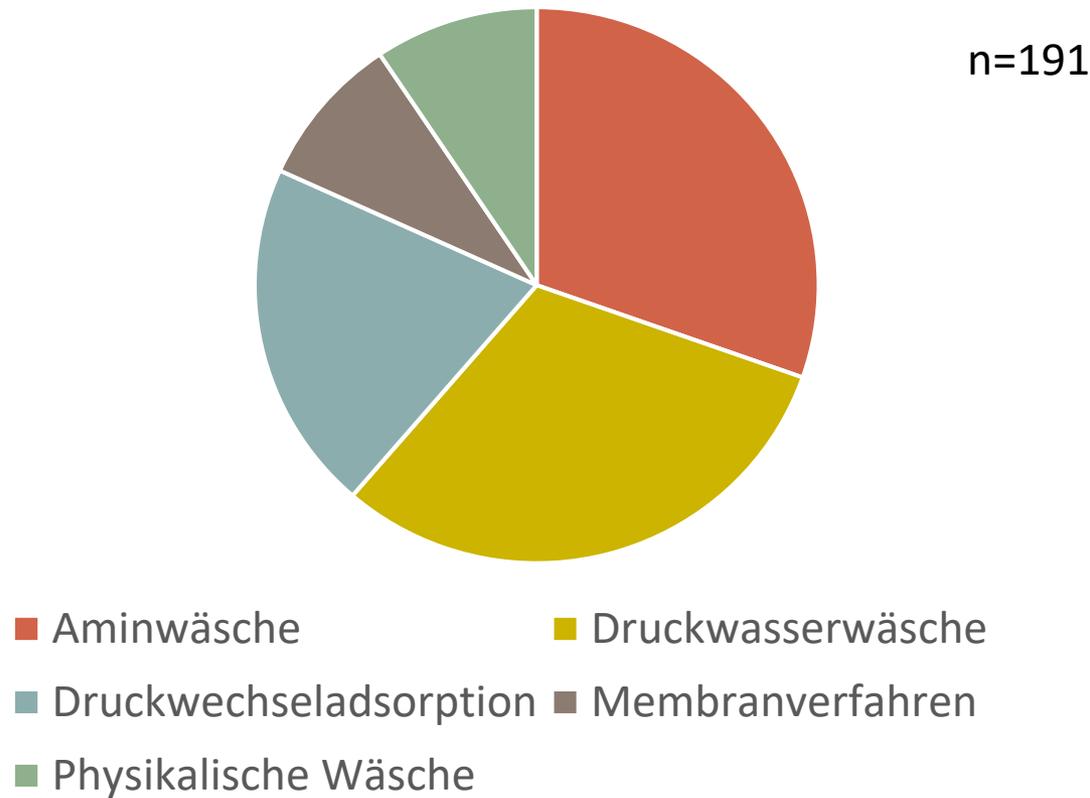
	Geltungsbereich	PEF	Mindest-Anteil	Stand
Biomethan in hocheffizienter KWK-Anlage	Neubauten	0,5	30 %	wie bisher
Biomethan in hocheffizienter KWK-Anlage	Quartiere	0,5	30 %	wie bisher
Biomethan im Brennwertkessel	Neubauten	0,7	50 %	neu

- in größeren Wärmenetzen kann Biomethannutzung den Erwerb von Emissionszertifikaten verhindern
- angeschlossene/ anzuschließende Gebäude bekommen mit Biomethaneinsatz über hohen Anteil erneuerbarer Wärme Zugang zu Förderprogrammen der BEG/KfW

Biogasaufbereitungsverfahren



- Anlagenzahl: 232 Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland (Mai 2021)
- Verteilung der eingesetzten Aufbereitungsverfahren:



Datenquelle: DBFZ 06/2017

Verfahren:

- Biogas wird verdichtet und im Gegenstrom durch eine Waschkolonne geführt
- Aminlösung (versch. Ethanolamin-Wasser-Gemische) strömt von oben nach unten und absorbiert CO_2
- gereinigtes CH_4 wird am Kolonnenkopf abgezogen; Aminlösung wird in Desorptionkolonne über Erhitzen und Druckentspannung regeneriert



Quelle: FNR-Leitfaden

Vorteile:

- Durch hohe Bindungskräfte zwischen Waschlösung und CO_2 sehr hohe Methankonzentration im Produktgasstrom und geringer Methanschlupf
- als einziges Aufbereitungsverfahren ohne regenerative thermische Oxidation (RTO)
- geringer Methanverlust
- KWK-bonusfähige Wärmenutzung
- deutlich geringerer Stromverbrauch gegenüber anderen Verfahren

Nachteile:

- Apparativer Aufwand zur Wärmeauskopplung
- Erhöhte Capex
- gleichmäßiger Wärmeüberschuss muss vorhanden sein
- Einsatz wassergefährdender Stoffe

Verfahren:

- Biogas wird auf mehrere bar Druck verdichtet und im Gegenstrom durch die Waschkolonne geführt
- Wasser strömt von oben nach unten und absorbiert CO_2
- gereinigtes CH_4 wird am Kolonnenkopf abgezogen
- Wasser wird durch zweistufige Druckentspannung und Lufteintrag regeneriert und in Kolonne zurückgeführt



Quelle: FNR-Leitfaden

Vorteile:

- kein Einsatz wassergefährdender Stoffe
- abgesehen von Aminwäsche vergleichsweise geringer Methanverlust
- theoretisch keine Feinentschwefelung notwendig
- keine Prozesswärme notwendig

Nachteile:

- regenerative thermische Oxidation (RTO) notwendig → erhöhte Capex
- vergleichsweise hoher Stromverbrauch → erhöhte Opex

Verfahren:

- Biogas wird auf mehrere bar Druck verdichtet und durchströmt Adsorbens (Aktivkohle, Molekularsiebe (Zeolithe) oder Kohlenstoffmolekularsiebe)
- CO_2 bindet an Adsorber und CH_4 passiert die Kolonne
- anschließende Reinigung des beladenen Adsorbers durch stufenweise Entspannung, Vakuum oder ggf. Spülgas

Vorteile:

- kein Einsatz wassergefährdender Stoffe
- keine Prozesswärme notwendig
- in Abhängigkeit der Vorreinigung sehr lange Standzeiten des Adsorbers

Nachteile:

- regenerative thermische Oxidation (RTO) notwendig → erhöhte Capex
- hoher Methanverlust im Vergleich der Aufbereitungsverfahren

Verfahren:

- Biogas wird auf mehrere bar Druck verdichtet und im Gegenstrom durch die Waschkolonne geführt
- Organisches Lösungsmittel (Polyglykollgemische) durchströmt Biogas von oben nach unten und absorbiert CO_2
- gereinigtes CH_4 wird am Kolonnenkopf abgezogen
- organisches Lösungsmittel wird durch Druckentspannung, Lufteintrag und geringe Erwärmung regeneriert und in Kolonne zurückgeführt

Vorteile:

- abgesehen von Aminwäsche vergleichsweise geringer Methanverlust

Nachteile:

- regenerative thermische Oxidation (RTO) notwendig → erhöhte Capex
- Einsatz wassergefährdender Stoffe

Quelle: FNR-Leitfaden

Verfahren:

- Biogas wird auf mehrere bar Druck verdichtet und durch die Membranen geleitet
- durch Druckdifferenz an ein- bis dreistufiger Membran wird CH_4 zurückgehalten während CO_2 die Membran passiert
- CO_2 mit Restmethan wird als Schwachgas aus den Membranbündeln abgezogen



Quelle: Envitec



Quelle: Persson



Vorteile:

- vergleichsweise platzsparende Anlagentechnik
- auch für kleine Biogasvolumenströme geeignet
- kein Einsatz wassergefährdender Stoffe
- keine Prozesswärme notwendig

Nachteile:

- regenerative thermische Oxidation (RTO) notwendig → erhöhte Capex
- hoher Methanverlust im Vergleich der Aufbereitungsverfahren
- hoher Stromverbrauch im Vergleich der Aufbereitungsverfahren

Wann ist ein Wechsel weg vom EEG hin zur Biogasaufbereitung sinnvoll?

- bei hohen Einsatzstoffmengen an Wirtschaftsdüngern → hoher Wert des Biomethans
- wenn eine Mindestmenge an Rohbiogas zur Verfügung steht
- wenn ein Gasnetz mit entsprechender Aufnahmekapazität in der Nähe ist
- kann in Kombination mit EEG ohne BHKW-Zubau oder Eigenstromerzeugung sinnvoll sein; Voraussetzung: günstige Substrate
- bei entsprechender Flächenverfügbarkeit
- hohe Investitionskosten → Liquidität notwendig, Anlagenhersteller co-investieren ggf.

Herausforderungen bei der Integration der Biogasaufbereitungsanlage:

- Entfernung zur nächsten Einspeisemöglichkeit ins Gasnetz
- Deckung des Wärmebedarfes am Standort neben der Biogasaufbereitung
- Investitionskosten für Aufbereitungsanlage und RTO
- Bereitstellung erneuerbaren Stroms zur Biogasaufbereitung
- Bilanzielle Teilbarkeit des Gases in den EEGs 2004 und 2009

Investitionskosten	Überschlägige Kosten
Aufbereitungsanlage für 200 m ³ Rohbiogas/h (Membranverfahren)	750.000 €
Baunebenkosten	50.000 €
Planung und Genehmigung	35.000 €
Inbetriebnahme	35.000 €
Schwachgasnachbehandlung	150.000 €
Kosten für Biogaskessel zur Wärmebereitstellung (150€/kW_th)	40.000 €
Biogaseinspeiseanlage max. (max. 250.000€)	250.000 €
Abschreibung (10a)	131.000 €/a
Kapitalkosten (3% Zinsen linear)	39.300 €/a

Wirtschaftlichkeit- Betriebskosten



Betriebskosten	[€/a]
Wartung (2,5% von Investition außer Einspeiseanlage)	23.500 €/a
Stromkosten (0,25kWh/Nm ³ Rohbiogas bei 200Nm ³ /h und 8000h/a mit 20 Cent/kWh)	80.000 €/a
Personalkosten (pauschal 365h/a mit Kosten von 30€/h)	10.950 €/a
Versicherungskosten (0,5% von Investition)	5.000 €/a
Gesamtkosten	289.750 €/a
Kosten für Substrate zur Rohbiogaserzeugung (aus 6.243 t Maissilage zu 35 €/t und 10.000 Rindergülle zu 0 €/t)	218.000 €/a
Kosten für Substrate zur Rohbiogaserzeugung (aus 4.693 t Maissilage zu 35 €/t und 20.000 Rindergülle zu 0 €/t)	163.000€/a
Betriebskosten abgeschriebene BGA (pauschal)	120.000 €/a

Ertrag

Biomethan mit 10.000 m³ Gülle	7,2 Cent/kWh _{HS} (11kWh/Nm ³)
(7,2 Cent/kWh_{HS} Biomethan für	703.000 €/a
NawaRo-Gülle-Biomethan-Gemisch	
bei 110Nm³/h und 8000h/a)	
Biomethan mit 20.000 m³ Gülle	7,9 Cent/kWh _{HS} (11kWh/Nm ³)
(7,9 Cent/kWh_{HS} Biomethan für	771.000 €/a
NawaRo-Gülle-Biomethan-Gemisch	
bei 110Nm³/h und 8000h/a)	

Gesamtertrag

NawaRo-Gülle-Biomethan-Gemisch mit 10.000 m³ Gülle	75.300 €/a
--	-------------------

NawaRo-Gülle-Biomethan-Gemisch mit 20.000 m³ Gülle	198.400 €/a
--	--------------------

Wesentliche Einflussgrößen auf den Ertrag:
Rohbiogaspreis, THG-Quote, Strombedarf



- Preise für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen, Gülle und Bioabfällen unterschiedlich je nach Treibhausgasminderungspotenzial des Gases; Preise zwischen 6,5 und 15 Cent/kWh_{HS} möglich
- zur Wertermittlung ist in der Regel die CO₂-Bilanz des Biomethans zu berechnen, um das Treibhausgasminderungspotenzial zu bestimmen
- Verkauf des Biomethans mit und ohne THG-Quote möglich
- Bilanzkreisführung muss organisiert werden; übernimmt aber meistens Quotenkäufer

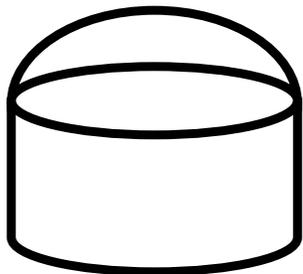


Mineralölkonzerne müssen THG-Quote erfüllen
(120 Quotenverpflichtete)

Weiterverkauf der Quote bzw. der zugehörigen Nachweise (abzüglich des Anteils für die eigene Quoten-Erfüllung)

$$\text{Quote}^* = \frac{\text{THG-Emissionen alternativer Kraftstoffe}}{\text{THG-Emissionen aller in Verkehr gebrachter Kraftstoffe}^{**}}$$

Produzent / Händler liefert alternativen Kraftstoff und erforderliche Nachweise für die THG-Quote (+ obligatorische Buchung in Nabisy^{***})



Eigentümer der Tankstelle im Besitz der Quote (Inverkehrbringer)

THG-Quote wird generiert



* Aktuell 6 %, bis 2030 auf 25 %, zusätzlich Unterquote für fortschrittlich. Kraftstoffe; ** inkl. aller alternativen Kraftstoffe, *** elektr. Datenbank zum Nachhaltigkeitsnachweis



- (ThEGA-Beratung)
- Detaillierte Machbarkeitsanalyse mit THG-Bilanzierung, Angebotseinholung und –vergleich für Technik und Gasabsatz
- Einspeiseanfrage Erdgasnetz
- Investitionsentscheidung und Finanzierung
- Genehmigungsplanung und Genehmigung
- Auftragsvergabe
- Gasabsatz Verträge
- Bauphase
- Inbetriebnahme und Abnahmen
- Betrieb



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

**Wir begleiten Ihr Projekt herstellerneutral von der Idee bis zum
Betrieb.**

M. Eng. Georg Siegert

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Steubenstr. 15 Eingang B, D-99423 Weimar

Tel +49 (0)3643 – 544 89 120

Fax +49 (0)3643 - 544 89 129

info@biogasundenergie.de



**KOMPETENZNETZWERK
BIOGAS**

www.biogaskompetenz.de



Member of

EBA

European Biogas Association