

Energiegase: Methan, Biogas, Wasserstoff, Synthesegase.

Von den Versorgungsgrundlagen der klassischen Gaswirtschaft bis zu den H₂-Innovationen zum Erreichen der Pariser Klimaziele und der Resilienz-Anforderungen des Green Deals

Teil 3 – Biogas

Prof. Dr. Gerald Linke
CEO Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

INHALTSVERZEICHNIS

- A Begrifflichkeiten
- B Biogasanlagen
- C Biomethananlagen
- D Zukunft der Biogasanlagen
- E Biogas-/Grüngaspotenziale made in Germany
- F Zukunftsperspektiven aus technisch-wissenschaftlicher Sicht
- G Biogas als Potenzial für negative Emissionen
- H Biokraftstoffe in der Mobilität

A Begrifflichkeiten

- ➔ Was ist Biogas?
- ➔ Familie der klima-freundlichen Gase
- ➔ THG-Emissionen von Biogas und anderen Gasen und Strom

Biogas (Rohbiogas)	i.d.R. aus NaWaRos durch Vergärung erzeugtes Gas (ca. 50% CH ₄ und 50% biogenes CO ₂)
Biomethan	auf Erdgasqualität aufgereinigtes Gas, d.h. ~ 100% CH ₄
Grüne Gase	Familie von Gasen mit einem besseren Carbon-Footprint als Erdgas; dabei wird über eine cradle-to-grave-Betrachtung das CO ₂ -Äquivalent ermittelt; i.d.R. aber erneuerbaren Ursprungs
Low-carbon gases	wie oben; i.d.R. Gase nicht-erneuerbaren Ursprungs, z.B. „blauer Wasserstoff“
De-carbonised gases	Synonym für low-carbon gases, da der Begriff der Dekarbonisierung nicht wissenschaftlich mit der Unterschreitung eines Schwellwertes verbunden ist

RFNBO

Renewable fuels of non-biological origin;
z.B. e-fuels, d.h. aus Strom erzeugte Kraftstoffe;
ebenso gebräuchlich für Kraftstoffe aus Abfällen

Synthesegas

synthetisiertes (künstl. hergestelltes Gas); z.B. Methan als
Synthese aus CO_2 und H_2 zu CH_4

Wasserstoff

Energieträger (keine Energiequelle, wenn man von „natürlichem“
Wasserstoff absieht); wird häufig nach „Farben“ kategorisiert, die
aber klimawissenschaftlich ohne Bedeutung sind, da aus
wissenschaftlicher Sicht ausschließlich der Carbon-Footprint die
entscheidende Größe ist

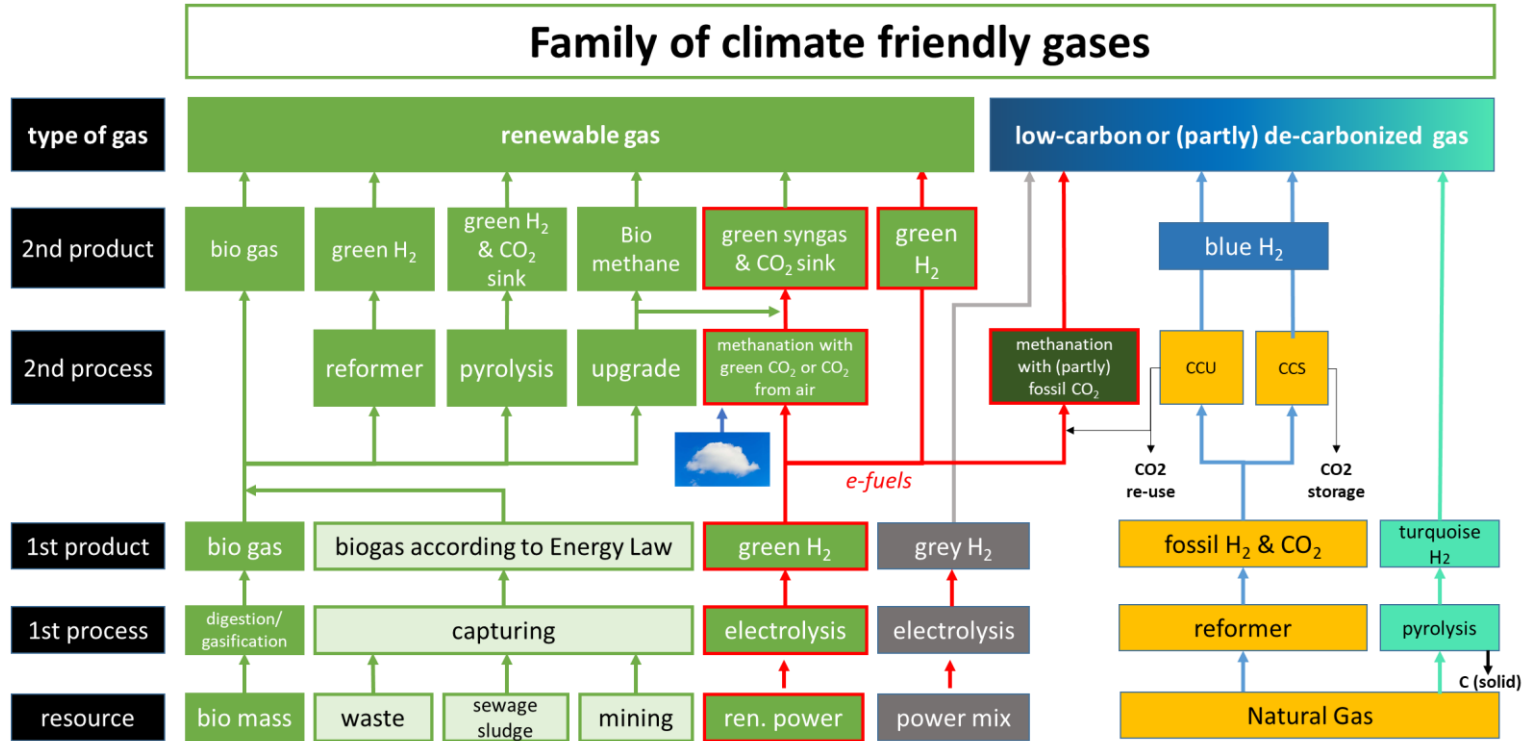
CCS

Carbon Capture Storage (CO_2 Einspeicherung)

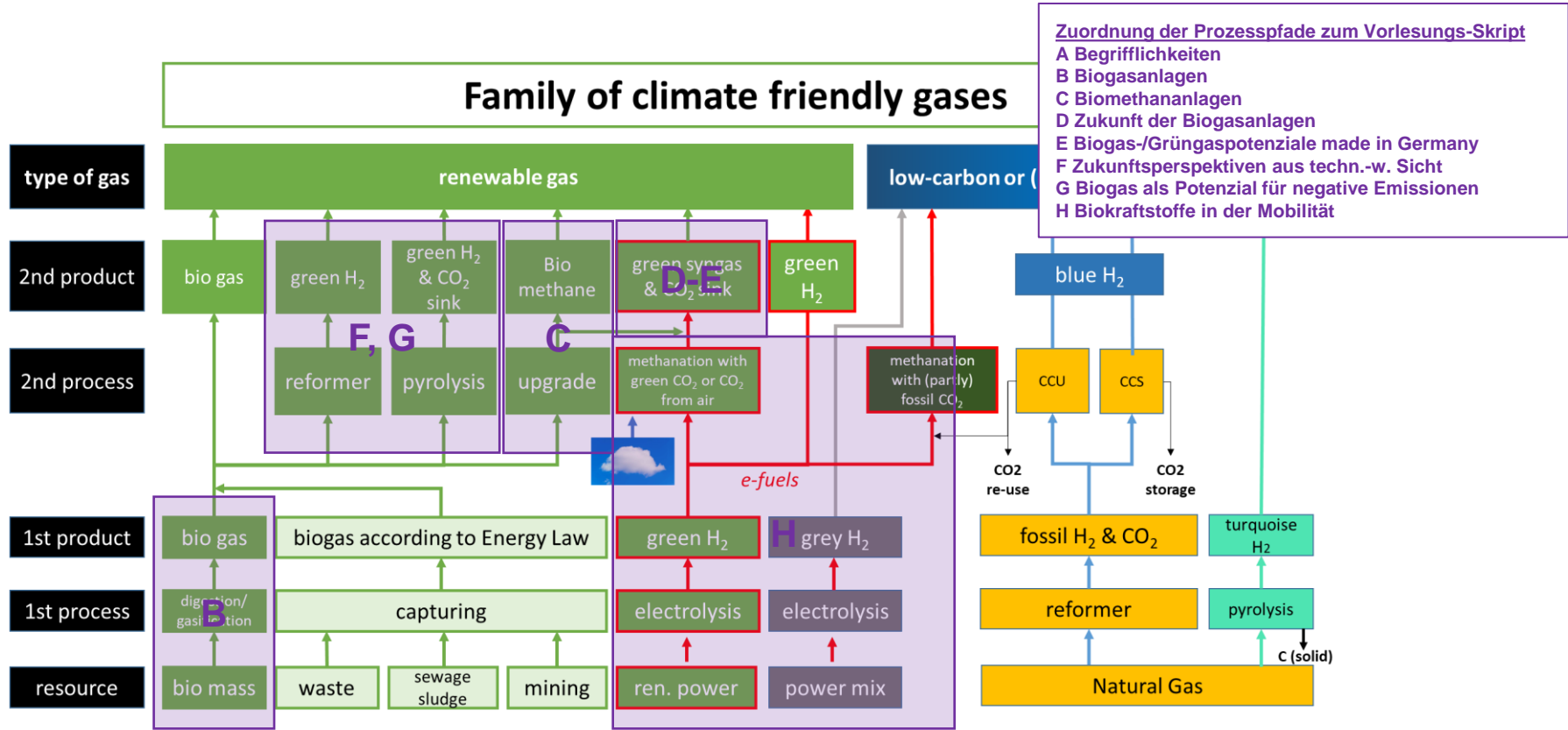
CCU

Carbon Capture Utilisation (CO_2 Verwendung ohne mittelfristige
Freisetzung von Kohlendioxid)

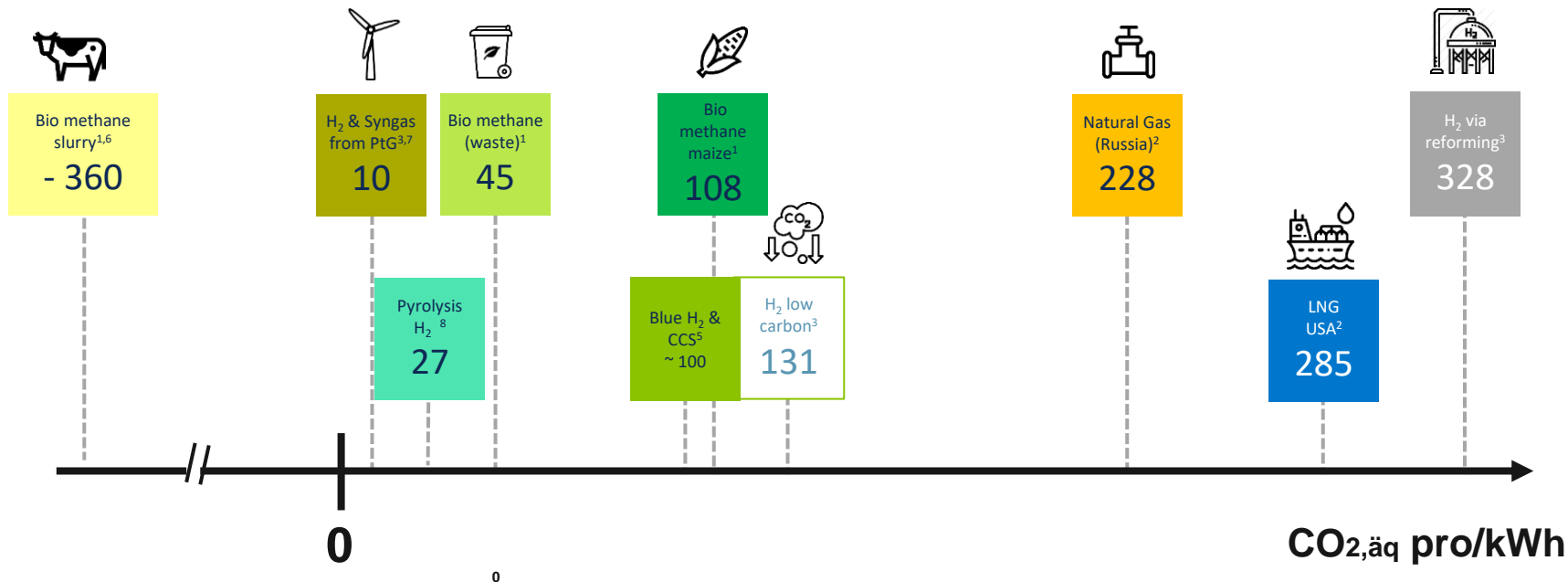
Einordnung verschiedener „grüner“ oder „(teil-)dekarbonisierter Gase: Erzeugung



Zuordnung der Prozesspfade zu den Abschnitten des Vorlesungs-Skripts



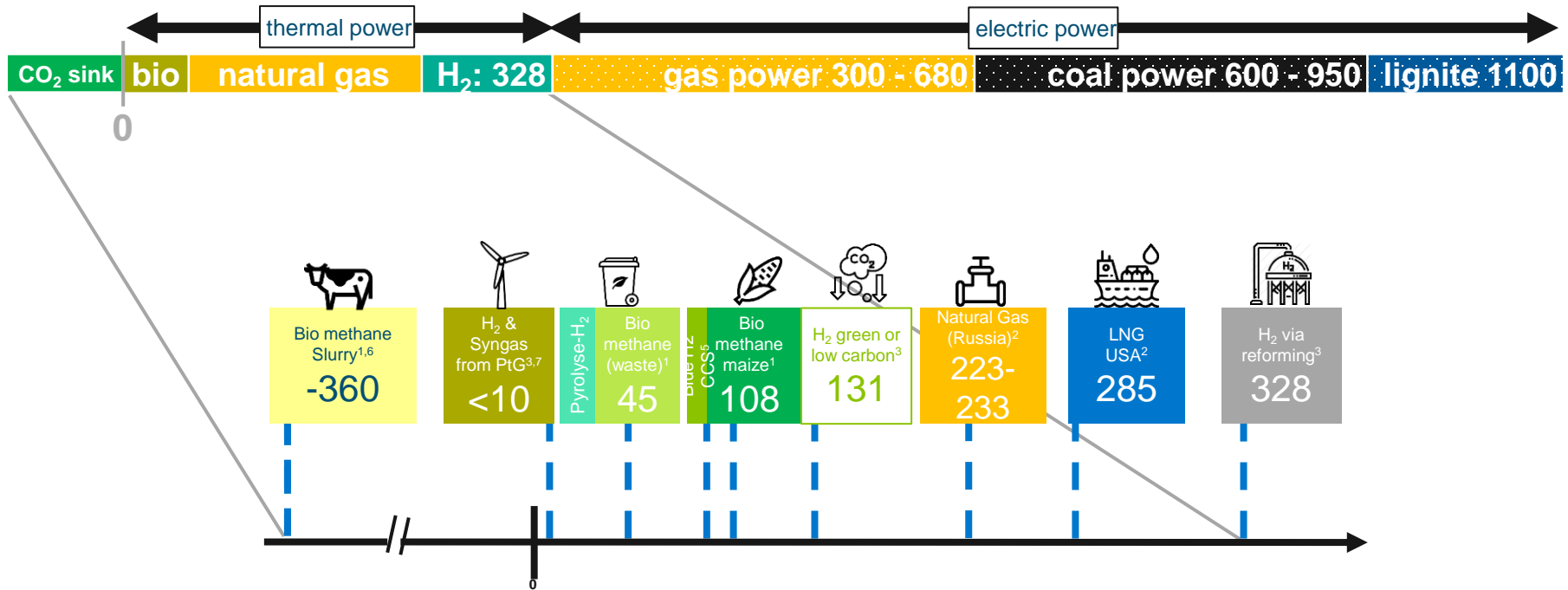
Erste grobe Einordnung des Carbon-Footprint von Gasen



1: Renewable Energy Directive, Annex VI, <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj> and GEMIS 5.0
2: <https://www.thinkstep.com/de/content/report-treibhausgas-profil-fur-erdgas-transporte-and-GEMIS-5.0> (based on gas mixture Germany 2015)
3: https://www.certifyhy.eu/images/media/files/CertifyHy_Presentation_19_10_2016_final_Definition_of_Premium_Hydrogen.pdf and JEC report 2014
4: From 100% renewable power and emissions free CO₂ (Source: EU-Project Helmet, <http://www.helmeth.eu>)
5: Technical report D2.4 CertifyHy Green, 2015 6: RED II 7: Study on comparison of PtX processes, DVGW 2018

Wichtig: Es ist zwischen dem Carbon-Footprint des Gases selbst und dem etwa in der Stromerzeugung zu unterscheiden

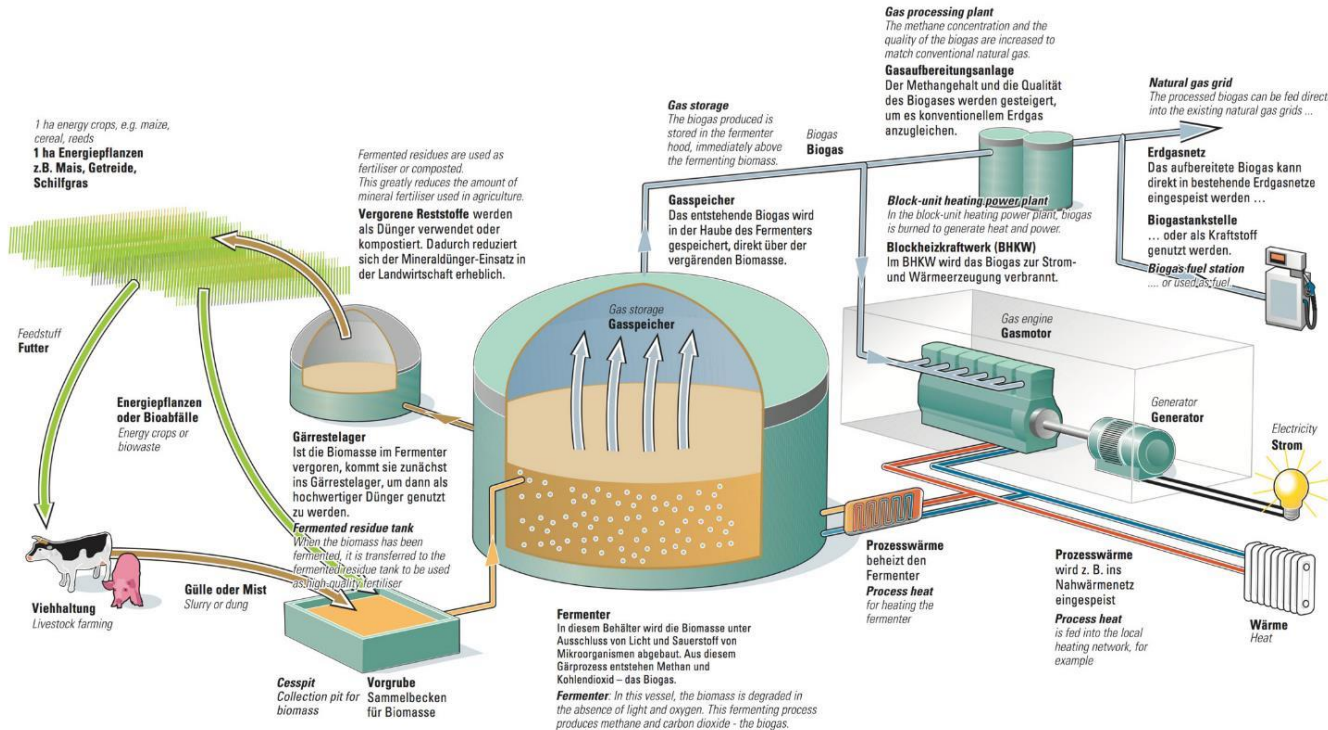
CO₂ Scale: equivalent emissions in g / kWh including production, transport and use (complete combustion)



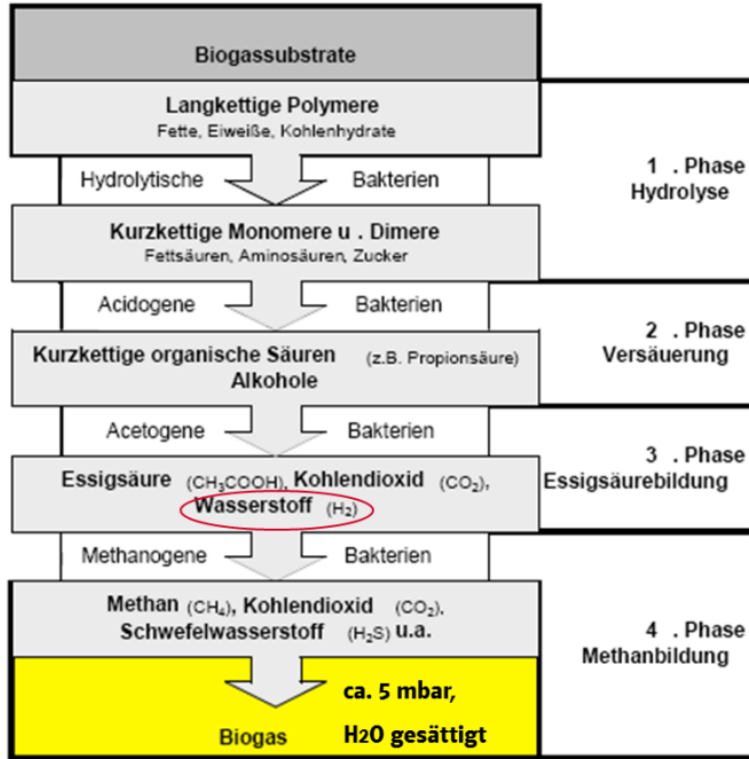
B Biogasanlagen

- ➔ Klassische Biogasherstellung
- ➔ Gärungsprozessschritte
- ➔ Anteil Biogas an EE-Produktion
- ➔ Anlagenbestand und geografische Verteilung
- ➔ Weitere Statistiken zum Feedstock und Anlagenbeispiele

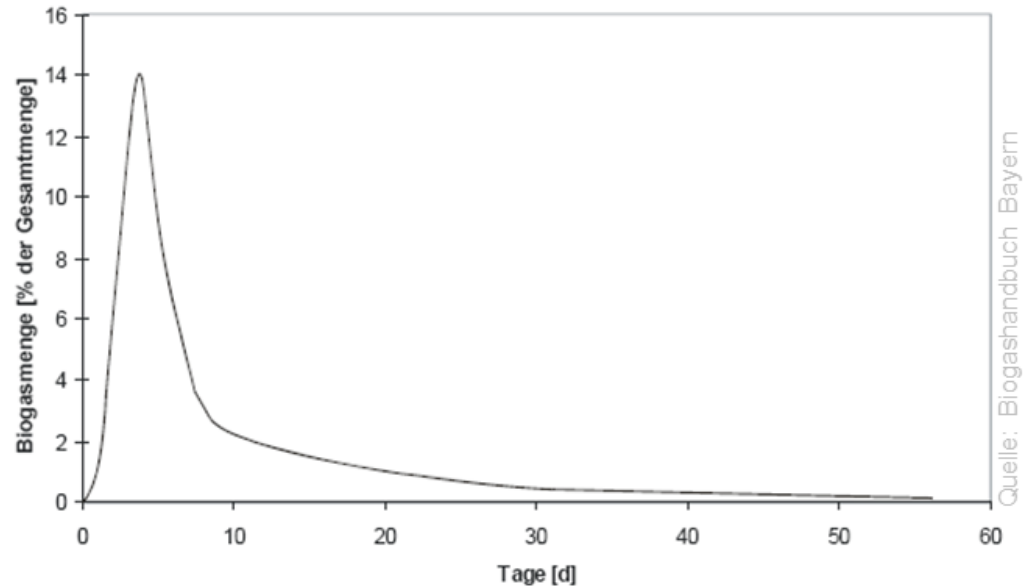
In einer Biogasanlage wird durch Vergärung der Biomasse Rohbiogas erzeugt, das entweder vor Ort verstromt, Wärmeprozessen zugeführt oder zu Biomethan aufbereitet wird



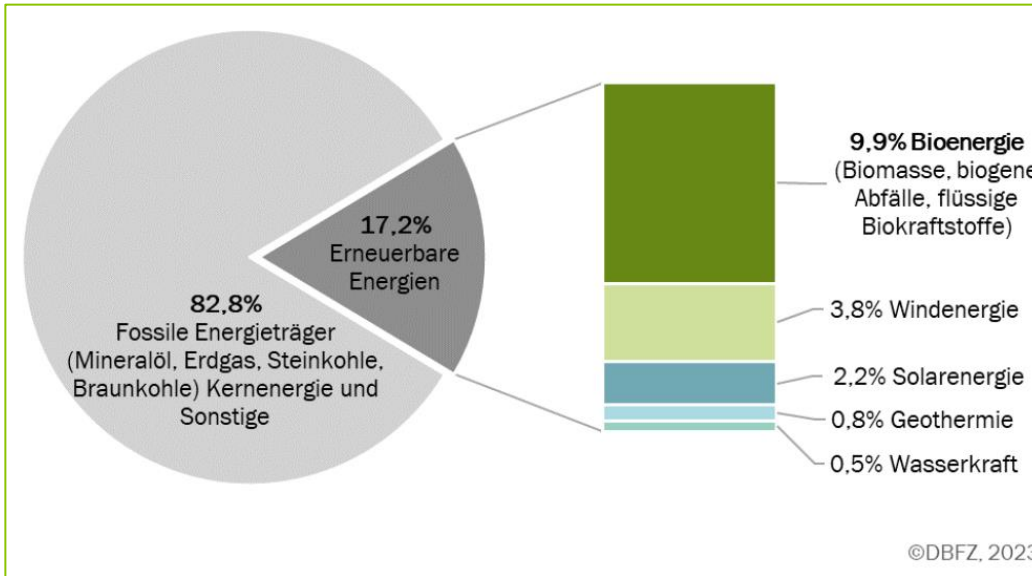
Quelle: IRENA



Quelle: BGW/DVGW Studie, Autor



Zur Relevanz von Biogas



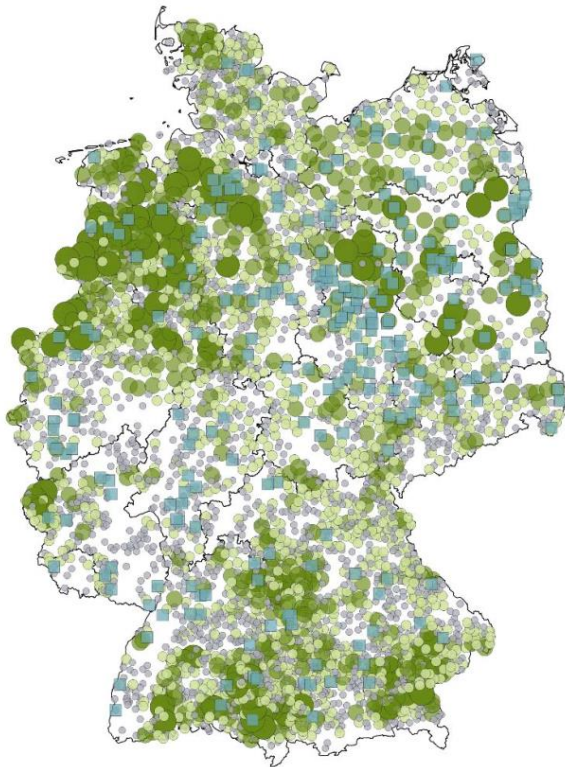
Erneuerbare Energien machen im Jahr 2022 17,2 % (2021: 15,7 %) des Primärenergieverbrauchs in Deutschland aus. Bioenergie¹ stellt dabei die wichtigste Erneuerbare Energiequelle dar und deckt 2022 rund 9,9 % (2021: 9,5 %) des Primärenergieverbrauchs in Deutschland (AGEB 2022, 2023)

¹ Biomasse, Bioabfälle und flüssige Biokraftstoff

Literatur/Quelle:



Anlagenverteilung in Deutschland nach Geografie und Anlagenart



Biogasproduktionsstandorte [Anzahl]



Status 12/2021
Datenbank Biogas DBFZ, 02/2023

0 50 100 km



GeoBasis-DE / BKG




© Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2023

Art der Biogasproduktionsanlage	Anzahl Standorte 12/2021	Installierte (Äquivalenz)Leistung 2021 [MW _{el}]*	Anzahl Standorte 12/2022**	Installierte (Äquivalenz)Leistung 2022 [MW _{el}]*
Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung inkl. Satelliten-BHKW	8.600	6.450	8.500	6.507
landwirtschaftliche Biogasanlagen	ca. 8.300	6.119	ca. 8.250	6.168
davon Güllekleinanlagen gem. §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014/ §44 EEG 2017/2021)	1.040	79	1.198	93
Kofermentationsanlagen***	ca. 150	ca. 100	ca. 120	ca. 90
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle ≥ 90 %, massebezogen)	123	155	124	156
Biogasaufbereitungsanlagen (Biomethan)	245	605	248	610
landwirtschaftliche Biogasanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan	188	449	188	449
Abfallvergärungsanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan	37	95	39	100
Kofermentationsanlagen***/ sonstige Anlagen mit Aufbereitung zu Biomethan	20	61	21	61
Biogasproduktionsanlagen, gesamt	ca. 8.800	7.055	ca. 8.750	7.117

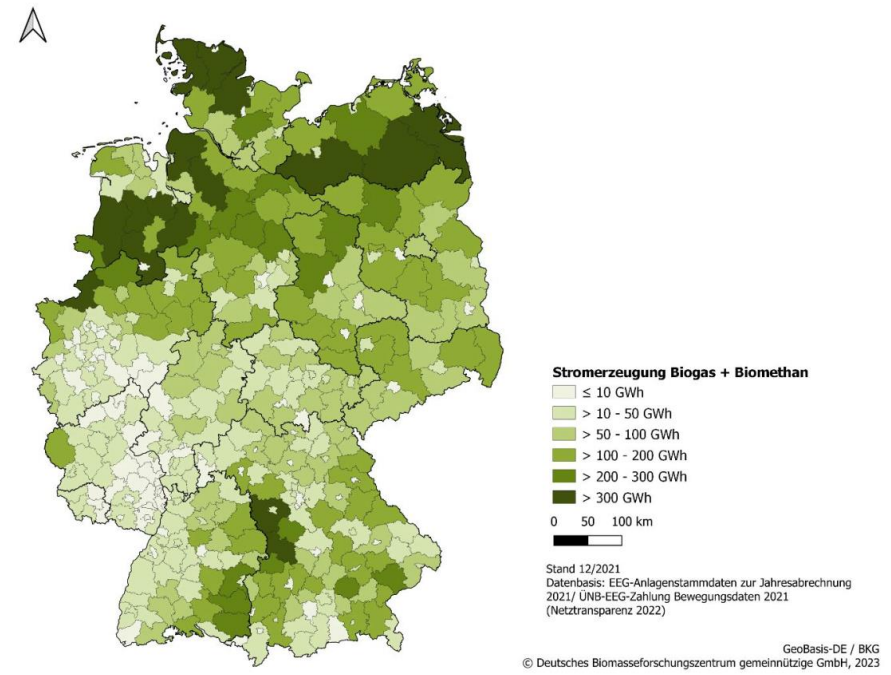
* Leistungsäquivalenz auf der Basis der Biomethanmengen abgeschätzt; **Abschätzung für 2022 (Stand 3/2023);

***Vergärungsanlagen auf Basis von organischen Abfällen und tierischen Exkremente/ NawaRo (Anteil organischer Abfälle < 90 %, massebezogen)

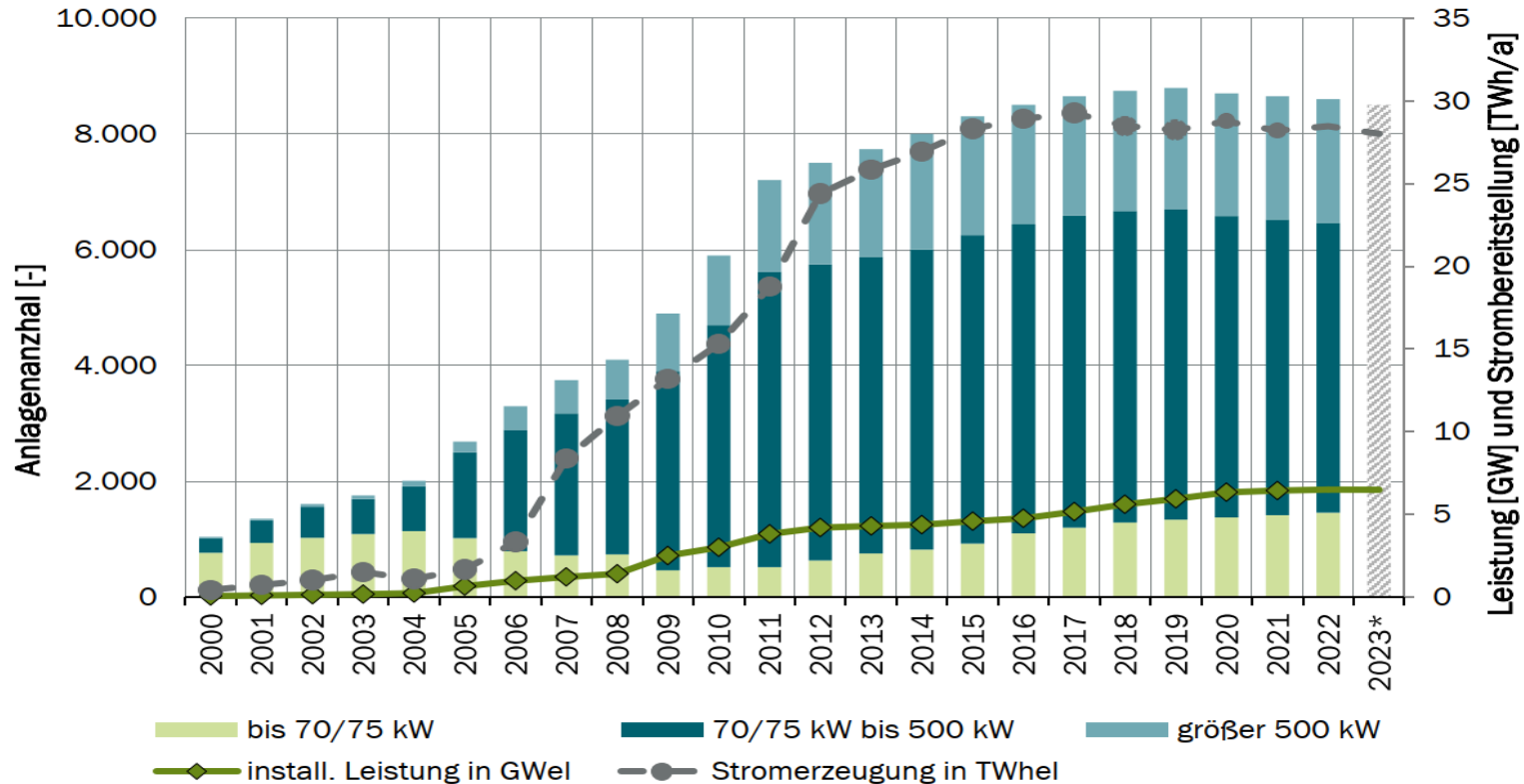
Energiebereitstellung aus Biogas + Biomethan 2021 und 2022 nach UBA (2023)

Parameter	Biogas 2021	Biogas 2022	Biomethan 2021	Biomethan 2022
Bruttostromerzeugung [GWh] 	28.189	28.471	3.133	2.964
Endenergieverbrauch Wärme [GWh] 	13.393	13.611	4.751	4.761
Energieverbrauch im Sektor Verkehr [GWh] 			965	1.061

Regionale Verteilung zur Stromerzeugung aus Biogas + Biomethan



Entwicklung Biogasproduktionsstandorte differenziert nach Größenklassen, Bruttostromerzeugung und gesamt installierte Anlagenleistung

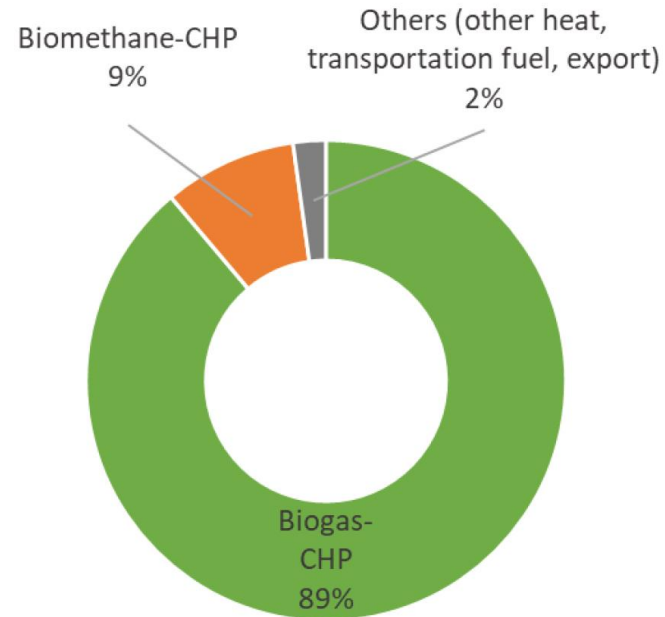


©DBFZ, 2023

Biogas and Biomethane production and utilization in Germany



- ~ 10 billion m³ biogas production incl. biomethane (> 100 TWh_{Hs})
- Feed-in of biomethane around 10 TWh_{Hs}
- Biogas and biomethane primarily used in the CHP sector
- Biomethane as a transportation fuel is primarily generated from waste and residues; Biomethane as a fuel plays a minor role, but is increasing; in total in 2020: ~884 GWh (compared to 389 GWh in 2018) (BMWi 2021)

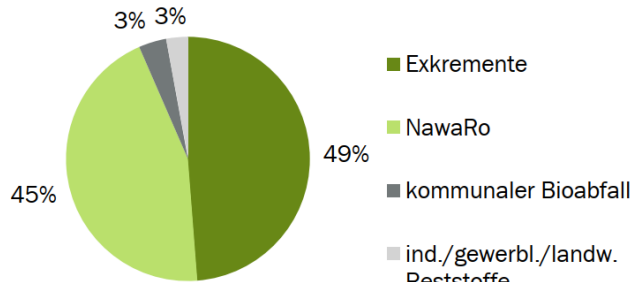


References: DBFZ 2021, based on data from BMWi (2021) and dena (2021).

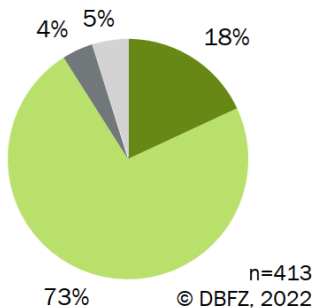
BMWi (2021): Time series for the development of renewable energy sources in Germany, based on statistical data from the Working Group on Renewable Energy-Statistics (AGEE-Stat), as of 02/2021.

Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (ohne Biogasaufbereitungsanlagen)

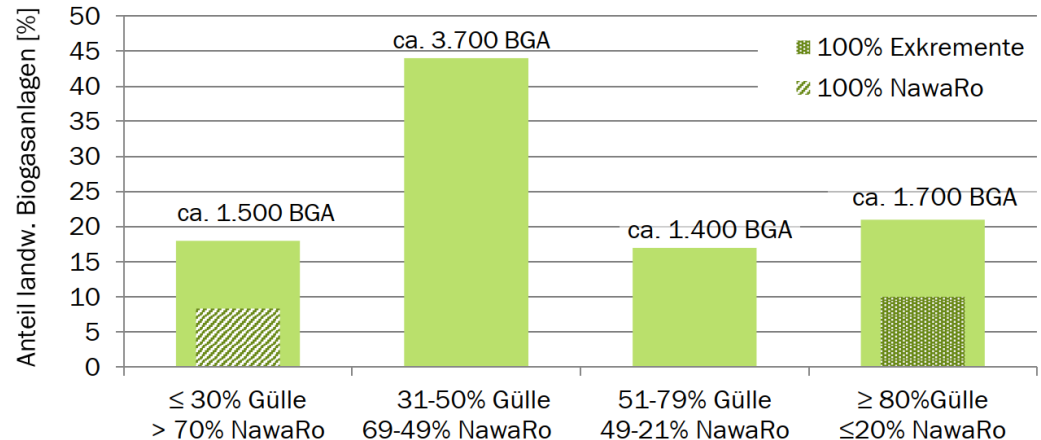
massebezogen



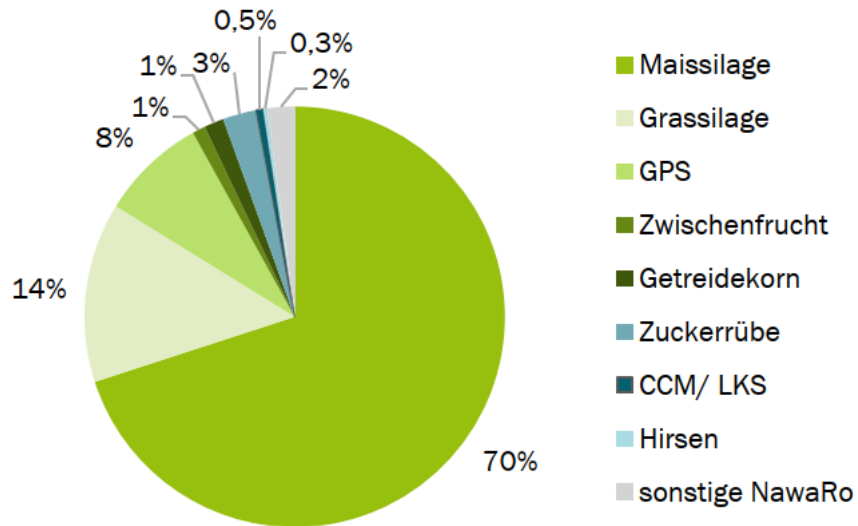
energiebezogen



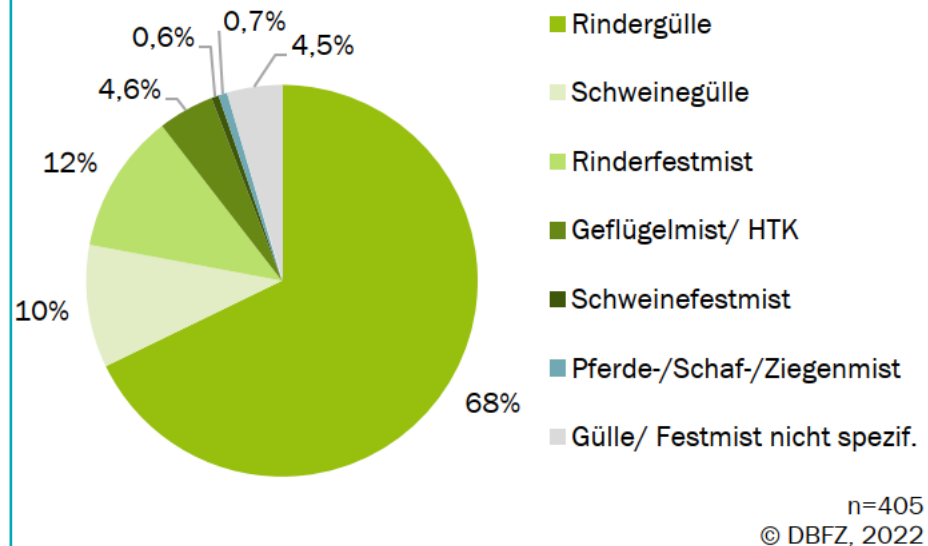
Substrateinsatz verteilt über die Anlagen



Verteilung der NaWaRos bezogen auf die eingesetzte Masse

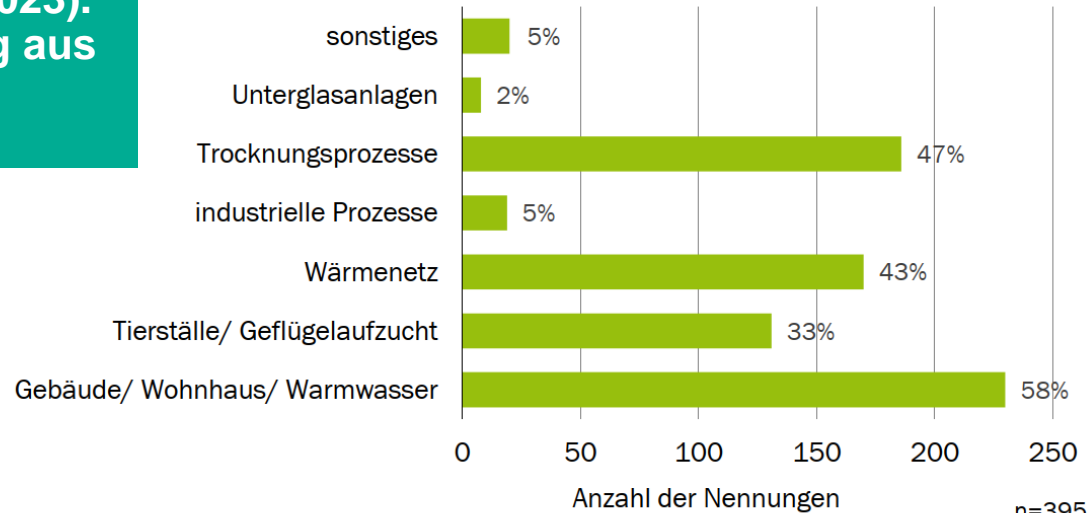


Wirtschaftsdüngerverteilung bezogen auf die eingesetzte Masse



Die Wärmebereitstellung aus Biogas erreicht 2022 rund 13,6 TWh und konnte gegenüber dem Vorjahr leicht gesteigert werden (2021: 13,4 TWh) (BMWK 2023). Damit konnte die Wärmeerzeugung aus Biogas gegenüber 2010 nahezu verdoppelt werden.

Wärmenutzungskonzepte (auf Basis von 395 Befragungen)



n=395
© DBFZ, 2023

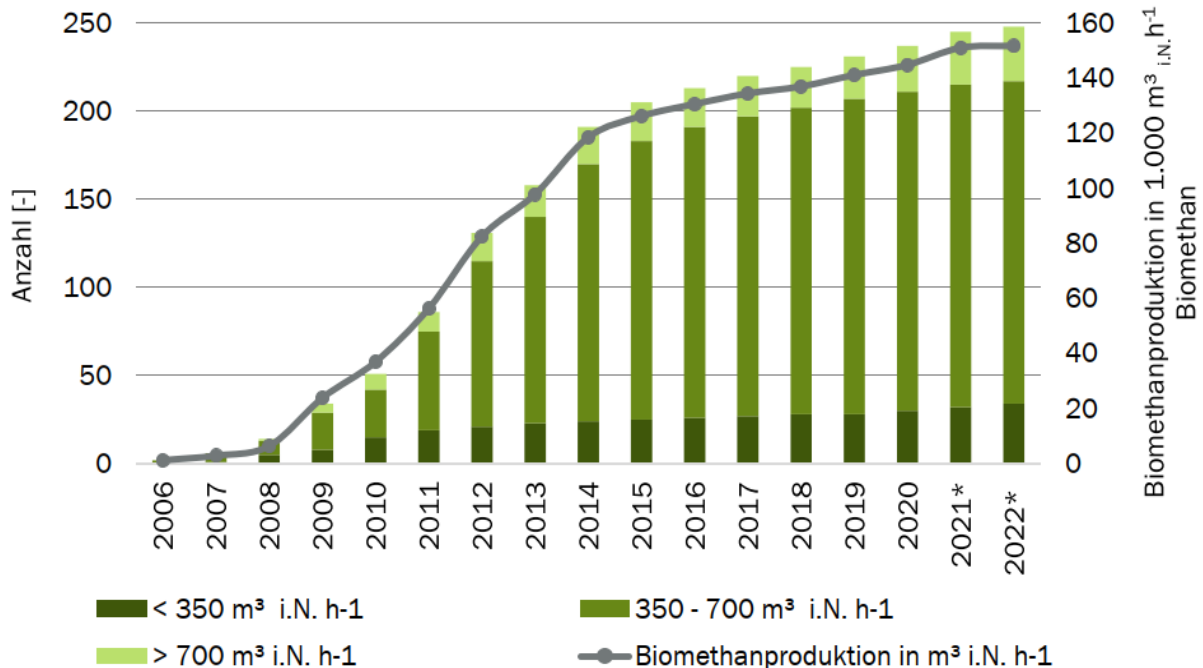
C Biogasmethananlagen

- ➔ Anlagenbestandsentwicklung
- ➔ Geografische Verteilung
- ➔ Aufbereitungstechnologien
- ➔ Sektorielle Verwendung
- ➔ Einige Anlagenbeispiele

2021 sind ca. 250 Biomethananlagen im Betrieb.

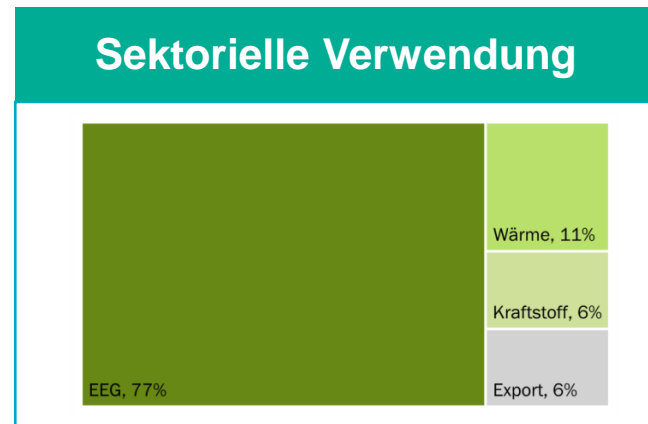
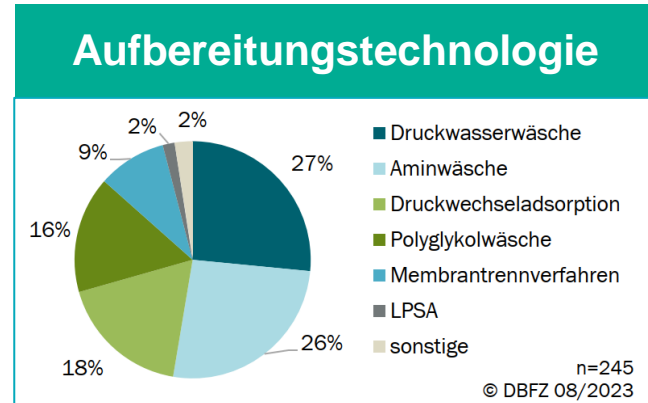
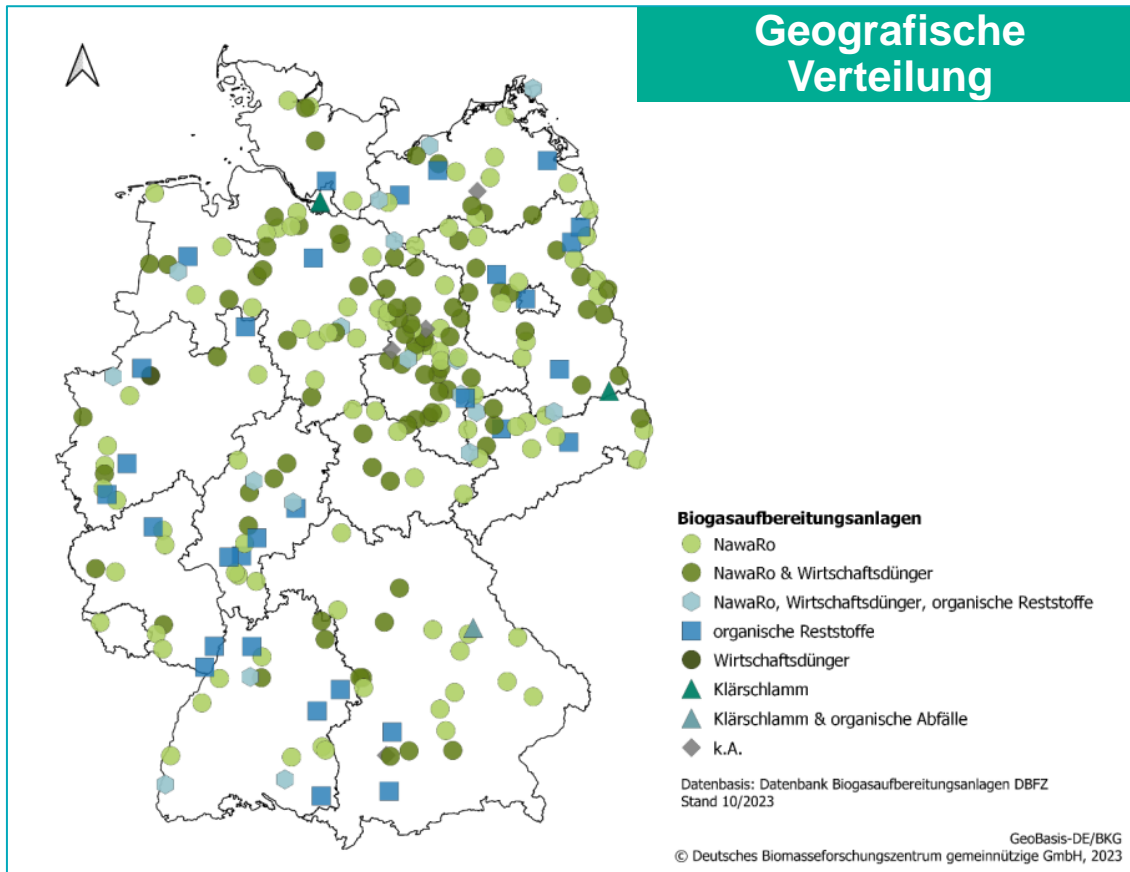
Die bereitgestellte Energiemenge lag bei 11 TWh_{term.}

Aktuell wartet eine gleich große Zahl auf die Netzanbindung.

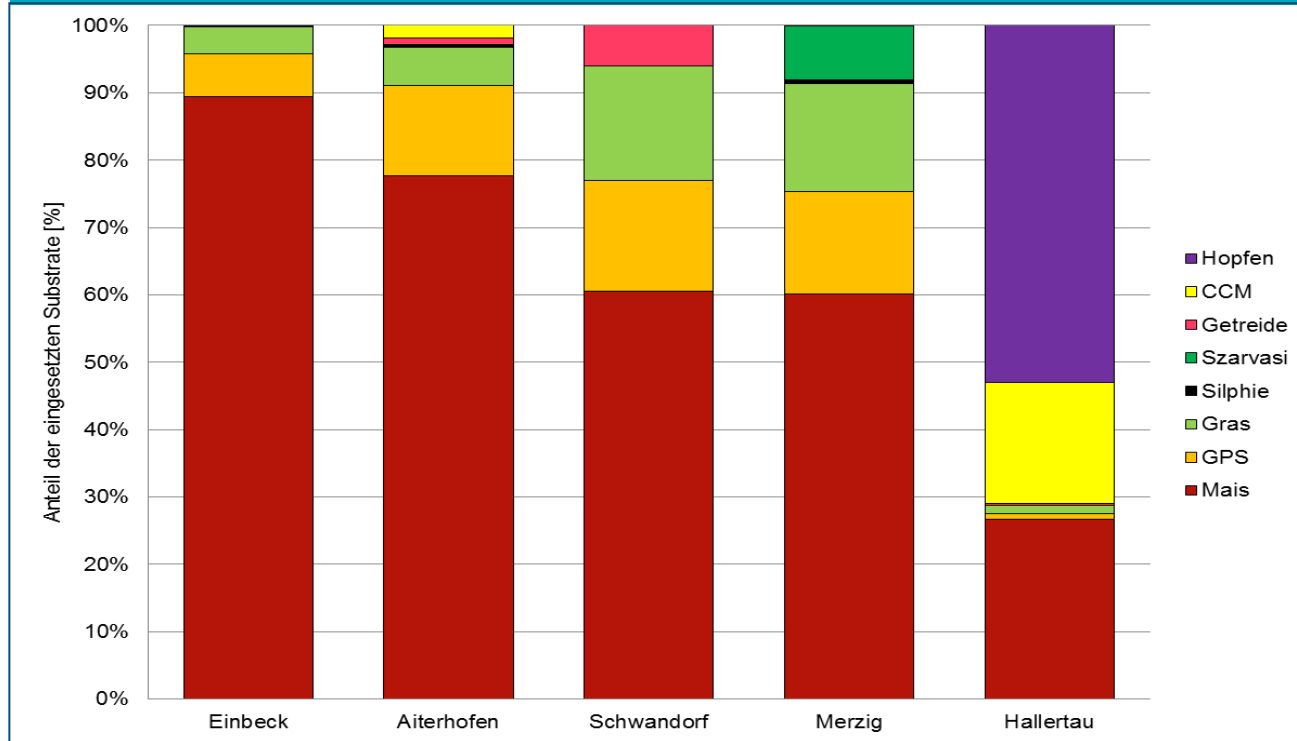


*Prognose

© DBFZ, 08/2023



Eingesetzte Rohstoffe am Beispiel einzelner Anlagen



Beispiel Schwandorf



- Status: in Betrieb seit 02/2008
- Substratmenge: 80.000 t/a
(Mais, Gras, Ganzpflanzensilage)
- Erzeugte Energiemenge: 90 GWh/a
- Leistung: 10 MW_{thermisch}
- Einspeisung: 1.000 m³/h Bioerdgas (2.000 m³/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Schmack)
- Aufbereitung: Druckwechseladsorption (Fa. Carbotech)
- Gesellschafter: EBG (66,7 %), EBY (33,3 %)

Beispiel Aitenhofen



- Status: in Betrieb seit 09/2009
- Substratmenge: 80.000 t/a
(Mais, Gras, Ganzpflanzensilage)
- Erzeugte Energiemenge: 91 GWh/a
- Leistung: 10 MW_{thermisch}
- Einspeisung: 1.000 m³/h Bioerdgas (2.000 m³/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Schmack)
- Aufbereitung: Druckwechseladsorption (Fa. Carbotech)

Beispiel Merzig



- Status: in Betrieb seit 05/2011
- Substratmenge: 50.000 t/a
(Mais, Gras, Ganzpflanzensilage)
- Erzeugte Energiemenge: 50 GWh/a
- Leistung: 5 MW_{thermisch}
- Einspeisung: 550 m³/h Bioerdgas (1.100 m³/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Agraferm)
- Aufbereitung: Physikalische Wäsche (Fa. Haase Energietechnik)
- Gesellschafter: EBG (51 %), Enovos (39 %), SW Merzig (10 %)

Beispiel Hallertau

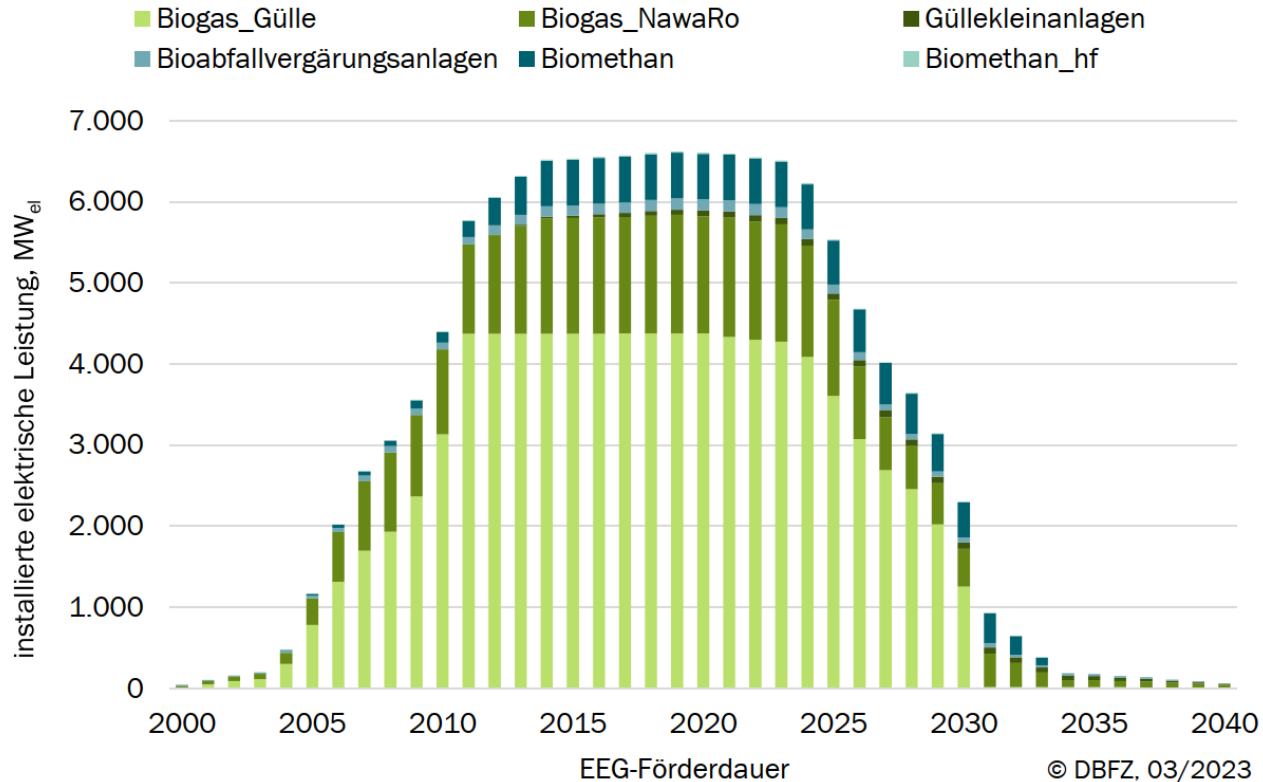


- Status: in Betrieb seit 05/2012
- Substratmenge: 100.000 t/a
(Mais, Hopfenrebenhäcksel)
- Erzeugte Energiemenge: 90 GWh/a
- Leistung: 10 MW_{thermisch}
- Einspeisung: 1.000 m³/h Bioerdgas (2.000 m³/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Schmack Biogas)
- Aufbereitung: Druckwasserwäsche (Fa. Malmberg)
- Gesellschafter: EBG (90 %), HVG (10 %)

D Zukunft der Biogasanlagen

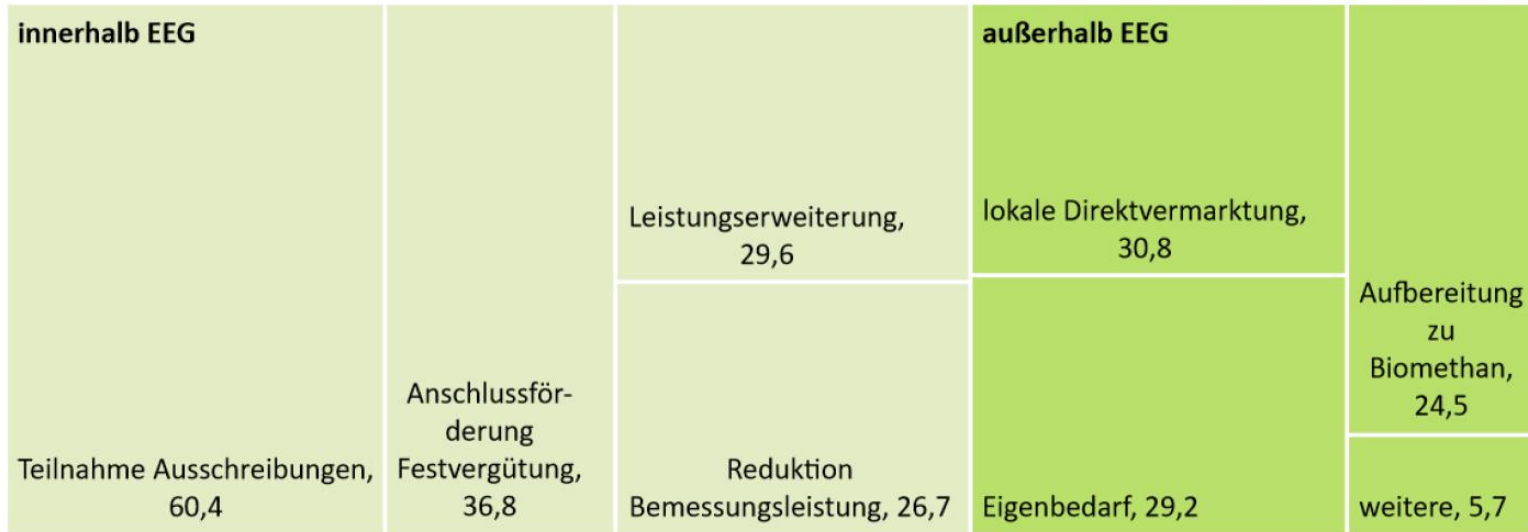
- ➔ Auslaufende Anlagenförderung
- ➔ Erste Meinungen zur Weiternutzung oder Umnutzung von Biogasanlagen
- ➔ Entwicklungen in der EU
- ➔ Film- und Infomaterial (EU, Dänemark)

Viele der 9.000 Biogasanlagen verlieren in den nächsten Jahren ihre 20-jährige Förderung



© DBFZ, 03/2023

Auf Basis aktueller Umfragen der Betroffenen ergab sich folgendes Stimmungsbild zum Thema **Weiternutzung/Umnutzung**



■ innerhalb EEG ■ außerhalb EEG

Mehrfachnennungen möglich

n=318
©DBFZ, 2022

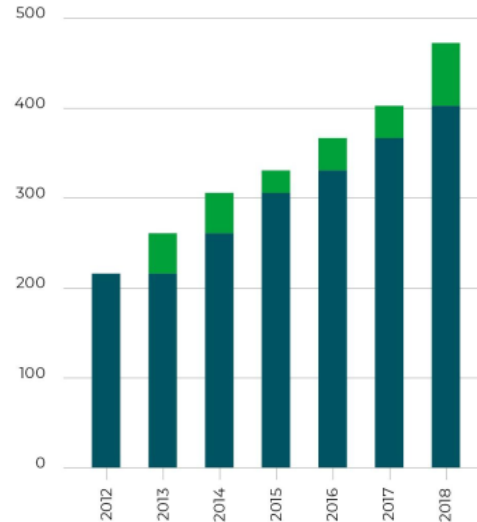
Weiter- oder Umnutzungskonzepte werden aus technisch-wissenschaftlicher Sicht ab Teil F dieser Vorlesung analysiert.



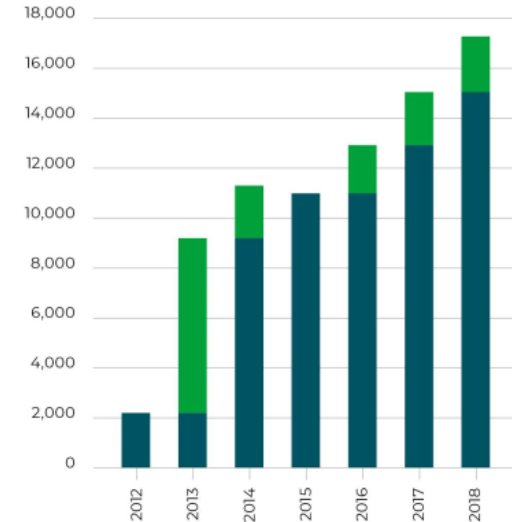
Scale up of biomethane production

- **Biomethane production and number of plants** (anaerobic digestion) show strong growth in the EU27, with an approximate 15% and 17% increase in 2018, respectively.
- Germany is the **largest player** in the European biomethane sector (close to 200 biomethane plants), but growth is flattening.
- The **largest growth** is taking place in France, followed by the Netherlands and Denmark.

Number of biomethane plants



Biomethane production (GWh/yr)



Source: based on data from (EBA, 2019)

● New biomethane plants/production ● Existing biomethane plants/production

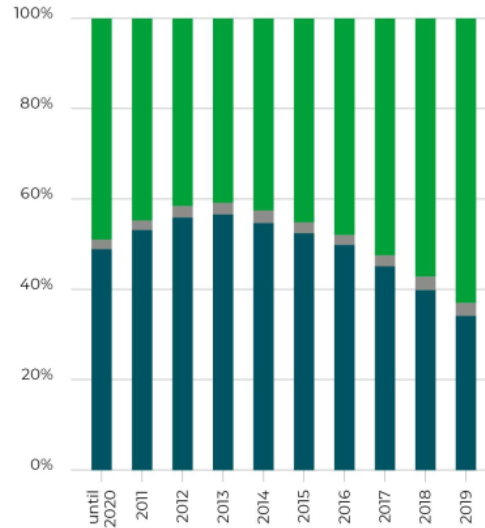
Quelle: Gas4Climate



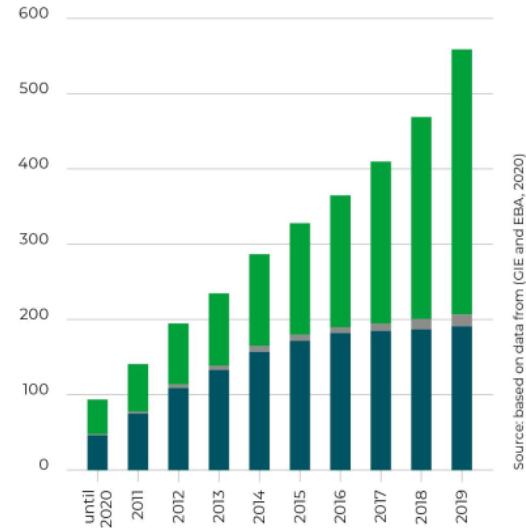
Increasing adoption of waste and residue feedstock, incl. intermediate crops

- Dedicated energy crops are progressively making way for **waste and residue feedstocks** in new anaerobic digestion plants.
- Waste and residue feedstocks, including intermediate crops, were used in about **63% of biomethane plants in the EU** in 2019.
- An increase from approximately 40% of plants in 2012.

Share of biomethane production plants in EU per feedstock type



Number of biomethane production plants in the EU



Source: based on data from (CIE and EBA, 2020)

Quelle: Gas4Climate

In this episode, Christophe Bellet from GRDF (Gaz Réseau Distribution France) speaks to Nicolas Jensen from Eurogas, on developments in biomethane and building a circular waste system.



https://youtu.be/x8OJ_JyUzE4

Dänemark erzeugt Biogas im großen Stil

Dänemark deckt bereits 40% des Gasbedarfs mit Biomethan, das für die Raumwärme und die Stromerzeugung genutzt wird.

[Mehr erfahren](#)



<https://www.tagesschau.de/multimedia/video/video-1113625.html>

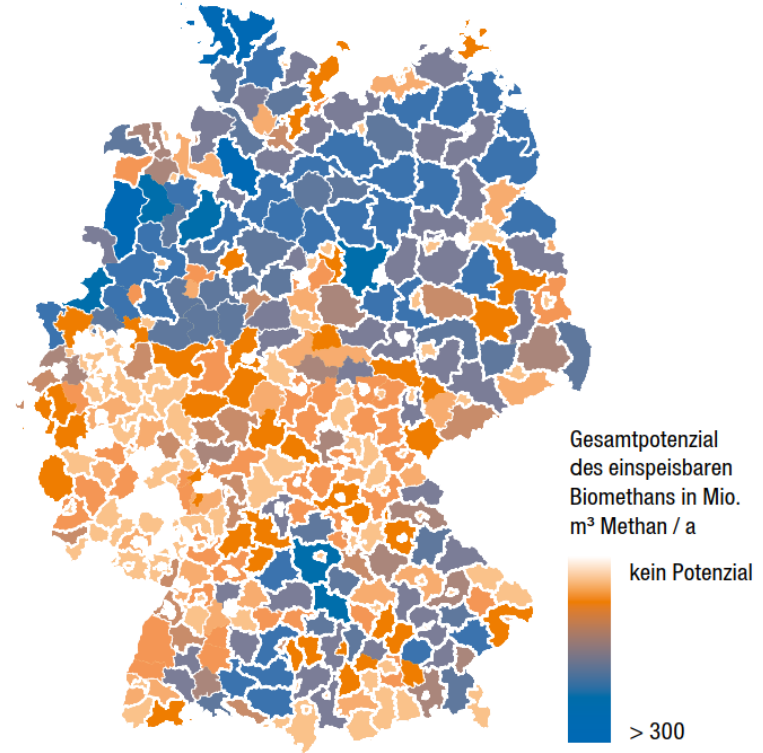
Quelle: Gas4Climate

E Biogas-/Grüngaspotenziale made in Germany

- ➔ Geografische Verteilung
- ➔ Verfahren und Quellen für Biomethan, Synthesegase und Power-to-Methane
- ➔ Katalytische und biologische Methanisierung

Gesamtpotenzial für klimafreundliches biogenes Methan im Jahr 2050 höher als bisher angenommen

- Mit einem Potenzial von rund 300 TWh bis zum Jahr 2050 könnte klimaneutrales Methan rund **ein Drittel des Erdgasverbrauchs** in Deutschland decken.
- Voraussetzung zur Hebung der Potenziale sind ausreichende Mengen an **H₂ aus der Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom**.
- Schwerpunktregionen für die Kombination von Biogas- und Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland sind der Norden und der mittlere Süden.



305 TWh

107 TWh

Biomethan
aus der Umrüstung des
Biogasanlagenbestands



Biogas-
anlage

Bestehende Einspeisung 11 TWh

99 TWh

synthetisches Methan
aus thermochemischer
Umwandlung holzartiger
Reststoffe



SNG-
Anlage

99 TWh

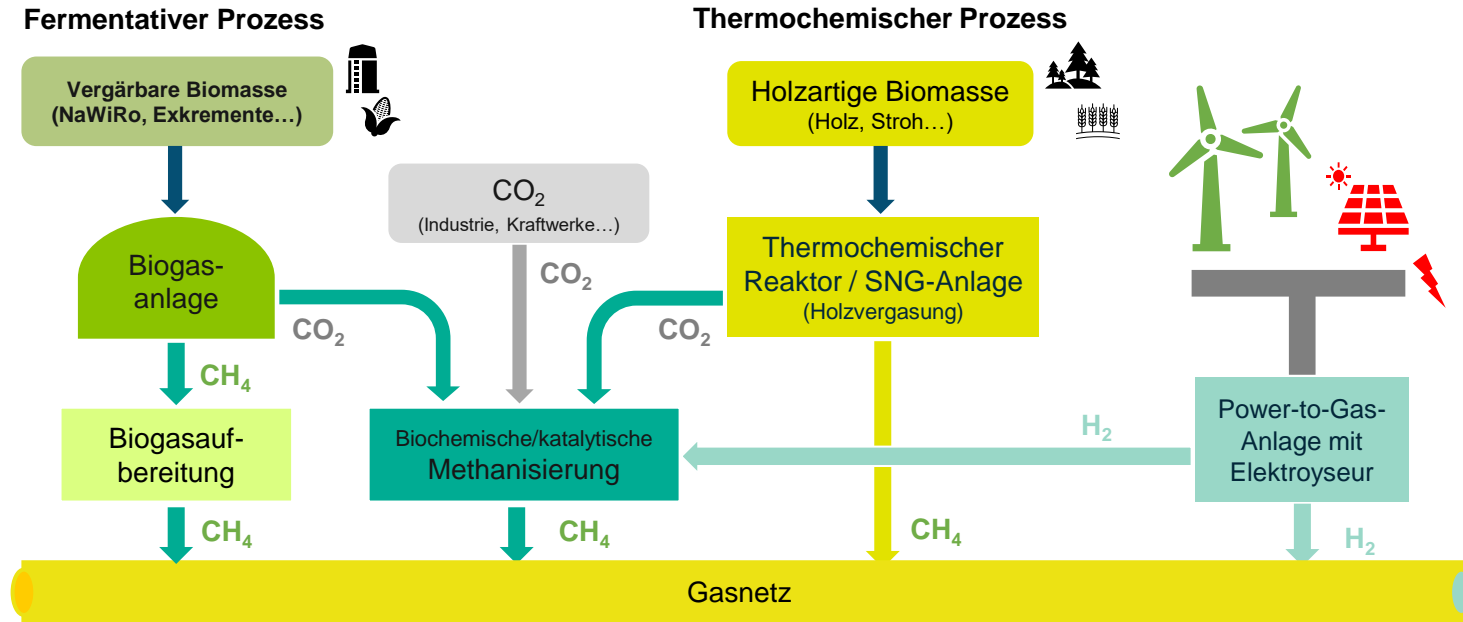
synthetisches Methan
aus H₂ (PtG) und CO₂ aus
fermentativer und synthe-
tischer Biogaserzeugung
(Methanisierung)



Elektrolyse

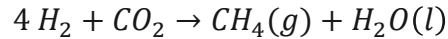
Methani-
sierung

Welche Prozesse stecken dahinter?



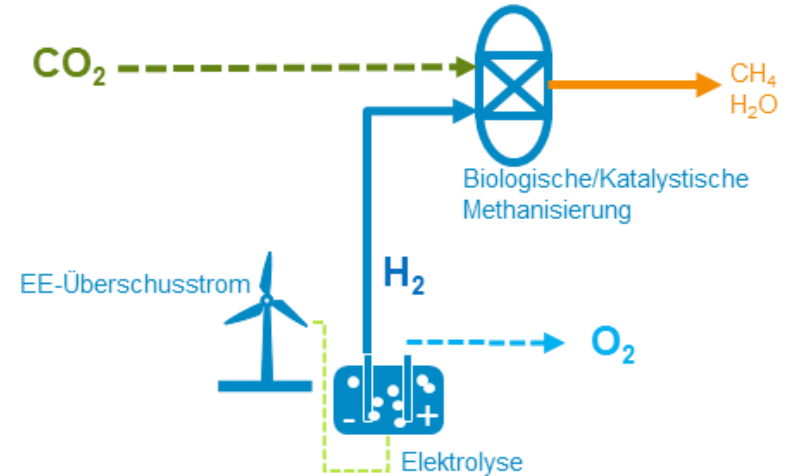
Methanisierung von biogenem CO₂

- ☞ Katalytisch oder biologisch Methanisierung



$$\Delta_R H = -206 \text{ kJ/mol}$$

- ☞ CO₂ aus der Biogasaufbereitung
 - ☞ Abhängig von Biomasseverfügbarkeit
- ☞ H₂ aus Wasserelektrolyse gewonnen
 - ☞ hoher Strombedarf
 - ☞ Abhängig von der Verfügbarkeit des Strom aus Erneuerbaren Energien



Kat. und biol. Methanisierung sind demonstrierte Technologien
(Mörs et al. (2020) ²¹⁾)

STORE & GO

Katalytische Methanisierung: Die Umwandlung von H_2 zu CH_4 unter Einsatz von CO_2 erfolgt in verfahrenstechnischen Reaktoren unter Freisetzung von Energie

Biologische Methanisierung: Mikroorganismen wandeln in einem Warmwasserbad unter Verzerr von H_2 und CO_2 diese Ausgangsstoffe in CH_4 um

Funktioniert das auch im großen Maßstab?

Aus den Forschungsaktivitäten an der University of Chicago entstand schnell das Spin-off Electrochaea, das bereits 2011 die ersten Feldtests mit einer Anschlussleistung von 1 kW unter Verwendung von unbehandeltem Biogas als CO₂-Quelle erfolgreich durchführte. Die Ergebnisse waren so vielversprechend, dass 2013 die Dänische Energie Agentur Gelder in Höhe von 1,2 Millionen Dollar zur Verfügung stellte und Electrochaea gemeinsam mit Partnern aus der Wirtschaft einen 10.000 Liter Methanisierungsreaktor entwickelte und die Funktionsweise der Technologie in über 3.200 Betriebsstunden unter Beweis stellte. Mittlerweile hat Electrochaea mit seinen Partnern das Gesamtsystem soweit skaliert, so dass man eine Anschlussleistung von 1 MW bereitstellen kann.



Quelle (2016): <https://www.speicher-bar.de/electrochaea-power-to-gas-mit-innovativer-technologie-zur-biologischen-methanisierung/>

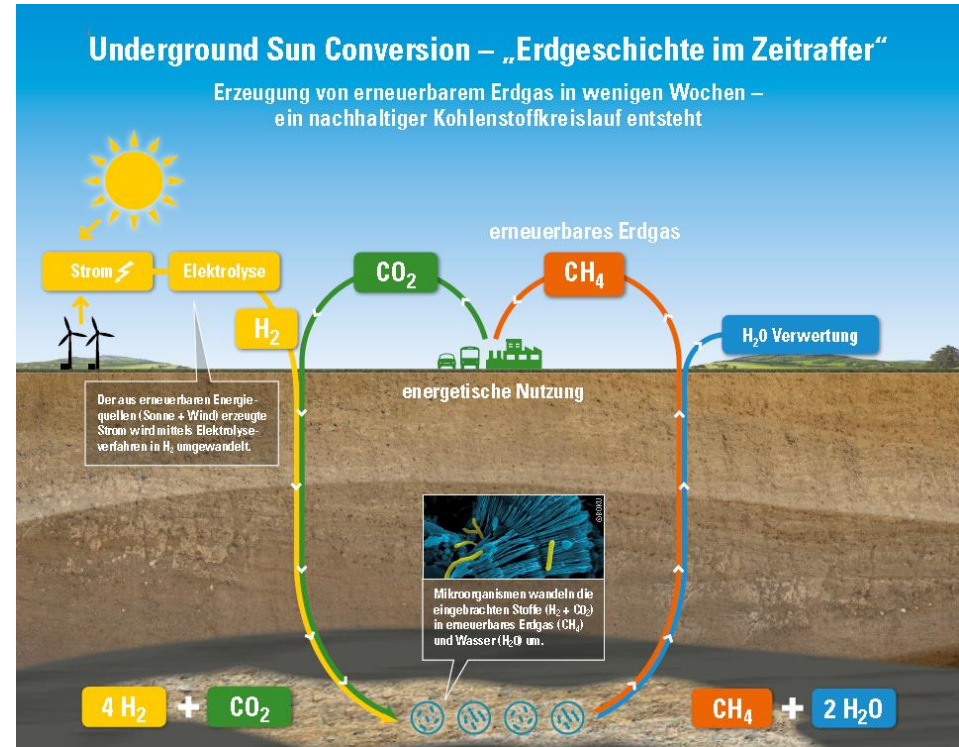
Wie kann man mit Urzeit-Organismen Methan herstellen?

Archäen sind einzellige Kleinstlebewesen, die mit einer Größe von einem halben Mikrometer nur unter dem Mikroskop zu erkennen sind. Sie sind auf der ganzen Welt zu finden, oft unter sehr extremen Umweltbedingungen, wie beispielsweise in vulkanischen Thermalquellen, im Toten Meer und auch im Magen-Darm-Trakt von Tieren und Menschen. Das besondere an Archäen und die Relevanz für die Power-to-Gas-Technologie ist die Fähigkeit der biologischen Methanisierung. Die Organismen ernähren sich nämlich ausschliesslich über die Umwandlung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan.



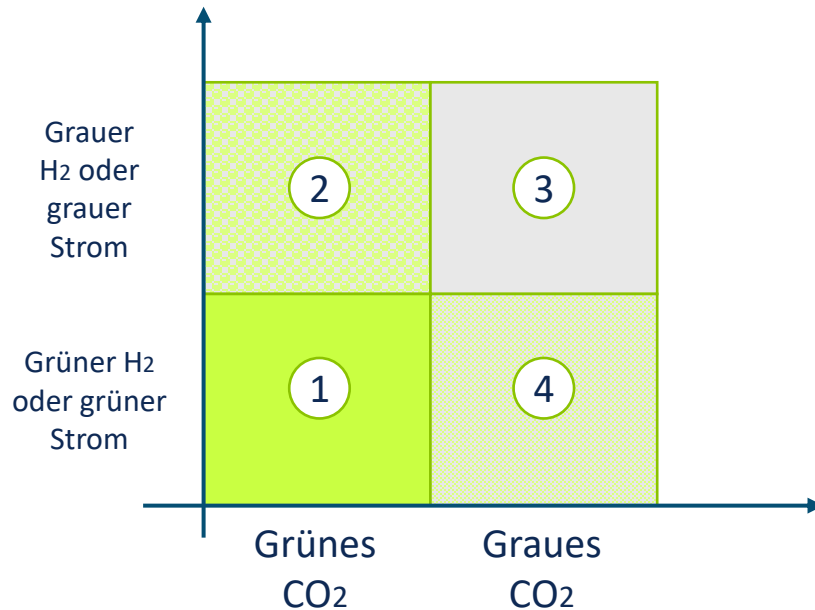
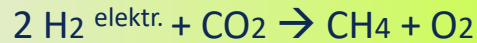
Quelle (2016): <https://www.speicher-bar.de/electrochaea-power-to-gas-mit-innovativer-technologie-zur-biologischen-methanisierung/>

Biologische Methanisierung wurde im RAG-Speicher Sun Conversion erfolgreich großtechnisch umgesetzt



Ob über die katalytische oder die Biologische Methanisierung hergestellt, entscheidend für den resultierenden Footprint sind die Ausgangsstoffe

P2G und Methanisierung



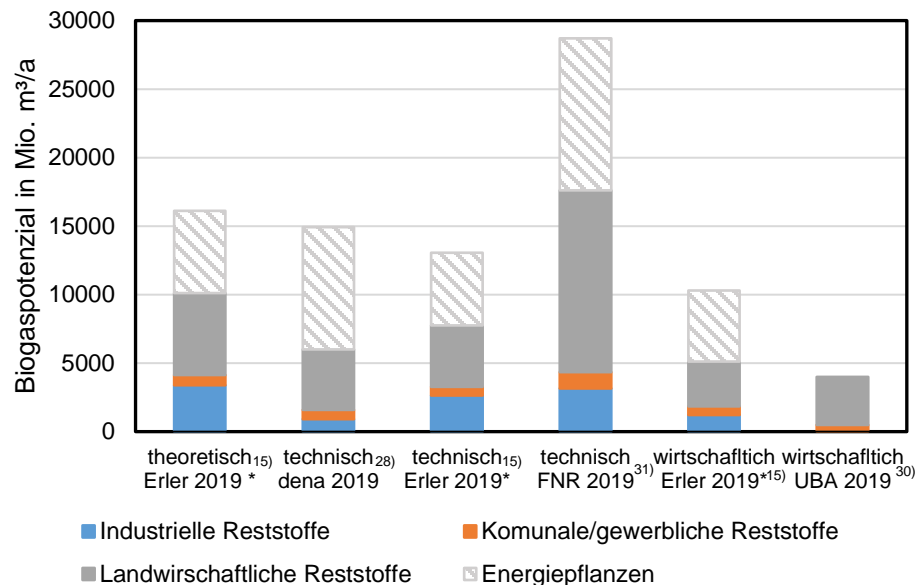
- 1 Mit grünem H₂ und grünem CO₂ wird ein klimaneutrales Gas (Methan) hergestellt.
- 2 Mit grauem H₂ und grünem CO₂ wird z.B. der Output von Biogasanlagen erhöht. Das Produkt ist klimatechnisch Biogas unterlegen, jedoch je nach carbon-footprint des Wasserstoffs ggf. anderen fossilen Gasen überlegen.
- 3 Mit grauem H₂ und grauem CO₂ entsteht ein unattraktives Energie-Produkt. Allerdings könnte das Methan ggf. stofflich genutzt und zur weiteren Polymerisation eingesetzt werden, wodurch keine Emissionen entstehen.
- 4 Mit grünem H₂ und grauem CO₂ wird ein Gas (Methan) hergestellt, das das CO₂ länger im Energiesystem hält und aufgrund der damit verbundenen Mengensubstitution von fossilem Gas auch zur Emissionsminderung bilanziell beiträgt.

F Zukunftsperspektiven aus technisch-wissenschaftlicher Sicht

- 1 Fokussierung auf Nicht-NaWaRos: Reststoffvergärung
- 2 Aufrüstung von Biogasproduktion auf Biomethanproduktion und Gasnetzanbindung
- 3 Clusterung von Biogas-Kleinanlagen und Bau einer zentralen Einspeiseanlage
- 4 Wasserstofferzeugung durch 2-stufige Druckfermentation im Biogasreaktor
- 5 Wasserstoffproduktion aus Methan-/Biogas-Pyrolyse
- 6 Wasserstoffproduktion aus Methan-/Biogas-Reforming

Reststoffpotenzial für Biogas

- Industrielle Abfälle: Lebensmittel- und Biokraftstoffproduktion
- Kommunale/gewerbliche Reststoffe: Biotonne, Speisereste, Grünschnitt
- Landwirtschaftliche Produkte: Erntereste, Stroh, Dauergrünland, tierische Exkremente
 - Energiepflanzen werden nicht berücksichtigt
- Wirtschaftliches Potenzial berücksichtigt alternative Biomassenutzungspfade



* Nur Mais- und Rapsstroh berücksichtigt

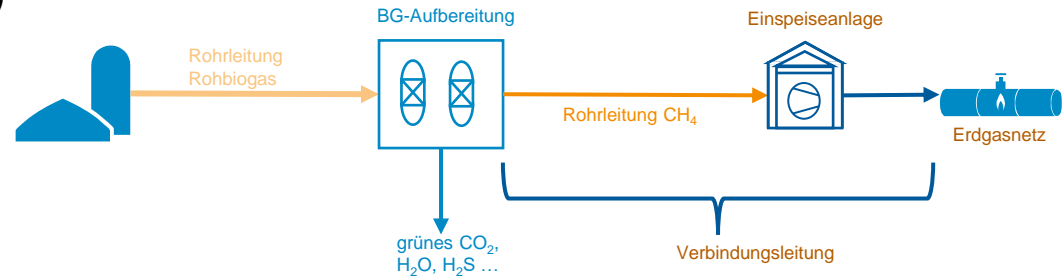
➔ **Technisches Potenzial:** 6 – 17,6 Mrd. m³/a; 65 – 190 TWh (HHV)

➔ **Wirtschaftliches Potenzial:** 4 – 5,1 Mrd. m³/a; 43 – 55 TWh (HHV)

2 Aufrüstung von Biogasproduktion auf Biomethanproduktion

Biogaseinspeisung

- ➔ Rohbiogas wird von BGA zur Biogasausbereitungsanlage (BGAA) in Rohrleitungen transportiert
- ➔ Biogas wird auf Erdgasnetzqualität aufbereitet (CO_2 , H_2O , H_2S abgetrennt)
- ➔ CH_4 wird in Rohrleitung zur Einspeiseanlage transportiert und dort komprimiert und in Erdgasnetz eingespeist

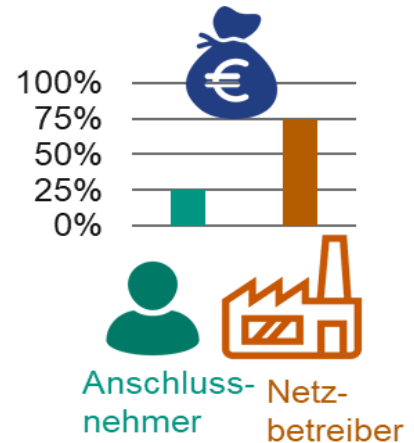


2 Aufrüstung von Biogasproduktion auf Biomethanproduktion

Kosten des Netzanschlusses: ¹³⁾

- Gilt immer: 25 % Anschlussnehmer, 75 % Netzbetreiber
- Verbindungsleitung < 1km: max. Kosten 250.000 € für Anschlussnehmer, Rest trägt Netzbetreiber
- Verbindungsleitung > 10 km: 25/75 Regelung
- Verbindungsleitung 1 – 10 km: früher: max. 250.000 €,
jetzt: 25/75 Regelung ohne Kostendeckel ¹⁴⁾
- Netzanschluss ist Eigentum des Netzbetreibers

Kostenverteilung Netzabschluss:



➔ Nach neuer Lesart der Verordnung: ¹⁴⁾
Netzanschlusskosten für Entfernungen 1 – 10 km stark gestiegen

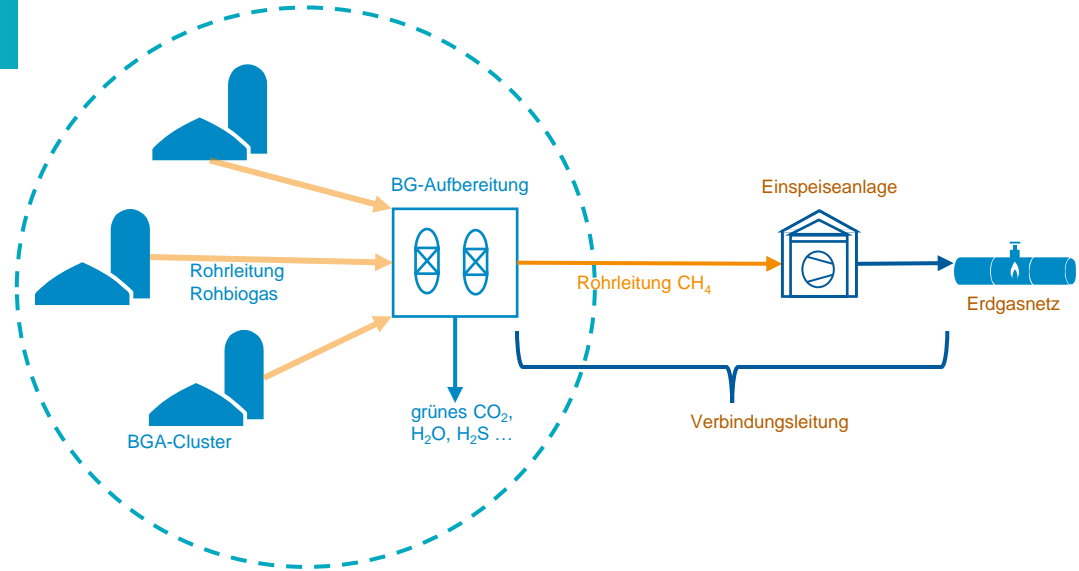
Biogasanlagen (BGA)-Cluster:

➔ Zusammenschluss von mehreren BGAs mit gemeinsamer Biogas-Aufbereitungsanlage (BGAA)

→ **Kostenreduktion durch Zusammenschluss**

Herausforderungen:

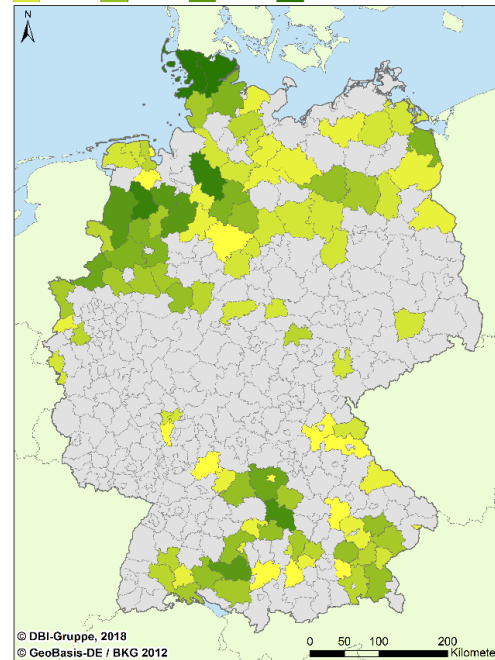
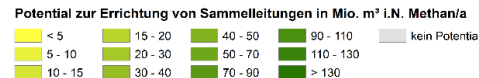
- ➔ Regelung: privates Gasnetz?
- ➔ Wer ist verantwortlich für Qualität des Gases & Sicherheit des Netzes?
- ➔ Wie werden Kosten verteilt (Entfernung, Gasmenge...)?
- ➔ Konsortium muss sich finden



Potenzial zur Einspeisung in DE

- ➔ Größte Clusterungspotenziale zur Einspeisung in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Bayern & Baden-Württemberg ¹⁵⁾
- ➔ Potenzial der Clusterung ortsabhängig
- ➔ Ganz DE: ca. 20 % aller BGA Anlagen clusterbar* ¹⁵⁾
- ➔ In BW bis zu 40% der BGAs clusterbar* ¹⁶⁾

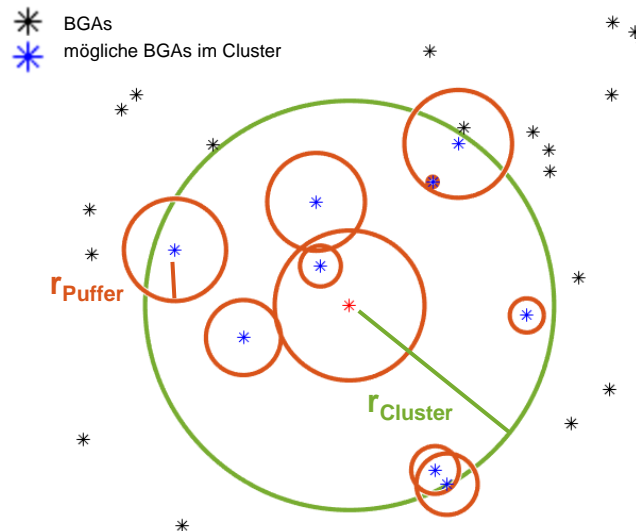
* Mindest. Leistung des Clusters: ca. 5.000 kW
maximaler Clusterradius: 5 km; maximale Entfernung zur Erdgaspipeline: 10 km



Erler et al. (2019) ¹⁵⁾

Clusterfähigkeit abhängig von: ^{15) 16)}

- ➔ Pufferradius r_{Puffer} : berechnet aus Leistung der BGA und Energiebelegung (2.000 kWh/a·m), gibt Entfernung an, in der es rentabel ist Biogas zu transportieren
- ➔ Clusterradius r_{Cluster} : maximaler Radius des Clusters, gibt maximale (räumliche) Größe des Clusters vor
- ➔ Entfernung der BGAA zum Erdgasnetz

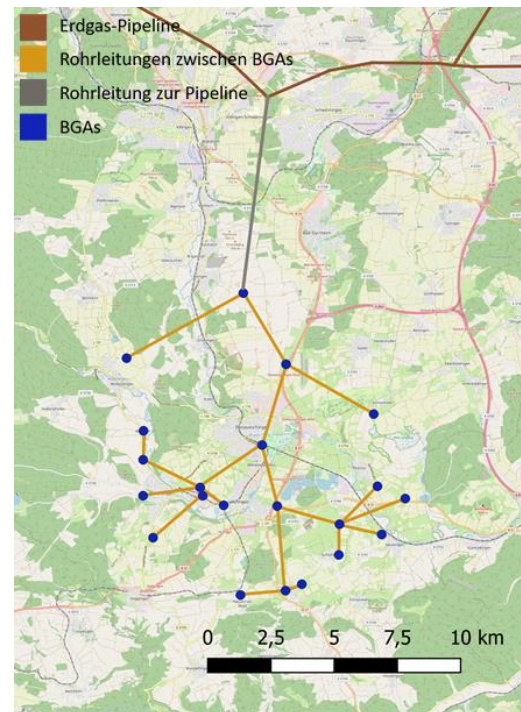


Bär et al. (2021) ¹⁶⁾

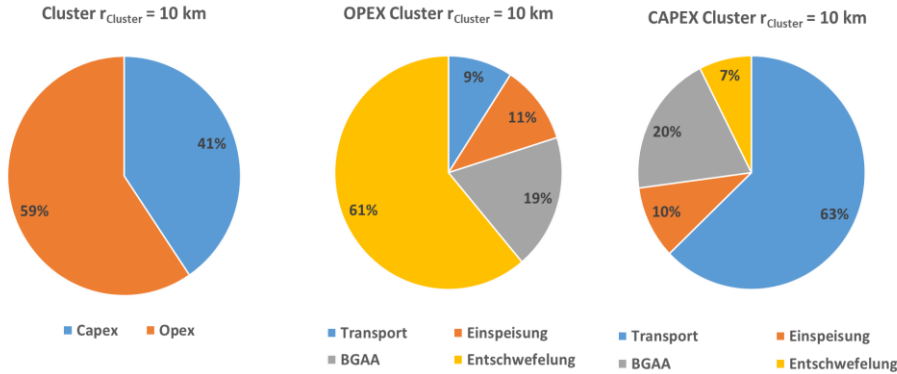
→ Überschneiden sich die roten Kreise, kann ein Cluster gebildet werden

Beispielcluster Donaueschingen (BW): ¹⁶⁾

- ➔ Maximaler Clusterradius: 10 km
- ➔ Anzahl BGAs in Cluster: 21
- ➔ Leistung Cluster gesamt (H_i): 42.000 kW
- ➔ Rohbiogasvolumenstrom (NTP): 7.800 m³/h
- ➔ Rohrlänge zwischen BGAs : 48 km
- ➔ Rohrlänge BGAA zu Pipeline: 8 km



Bär et al. (2021) ¹⁶⁾



Bär et al. (2018) ¹⁷⁾

Biomethangestehungskosten (BGA) ¹⁷⁾

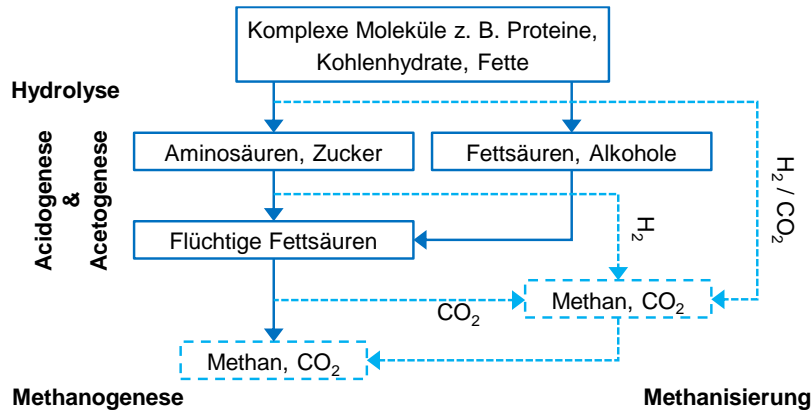
- ➔ Abhängig von Anlagengröße
- ➔ ca. 5 – 7 ct/kWh(H_i) (ohne Aufbereitung und Einspeisung)

Kosten für Biomethaneinspeisung aus Clustern

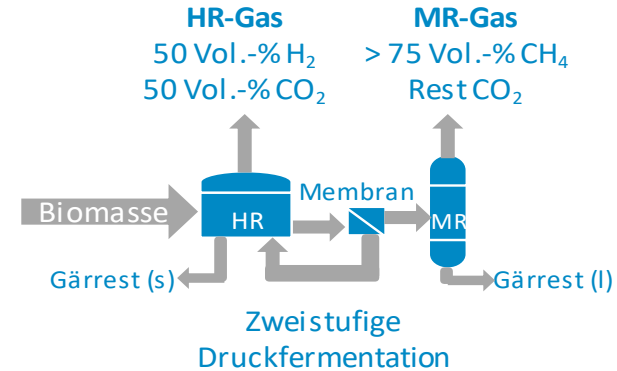
- ➔ 0,9 ct/kWh(H_i) ($r_{\text{Cluster}} = 5 \text{ km}$) bis 1,1 ct/kWh(H_i) ($r_{\text{Cluster}} = 10 \text{ km}$)
- ➔ Transport (Rohrleitungskosten) großer Einfluss auf CAPEX
- ➔ Kosten abhängig von Anzahl an BGAs, Leistung und Rohrleitungslänge
- ➔ große Cluster nicht unbedingt günstiger (höhere Rohrleitungskosten)

4 Wasserstoffherzeugung durch 2-stufige Druckfermentation im Biogasreaktor: Prinzip

Stand der Technik



Trennung der Abbaustufen



- ➔ Abbau der Biomasse in 4 Schritten in einem Reaktor
- ➔ Gebildetes H₂ wird direkt im Prozess zu CH₄ umgesetzt

- ➔ H₂-Produktion in Hydrolysereaktor (HR) in saurem Milieu
- ➔ Umsetzung von Fettsäuren zu CH₄ in Methanogenesereaktor (MR) unter Druck

Hydrolysereaktor (HR) ³²⁾

Temperatur: ~ 55 °C;

Betriebsdruck: 1 bar

pH-Wert: < 5,5

H₂-Produktion: ~ 0,1 m³/kg Biomasse (l)

H₂-Gehalt: > 50 Vol.-% möglich

Spurengase: Schwefelverbindungen

Methanogenenereaktor (MR) ³²⁾

Temperatur: ~ 37 °C

Betriebsdruck: > 4 bar

pH-Wert: 6 – 7

CH₄-Produktion: ~ 0,1 m³/kg Biomasse (l)

CH₄-Gehalt: > 75 Vol.-%

Spurengase: Schwefelverbindungen

Spezifische Gestehungskosten bezogen auf LHV

Methan: 0,06 €/kWh inkl. Einspeisung bei 4 bar ²⁰⁾

Wasserstoff: Die H₂-Produktion ist Gegenstand der Forschung und es können keine Gestehungskosten angegeben werden.

Methanpyrolyse ist die Spaltung von Methan (CH₄) in festen Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H₂) unter Ausschluss von Sauerstoff.



Start der Zersetzungsreaktion:

$$\Delta_{\text{R}}H = 76 \text{ kJ/mol}$$

ohne Katalysator bei $T > 700 \text{ °C}$ [Q]

bei katalysierter Pyrolyse ab $T = 500 \text{ °C}$ ²³⁾

Verfügbarkeit der Technologie (TRL 3 – 8)

- ➔ Großtechnische Pyrolyse nur für Rußproduktion umgesetzt ²⁴⁾
- ➔ Für großtechnisch Verfahren und Kleintsanwendungen werden verschiedene Verfahren erforscht



BASF erwartet großtechnische Umsetzung bis zum Jahr 2030

Betriebsparameter

- Temperatur: 750 – 2100 °C
- Methanumsatz in Abhängigkeit des eingesetzten Verfahrens:
 - ➔ Plasma: 33 – 94 %
 - ➔ Thermisch: 80 %
 - ➔ Katalytisch: 90 – 92 %
- Pilotanlagen im Testbetrieb:
 - ➔ Bis zu 144 m³/h (NTP)

Herausforderungen

Ohne Katalysator:

- Wärmebereitstellung bei Temperaturen größer 1000 °C und Feststoffablagerungen (C) im Reaktor

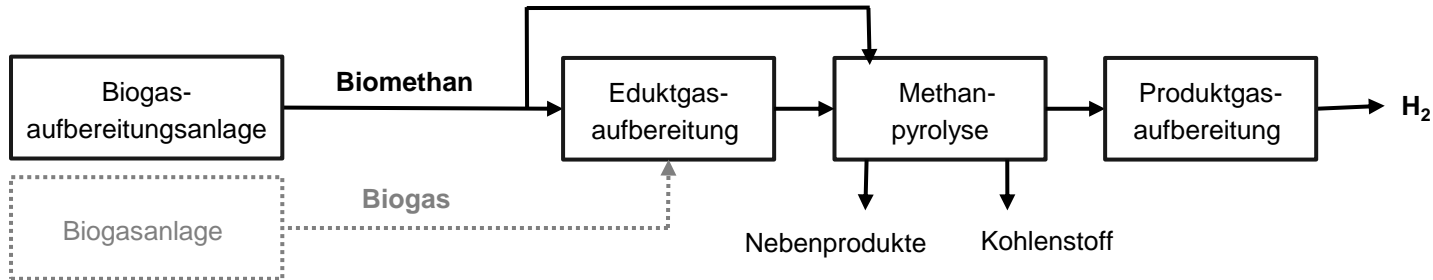
Katalysierte Pyrolyse:

- Feststoffablagerungen (C) im Reaktor oder am Katalysator
- Reinheit des festen Kohlenstoffs (Nebenprodukte: Teere, Aromaten usw.)



Es besteht hoher Forschungsbedarf für die technische Umsetzung

Containerlösung verfügbar



Herausforderung

- Verwendung von aufbereitetem Biomethan
 - Entschwefelung auf Restschwefelgehalt von < 1ppb notwendig
- Einsatz Biogas nicht erprobt → Bildung von CO im Produktgas

Wasserstoff-Produktionskosten mit Containeranlagen ²⁵⁾

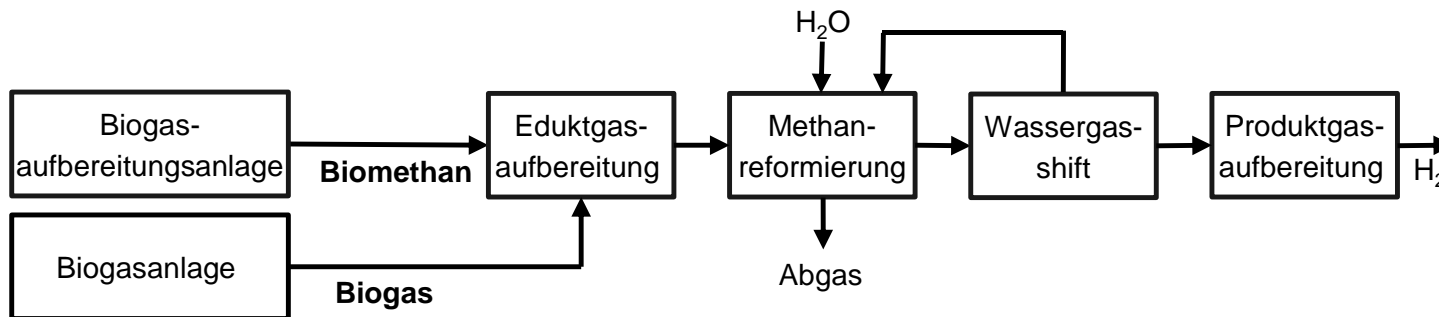
- Angaben eines Unternehmens: 3,0 – 3,5 €/kg
- Eigene Berechnungen (Biogaskosten ~ 0,07 €/kWh): 5,5 – 11,4 €/kg



Technologiehersteller: z. B. Graforce GmbH, H₂Plas GmbH

Methanreformierung

- Endotherme katalytische Umsetzung von CH_4 mit H_2O zu H_2
- Großtechnische umgesetzt zur Erzeugung von 6 Mrd. m^3/a H_2 (18 TWh bezogen auf LHV) in Deutschland
- Down-Scaling für die Anwendung an dezentralen BGA notwendig

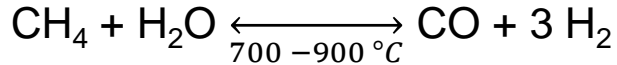


Einsatz von modularen Containeranlagen

Dampfreformierung (SMR)

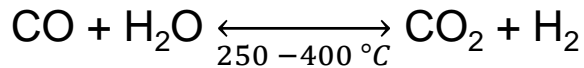
1. Gasreinigung (Entschwefelung)

2. Reformierung



$$\Delta_{\text{R}}H = 206 \text{ kJ/mol}$$

3. Wassergas-Shift-Reaktion



$$\Delta_{\text{R}}H = -41 \text{ kJ/mol}$$

4. Gasaufbereitung (z. B. PSA)

Prozessparameter

Temperatur	700 – 900 °C
Betriebsdruck	14 – 40 bar
Katalysator	nickelbasiert
Energ. Aus-nutzungsgrad	65 – 75 %
Wasser-stoffgehalt	96 – 99,98 Vol.-%
Spurengase	CH ₄ , N ₂ , Ar, CO + CO ₂ < 10 ppm

SMR: Steam methane reforming



Bsp.: Linde-Reformer mit einer Kapazität von ca. 50.000 m³ H₂/h

Integrierte Prozessschritte ^{26) 27)}

Eduktgas-Aufbereitung:

- Entschwefelung auf < 1 ppm

Einsatz von Biogas (CH₄ und CO₂) oder Biomethan im Reformierungsreaktor mit Dampf/Kohlenstoffverhältnis von 3 - 4

Wassergas-Shift-Reaktor

Beheizung der Reformierung mit Off-Gasen (FLOX-Brenner)

H₂-Aufbereitung auf $y_{\text{H}_2} = 99,999$ Vol.-% mit Druckwechseladsorption (PSA)

Prozessparameter

Temperatur 700 – 900 °C

Betriebsdruck 14 – 18 bar

Katalysator Nickelbasiert

Energ. Aus-
nutzungsgrad 60 %
78 % inkl.
Abwärmenutzung



Einfache Kapazitätserweiterung durch modularen Aufbau

Containerlösung verfügbar

Investitionskosten für eine modulare Containeranlage

	Biogasvolumenstrom ($y_{\text{CH}_4} = 0,58$)	H ₂ -Erzeugung	Investitionskosten
1 Reformer	48 m ³ /h (NTP)	54 m ³ /h (NTP)	~ 1,5 Mio €
3 Reformer	160 m ³ /h (NTP)	200 m ³ /d (NTP)	~ 2,0 Mio €

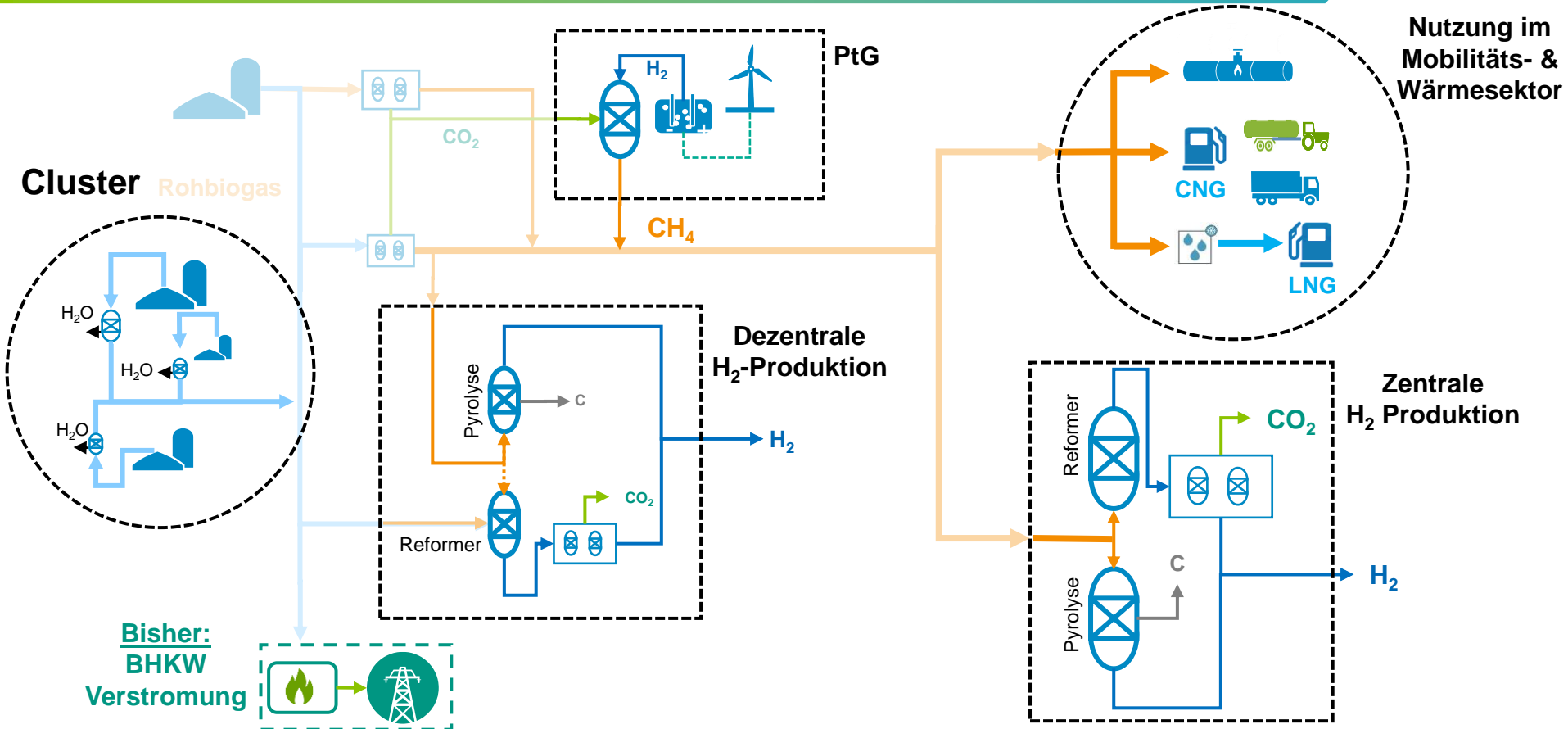
Wasserstoff-Produktionskosten

5 – 6 €/kg (15 – 18 € Cent/kWh bezogen auf LHV)

(Die H₂-Produktionskosten gelten für Biogas-Gestehungskosten von 7 € Cent/kWh)



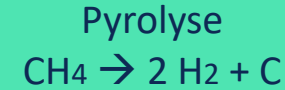
Technologiehersteller: z. B. WS Reformer GmbH



G Biogas als Potenzial für negative Emissionen

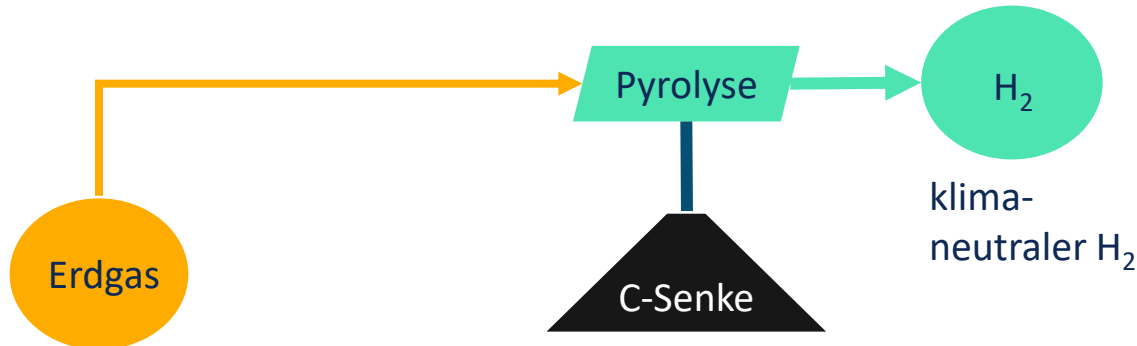
- ➔ Pyrolyse von Biogas, Verwendung des CO_2 aus der Gasreinigung, Methanisierung von Wasserstoffen; Design von Synthesegasen
- ➔ Biogas + Pyrolyse als Air CO_2 Capture Konkurrenz

Pyrolyse kann aus Kohlenwasserstoffen den Wasserstoff „extrahieren“ und den Kohlenstoff in Festform abscheiden – ohne dass CO₂ in die Atmosphäre gelangt.

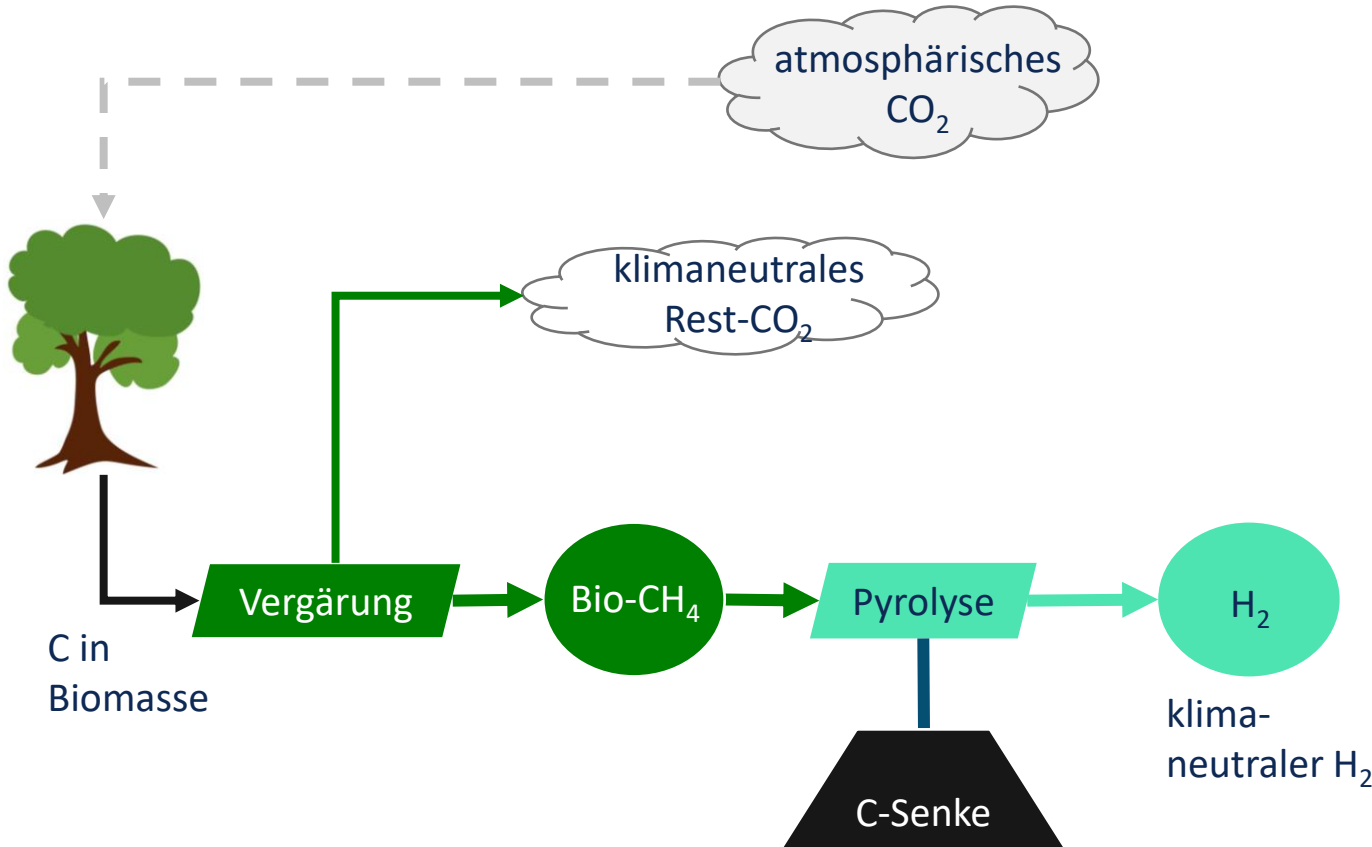


Da dazu aber Energie benötigt wird (endotherme Reaktion), ist der Carbon-Footprint des so erzeugten Wasserstoffs nicht Null, sondern hängt von der eingesetzten Energie ab.

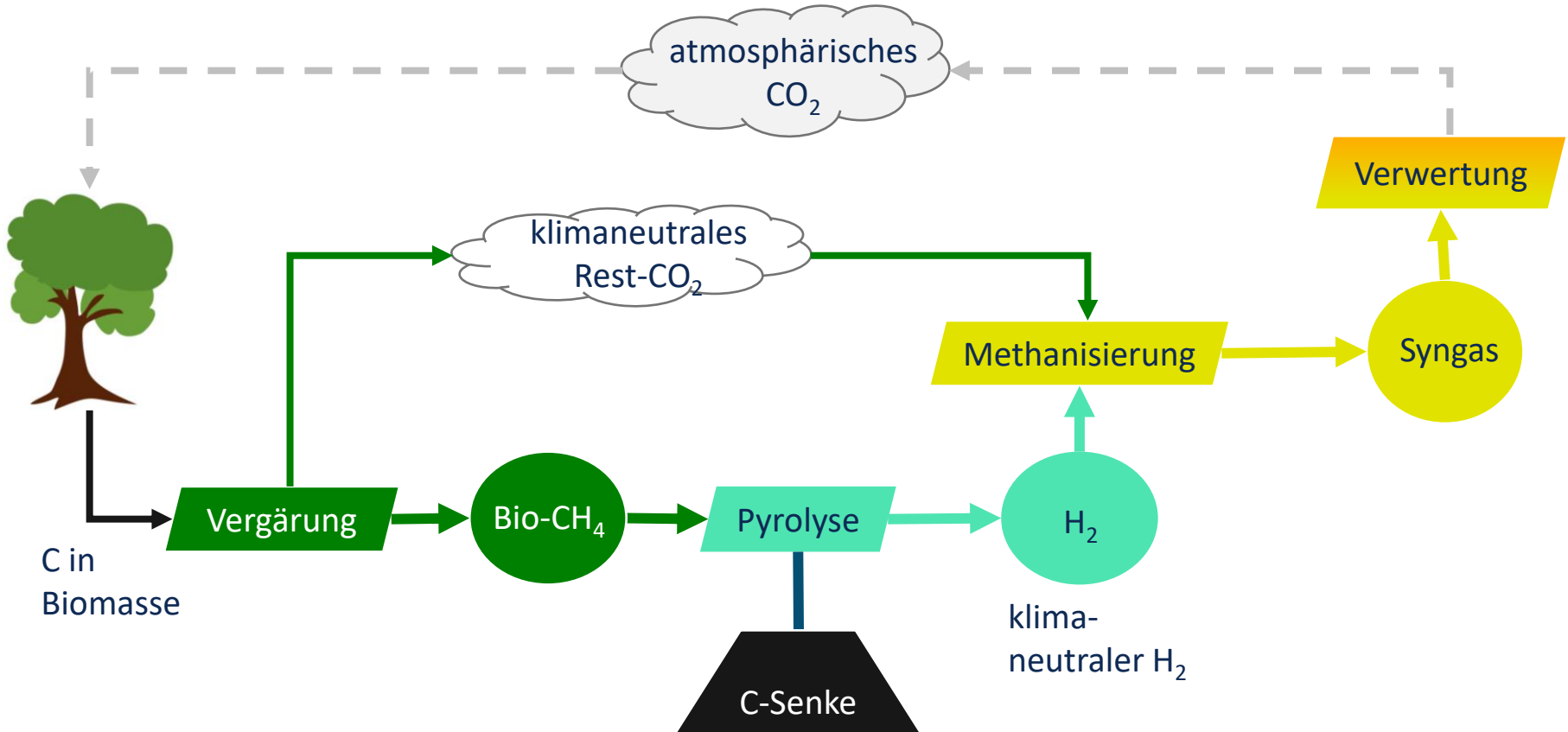
Aber: Pyrolyse benötigt etwa im direkten Vergleich zur Elektrolyse nur 1/5 der Energie bei gleichem H₂-Output.



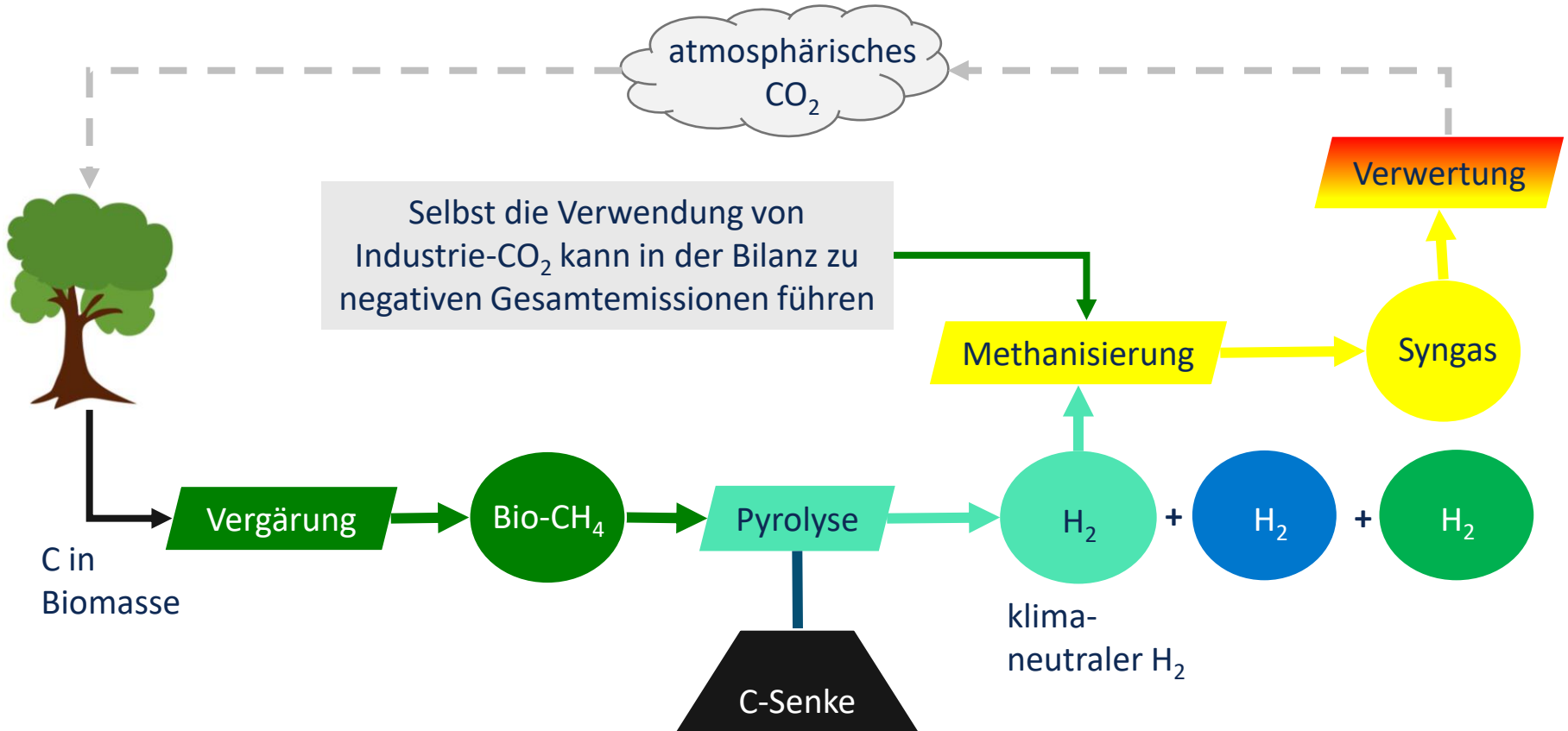
Die Pyrolyse von Biogas entzieht der Atmosphäre effektiv CO₂ – führt also zu negativen Emissionen



Pyrolyse von Biogas: Auch die Kreislaufführung des biogenen CO_2 – etwa in einer begleitenden Methanisierung - trägt zum Klimaschutz bei



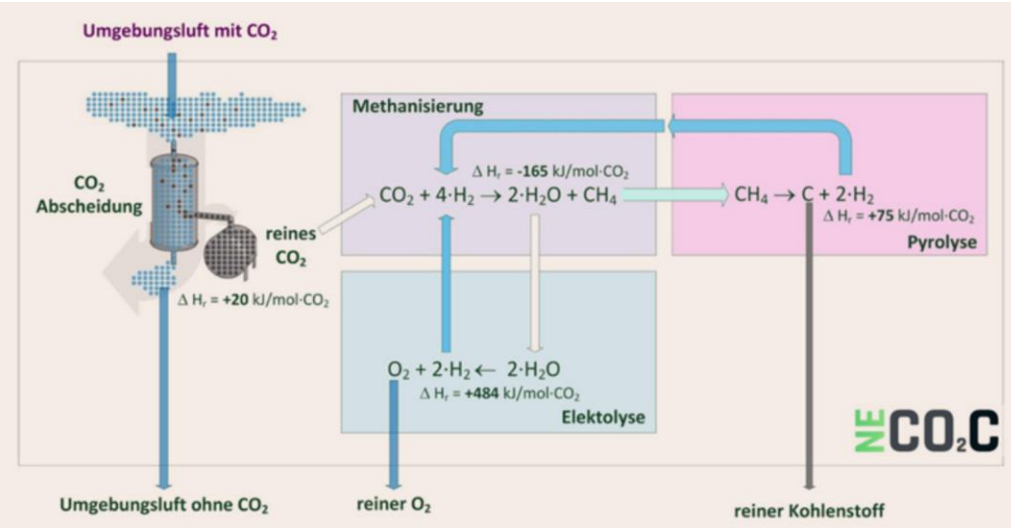
Mit Pyrolyse von Biogas + Methanisierung + Einbindung weiterer Kohlenstoffquellen sowie H₂ unterschiedlicher Couleur lassen sich low-carbon gases jeder Art herstellen



Pyrolyse von Biogas kann daher als eine hoch-interessante Alternative zum teuren Air CO₂ Capture sein



Mit Direct Air Capture-Anlagen wird CO₂ aus der Atmosphäre abgeschieden (© Climeworks, Julia Dunlop).



In mehreren Schritten wird aus CO₂ und Grünem Wasserstoff "Carbon Black" (Quelle: gwf Gas + Energie 11-12/2020).

H Biokraftstoffe in der Mobilität

- ➔ Biokraftstoffe zur Erfüllung von Treibhausgas-Minderungsquoten
- ➔ Well-to-Wheel-Analyse und RED II Anforderungen an Biokraftstoffe
- ➔ Perspektiven für Bio CNG und Bio LNG
- ➔ Herstellungskosten

Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

Bewertung der Nachhaltigkeit des Biomethan

- ➔ Um als nachhaltiger Biokraftstoff zertifiziert zu werden, muss gegenüber fossilen Kraftstoffen eine THG-Emissionseinsparung nachgewiesen werden. In Abhängigkeit der Anlageninbetriebnahme müssen folgenden Emissionsreduktion nachgewiesen werden

Datum der Inbetriebnahme	Reduktionziel ²⁾³⁾
Vor dem 6.10.2015	50 %
6.10.2015 – 1.1.2021	60 %
Ab dem 1.1.2021	65 %

- ➔ Nach 38. BImSchV gilt für Biomethan (CNG) und Bio-LNG ein fossiler Vergleichswert von:
94,1 g-CO_{2,eq}/MJ (338,8 g-CO_{2,eq}/kWh)
- ➔ Neben der THG-Minderung müssen weitere Nachhaltigkeitskriterien erfüllt werden: ⁴⁾
 - ➔ Ausschluss bestimmter Substrate mit hoher indirekter Landnutzungsänderung
 - ➔ Z. B. Biomasse darf nicht von Flächen mit hoher biologischer Vielfalt stammen
 - ➔ Z. B. Biomasse darf nicht aus Feuchtgebieten oder Torfmooren kommen

- ➔ Der Inverkehrbringer ist der sogenannte Quotenverpflichtete und zu einer THG-Minderungsquote verpflichtet. Er ist verpflichtet die THG-Emissionen, der von ihm in Verkehr gebrachten Kraftstoffe um einen festgelegten Prozentsatz zu senken.
 - ➔ Heute ist eine Minderung von 6 % vorgeschrieben ⁵⁾
 - ➔ Bis 2030 ist eine Anhebung auf 25 % festgelegt
- ➔ Als Möglichkeiten stehen der direkte Verkauf von emissionsarmen Kraftstoffen (z.B. E10) oder der Erwerb von THG-Quotenmengen von Dritten (z.B. Biomethantankstellenbetreiber) zur Verfügung. Bei Nichteinhaltung drohen hohe Strafen (600 €/t CO₂). Für Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen existiert zudem eine Unterquote, die es zu erfüllen gilt (Heute: 0,1%, Anstieg auf 2,6% bis 2030). Bei Übererfüllung der Unterquote kann der Überschuss doppelt auf die allgemeine THG-Quote angerechnet werden.
- ➔ Für die Quotengenerierung ist erforderlich:
 - ➔ Biomethanliefervertrag mit Biomethanlieferanten
 - ➔ Nachweisführung der spezifischen Nachhaltigkeitseigenschaften des Biomethans (wird z.B. über Web-Portal Nabisy (nachhaltige-Biomasse-System) erbracht)
 - ➔ Bei Transport über Gasnetz: Biogasbilanzkreis, der den bilanziellen Transport des Biomethans über das Gasnetz bestimmt.

Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

Well-to-Tank-Analyse

Für die Bewertung der THG-Emissionen von Biomethan und Bio-LNG als Kraftstoff muss die **vollständige Prozesskette (Well-to-Tank)** bewertet werden: ⁶⁾



Beispielfälle aus der RED-II (Richtlinie 2018/2001/EU)

Fall 1: BGA mit offenem Gärrestlager keine Abgasnachbehandlung

- Worst-Case

Fall 2: BGA mit offenem Gärrestlager mit Abgasnachbehandlung

Fall 3: BGA mit geschlossenem Gärrestlager keine Abgasnachbehandlung

Fall 4: BGA mit geschlossenem Gärrestlager mit Abgasnachbehandlung

- **Best-Case**

→ In Abhängigkeit der Substrate werden Standardwerte für THG-Emissionen für alle Prozessschritte angeben

Standartwerte nach RED-II ⁶⁾

- ➔ Betrachtete Substrate
 - ➔ Gülle
 - ➔ Mais (Energiepflanze)
 - ➔ Bioreststoffe
- ➔ Die Gutschrift für Gülle ist ein politisch festgelegter Wert
 - ➔ Vermeidung von Emissionen bei der direkten Verwendung als Wirtschaftsdünger

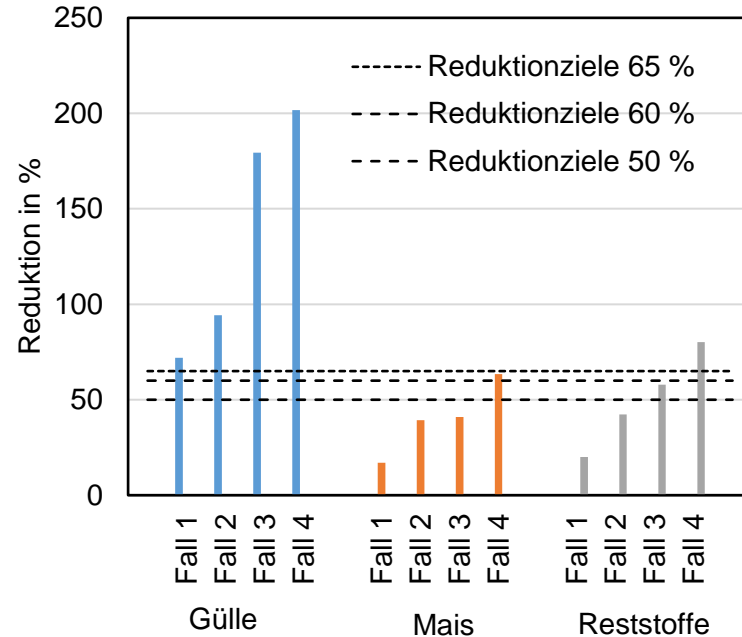
g-CO _{2,eq} /kWh		Rohstoff-bereitstellung	Verarbeitung & Aufbereitung ^{*1}	Transport & Tankstelle ^{*2}	Gutschrift	Summe
Gülle	Fall 1	0	522,72	20,16	-447,84	95,04
	Fall 4	0	38,52	19,8	-402,84	-344,52
Mais	Fall 1	65,16	199,44	16,56	0	281,16
	Fall 4	63,36	44,28	16,56	0	124,2
Bio-reststoffe	Fall 1	0	252,36	18,72	0	271,08
	Fall 4	0	48,6	18,36	0	66,96

➔ Für Anlagen des Falls 4 sind für Gülle negative Emissionen möglich

1: Summe aus Biomasseverarbeitung und Biogasaufbereitung
 2: Summe aus Biomethantransport und Biomethantankstelle

Reduktionsziele nach RED-II ⁶⁾

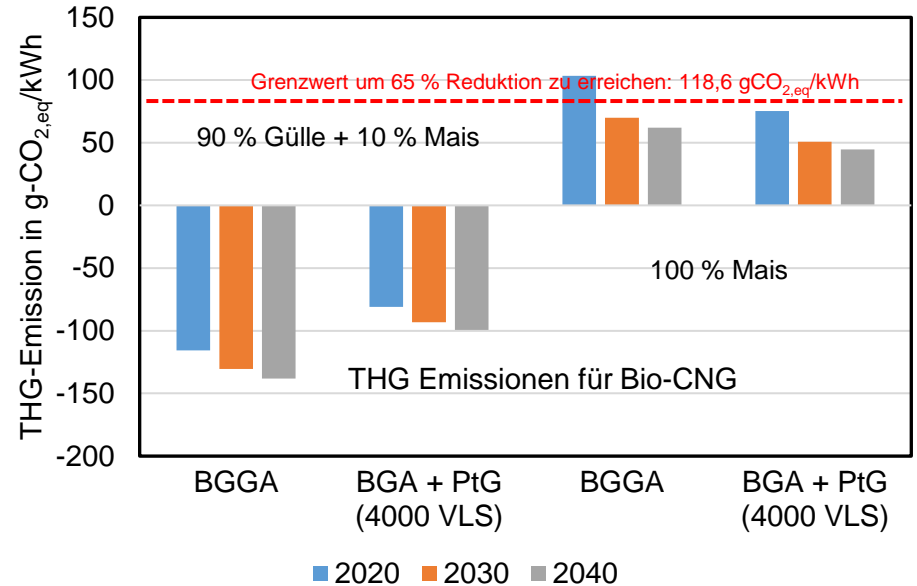
- ➔ Auf Grund der Gutschrift werden für Gülle für den Fall 1 – 4 eine Reduktion von > 50 % erreicht.
- ➔ Auf Grund der THG-Emissionen in der Substratbereitstellung wird für Mais nur für den Fall 4 ein Reduktionsziel von > 50 % erreicht
- ➔ Weitere Nachhaltigkeitskriterien nach BImSchV/RED-II/Biokraft-NachV sind einzuhalten



➔ Nur mit modernen Biogasanlage ist Reduktionsziel zu erreichen

Projekt GreenGasMobility ⁷⁾

- ➔ Wie in RED-II werden mit Gülle negativen Emissionen möglich
- ➔ Durch die Einkopplung von EE-Strom mit PtG wird zusätzliche THG-Reduktion erreicht
- ➔ Die THG-Minderung bis 2040 bei Mais ist auf geringere Emission der Substratbereitstellung zurückzuführen
 - ➔ EE-Stromanteil steigt
 - ➔ Transport-Emission sinken



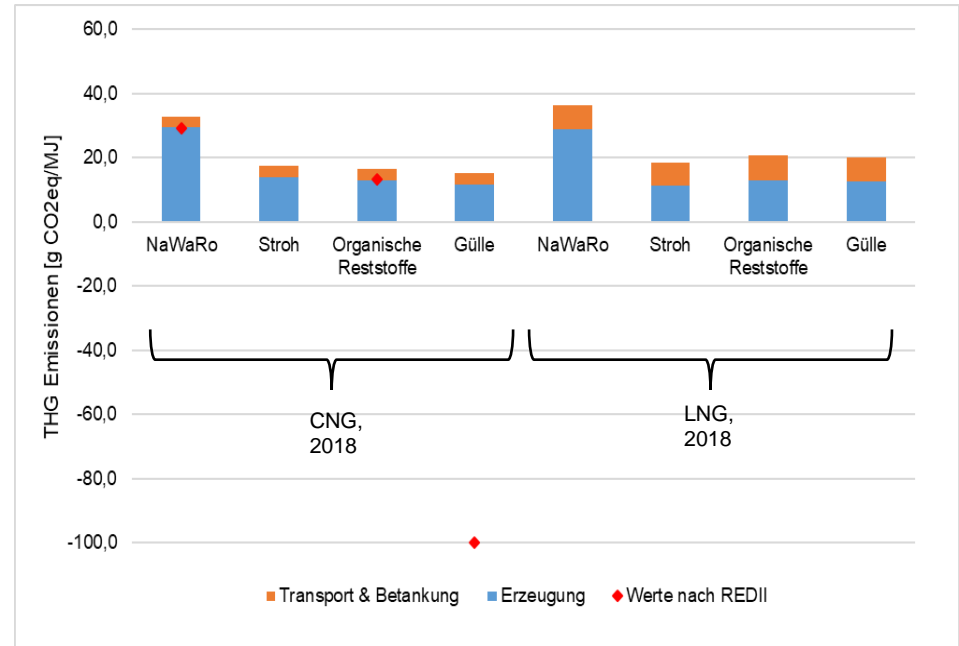
BGGA: Biogasanlage mit Biogasaufbereitung
PtG: Power-to-Gas

→ Emissionsreduktion > 65 % werden 2020 erreicht

→ Zukünftig nehmen die THG-Emissionen ab

Frauenhofer ISI Studie ⁸⁾

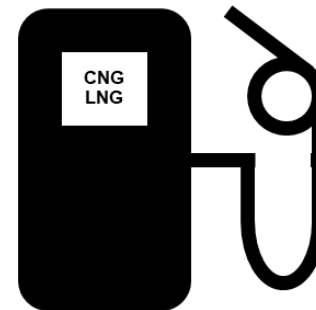
- ➔ Für alle Substrate ist ein Reduktionsziel von > 65 % möglich
- ➔ Für Stroh, org. Reststoffe und Gülle werde nach RED-II die Emission erst ab Sammlung der Biomasse berücksichtigt
 - ➔ Wenn Reststoffe zur Ware werden und sich ein Markt entwickelt, muss diese Annahme hinterfragt werden
- ➔ Für Bio-LNG sind die THG-Emission um 11 – 14 g-CO_{2,eq}/kWh höher
 - ➔ Mehraufwand durch Logistik und Verflüssigung



Nach Wietschel et al. (2019)⁸⁾

CNG und LNG im Kraftstoffsektor ²²⁾

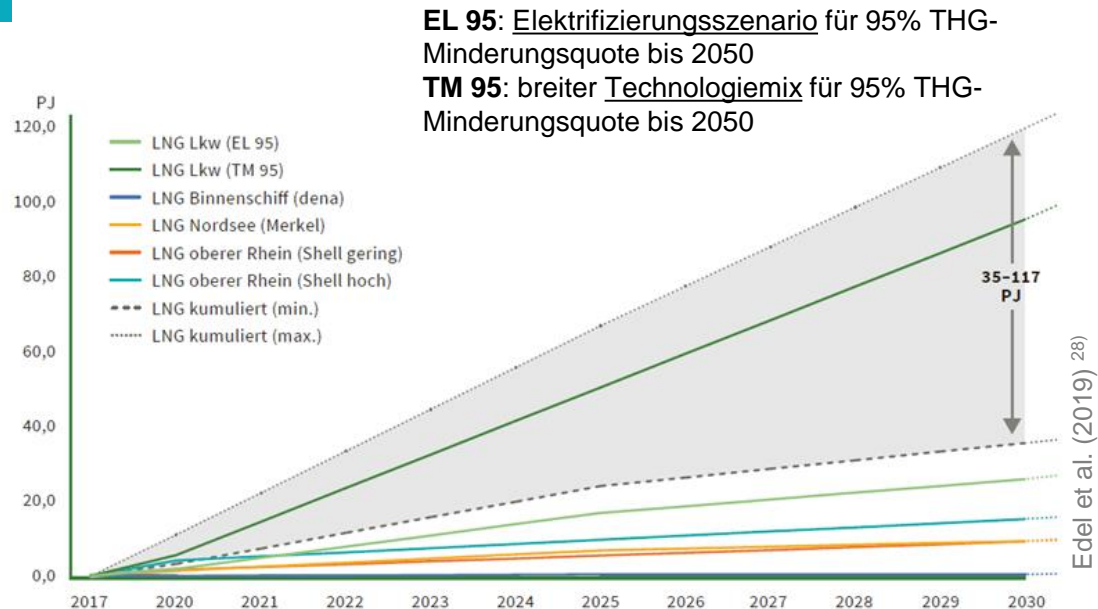
- Vorteile: kaum Ausstoß von Schwefel / Stickoxide, Reduktion des Feinstaubausstoßes um 95 % und des Lärms um 50 % im Vergleich zu Diesel
- Anfang 2019: 117 Gasbetriebene LKWs
- Perspektive für 2030: 70.000-130.000 gasbetriebene LKWs (Zulassung < 20t) und 120.000-125.000 gasbetriebene LKWs (Zulassung > 20t)
- 2020: 7 LNG Tankstellen, 850 CNG Tankstellen
- Mautbefreiung für LKWs mit CNG und LNG bis 31.12.25



→ CNG & LNG haben großes Potenzial im Schwerlastverkehr

LNG Bedarf 2017 – 2030 ²⁸⁾

- ➔ Steigende LNG Nachfrage auf 10 – 33 TWh in 2030
- ➔ Vrschl. größte Nachfrage im Straßenschwerlastverkehr von 0,25 % (2019) auf 10 – 35 % (2030)
- ➔ Schifffahrt abhängig von internationalen Abkommen
- ➔ Möglicher Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt und Fährbetrieb in Nord- und Ostsee



LNG Bedarf Schwerlastverkehr durch Biogas decken

- ➔ Erwartete LNG Nachfrage 2030: 20 TWh (Annahme aus Szenarien)

Wie viele Anlagen werden pro Jahr benötigt (Umrüstung oder Neubau) um Nachfrage bis 2030 zu decken?

- ➔ Fallunterscheidung Durchschnittliche Leistung (Energiegehalt Methan):
 - ➔ „Standard-BGA“*: 8 GWh**
 - ➔ „Einspeise-BGA“***: 43 GWh

→ Anlagen pro Jahr: 60 (Einspeise-BGA) – 300 (Standard-BGA)

* Berechnet aus Branchenzahlen Fachverband Biogas (Anlagenleistung/Anlagenanzahl) ¹⁰⁾

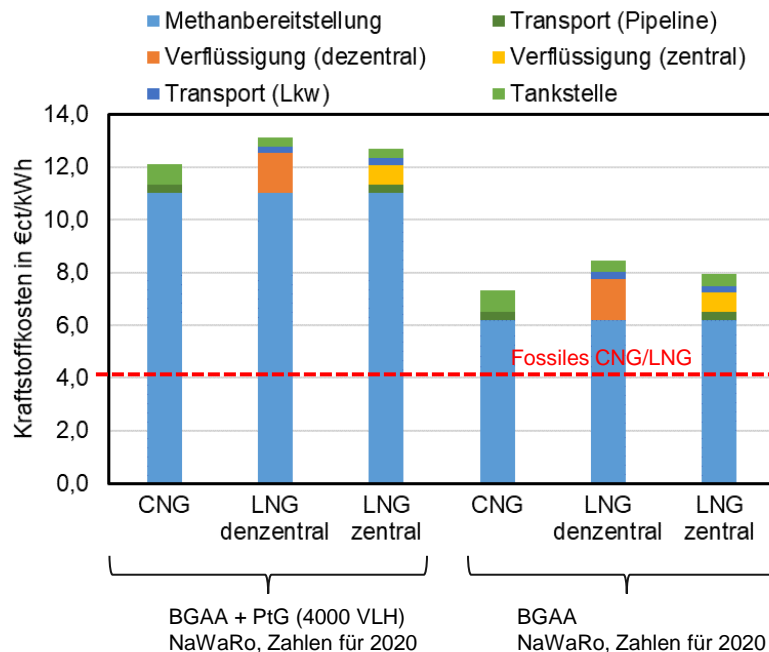
** El. Wirkungsgrad BHKW: $\eta_{\text{BHKW,el}} = 40 \%$

*** Berechnet aus Leistung der vorhandenen Einspeiseanlagen (Anlagenleistung/Anlagenanzahl) ¹¹⁾

Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

Kraftstoffkosten (Bio-) CNG und (Bio-) LNG

- ➔ Bio-CNG und Bio-LNG teurer als fossiles CNG und LNG
- ➔ Kosten bestimmt von Methanherzeugung
 - ➔ BGAA + PtG teurer als BGAA
- ➔ Verflüssigung teurer als Komprimieren
 - ➔ LNG höhere Kosten als CNG
- ➔ V. a. Methanbereitstellungskosten für PtG werden bis 2040 abnehmen (abnehmende Stromkosten für Elektrolyse)

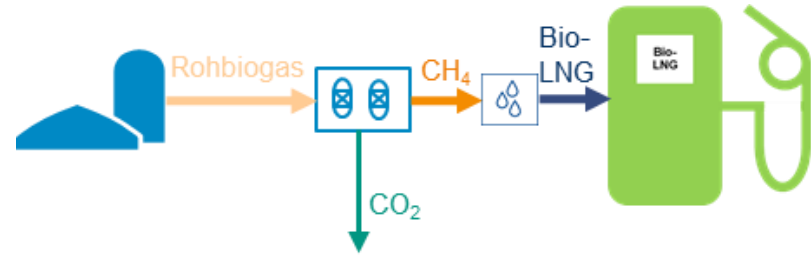


Nach Heneka et al. (2020) ⁷⁾

BGAA: Biogasanlage mit Biogasaufbereitung
PtG: Power-to-Gas

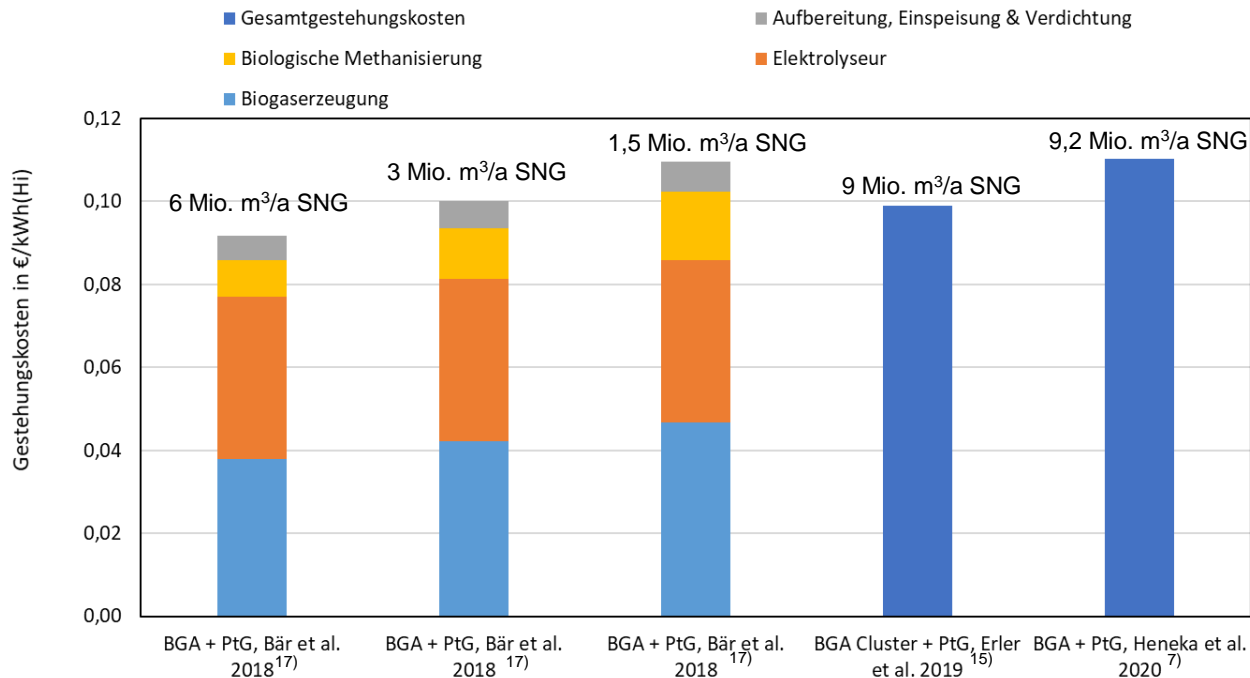
Bio-LNG ²⁸⁾

- Senkung der THG Emissionen im Verkehrssektor um 41 % bis 2030
- Bio-LNG einfache und schnell umsetzbare Kraftstoffalternative
- Hohe Energiedichte → geeignet für Straßengüter- und Schiffverkehr
- Zentrale oder dezentrale Verflüssigung
- Erste Projekte werden realisiert: ²⁹⁾
 - 2022 soll eine der ersten Biomethan-Verflüssigungsanlage in Betrieb gehen



Biomethan hat großes Potenzial für Kraftstoffsektor da die Nachfrage insbesondere aus dem Schwerlastverkehr zunimmt ^{9) 28)}

Kopplung mit Power-to-Gas (PtG) Gasgestehungskosten



BGAA: Biogasanlage mit Biogasaufbereitung
PtG: Power-to-Gas

→ Kosten abhängig von Anlagengröße, 9 – 11 €ct/kWh(Hi)

→ Elektrolyseur: ca. 40 – 50 % der Gesamtkosten → Kosten stark abhängig von Strompreis



1. Frank Graf et al: Biogas Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. gwf Verlag, ISBN 978-3-8356-3363-6, 2013
2. Erweiterte Nutzung Erneuerbarer Gase: Forschungsbericht G 202114 09/2023: [DVGW-Forschungsbericht G 202114: Nutzung erneuerbarer Gase \(wvgw.de\)](https://www.dvgw.de/forschung/berichte/g-202114-09-2023)
3. Vielversprechende Zukunftsoptionen für Biogas: Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekt ENEVEG: [0124schaffert.pdf \(dvgw.de\)](https://www.dvgw.de/forschung/berichte/eneveg-0124schaffert.pdf)
4. [DVGW e.V.: Biogas und Biomethan](https://www.dvgw.de/biogas)

- 1) Thrän, Daniela; Pfeiffer, Diana (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Methoden zur Bestimmung von Technologiekenwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. 4. Aufl.
- 2) Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) (2021): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2020. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Bonn.
- 3) Biokraft-NachV, vom 02.12.2021 (02.12.2021): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV). Fundstelle: Bundesgesetzblatt, zuletzt geprüft am 27.01.2022.
- 4) 38. BImSchV, vom 21.05.2019 (08.12.2017): Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV). Fundstelle: Bundesgesetzblatt. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_38_2017/BJNR389200017.html, zuletzt geprüft am 13.11.2020.
- 5) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Bundesregierung (01/2021): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote 2021.
- 6) Europäisches Parlament und der Rat der europäischen Union (11.12.2018): EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Erneuerbare-Energien-Richtlinie II.
- 7) Heneka, Maximilian; Steyer, Nico; Schuhmann, Enrico; Köppel, Wolfgang; Erler, Ronny (2020): Roadmap von Kraftstoffen zur Marktdurchdringung im Rahmen der Energiewende und die kurzfristige Umsetzung des Greening von LNG/CNG. GreenGasMobility. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Bonn.
- 8) Martin Wietschel; et al. (2019): Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Studie im Auftrag des Biogasrat e.V. Unter Mitarbeit von Martin Wietschel. Fraunhofer ISI, zuletzt geprüft am 15.01.2020.
- 9) Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2021): BranchenbarometerBiomethan 2021. Hg. v. dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH).
- 10) Fachverband Biogas e.V (2021): Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021. Hg. v. Fachverband Biogas e.V, zuletzt geprüft am 20.12.2021.
- 11) Bundesnetzagentur (2021): Monitoringbericht 2021. Hg. v. BNetzA Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt.
- 12) Scheffelowitz, Mattes; Thrän, Daniela; Hennig, Christiane; Krautz, Alexander; Lenz, Volker; Liebetau, Jan et al.: DBFZ Report Nr. 21: Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

- 13) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (13.06.2019): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV). GasNZV, zuletzt geprüft am 20.12.21.
- 14) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (28.10.2021): Kostendeckelung bei Biogasan schlüssen. BNetzA äußert sich zur Kostenaufteilung für den Netzanschluss von Biogasanlagen. Borger, Julia; Michael, Koch.
- 15) Erler, Ronny; Schuhmann, Enrico; Köppel, Wolfgang; Bidart, Christian (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential). Abschlussbericht G201622, G 1/02/16. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. DBI – Gasthechnologisches Institut gGmbH Freiberg; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- 16) Bär, Katharina; Staudt, Christiane; Schlaumann, Ruth; Mörs, Friedemann (2021): BIG - Biogas Innovation Guide. Innovative Lösungsansätze zur Sicherung des Biogasanlagenbestands in Baden-Württemberg. Hg. v. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut.
- 17) Bär, Katharina; Mörs, Friedemann; Graf, Frank (2018): BW Bioökonomie Einsatz der biologischen Methanisierung für PtGKonzepte. Teilprojekt 4: Prozess und Systemanalyse. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), zuletzt geprüft am 16.03.2020.
- 18) König, Sebastian; Bchini, Quentin; McKenna, Russell; Köppel, Wolfgang; Bachseitz, Michael; Michaelis, Julia (2017): Spatially-resolved analysis of the challenges and opportunities of Power-to-Gas (PtG) in Baden-Württemberg until 2040. In: 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013) 135 (6), S. 434–444. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.511.
- 19) DBFZ, Technisches Brennstoffpotenzial 2020 in Terajoul (TJ), 2018, <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BW/kategorie/bioenergie/auswahl/611-bioenergie-potenzial/sicht/grafik>, accessed 8 June 2018.
- 20) Bär, Katharina; Merkle, Wolfgang; Tuczinski, Marc; Saravia, Florencia; Horn, Harald; Ortloff, Felix et al. (2018a): Development of an innovative two-stage fermentation process for high-calorific biogas at elevated pressure. In: Biomass and Bioenergy 115, S. 186–194, zuletzt geprüft am 12.03.2020.
- 21) Mörs, Friedemann; Schlaumann, Ruth; Gorre, Jachin; Leonhard, Robin (2020): Innovative large-scale energy storage technologies and power-to-gas concepts after optimisation (STORE&GO). D 5.9 Final report on evaluation of technologies and processes. Hg. v. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Online verfügbar unter <https://cordis.europa.eu/project/id/691797/results>.
- 22) Nationale Plattform Zukunft der Mobilität NPM (Hg.) (2019): LNG- UND CNG-STRATEGIE IM SCHWERLASTVERKEHR. ARBEITSGRUPPE 5 VERKNÜPFUNG DER VERKEHRS- UND ENERGIE NETZE, SEKTORKOPPLUNG, zuletzt geprüft am 11.02.2020.

- 23) Schneider, Stefan; Bajohr, Siegfried; Graf, Frank; Kolb, Thomas (2020): Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. In: Chemie Ingenieur Technik 92 (8), S. 1023–1032. DOI: 10.1002/cite.202000021.
- 24) Muradov, Nazim (2017): Low to near-zero CO2 production of hydrogen from fossil fuels. Status and perspectives. In: International Journal of Hydrogen Energy 42 (20), S. 14058–14088. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.04.101.
- 25) Information von H2Pals GmbH (<https://www.h2plas.de/>) aus Vortragsfolien
- 26) Wsreformer, WSFLOXM50 REFORMER, https://wsreformer.de/wp-content/uploads/2021/07/2015WS-Reformer_M50.pdf; zuletzt geprüft am 04.02.2022.
- 27) Nitzsche, Jörg (2010): Ein Beitrag zur Modellierung von Dampfreformern für erdgasbetriebene Brennstoffzellenheizgeräte. Technischen Universität Bergakademie Freiberg.
- 28) Edel, Matthias; Jegal, Jakob; Siegemund, Stefan; Schmidt, Patrick; Weindorf, Werner (2019): Bio-LNG - eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr. Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Instrumente. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
- 29) Startschuss für den Bau einer der ersten Biomethanverflüssigungsanlagen in Deutschland: Altonoil, Erdgas Südwest und bmp greengas kooperieren (2021): <https://www.erdgas-suedwest.de/ueber-uns/presse/pressemeldung/startschuss-f%C3%BCr-den-bau-einer-der-ersten-biomethanverfl%C3%BCssigungsanlagen-in-deutschland-altonoil-erdgas-s%C3%BCdwest-und-bmp-greengas-kooperieren>; zuletzt geprüft am 04.02.2022
- 30) Fehrenbach, Horst; Giegrich, Jürgen; Köppen, Susanne; Wern, Bernhard; Pertagnol, Joachim; Baur, Frank et al. (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Hg. v. Umweltbundesamt.
- 31) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2020): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2020/Mediathek/broschuere_basisdaten_bioenergie_2020_web.pdf.
- 32) Lemmer, A.; Merkle, Wolfgang; Graf, Frank; Ortloff, Felix; Bär, Katharina: Schlussbericht Autogenerative Two-Phase High Pressure Fermentation (AG-HiPreFer). Verbundvorhaben im Rahmen der BMBF-Förderinitiative „BioProFi – Bioenergie – Prozessorientierte Forschung und Innovation 2018, zuletzt geprüft am 03.03.2020.

**Ende Teil 3 –
Biogas**

**Nächster Teil 4 –
Wasserstoff**