



*Energiegase:  
Methan, Biogas, Wasserstoff, Synthesegase.*

## **TEIL 3 - Biogas**

WS 2023/24

Ruhruniversität Bochum

Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik

# Teil 3 - Biogas

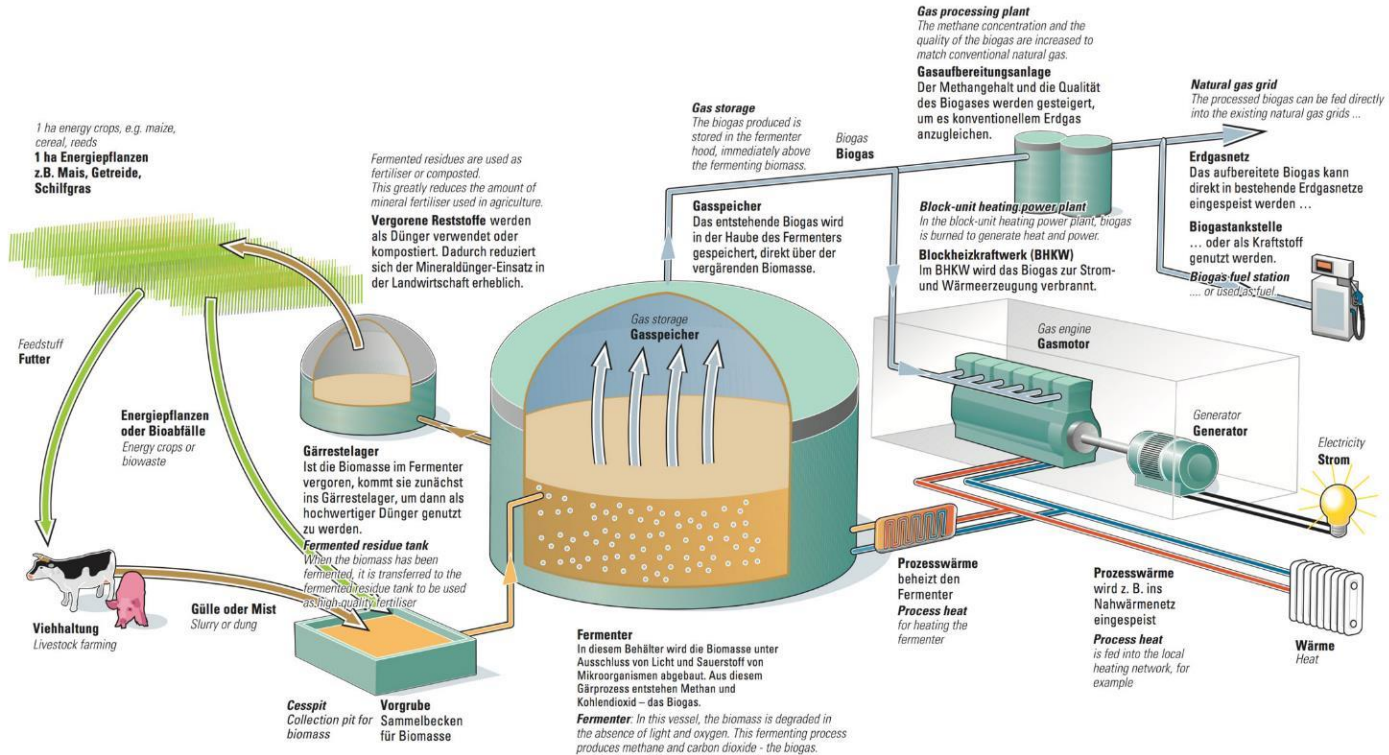
- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 Update/Aktualisierung 2022:
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)

- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

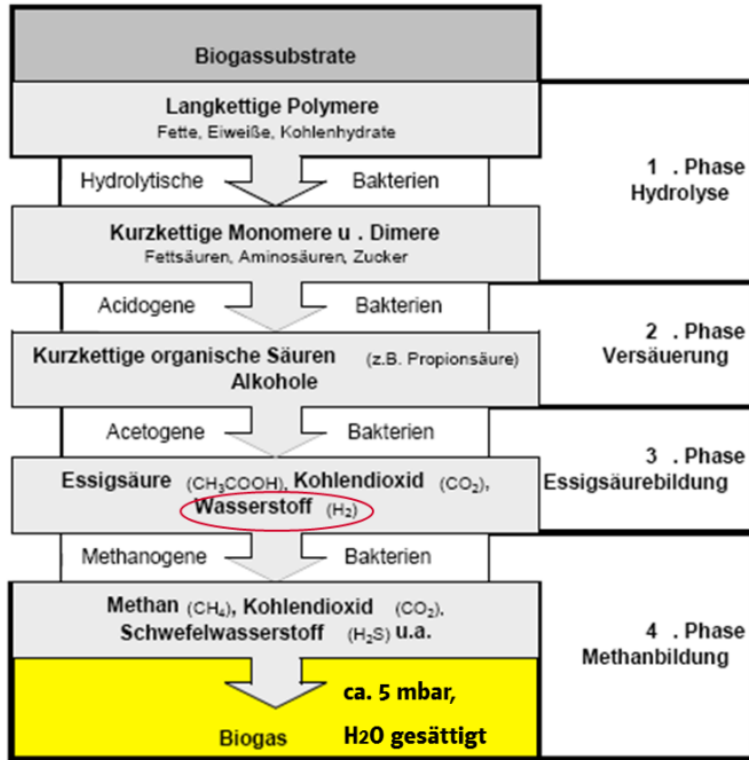
# Teil 3 - Biogas

- 1 **Klassische Biogasherstellung**
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 **Update/Aktualisierung 2022:**
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H<sub>2</sub>-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

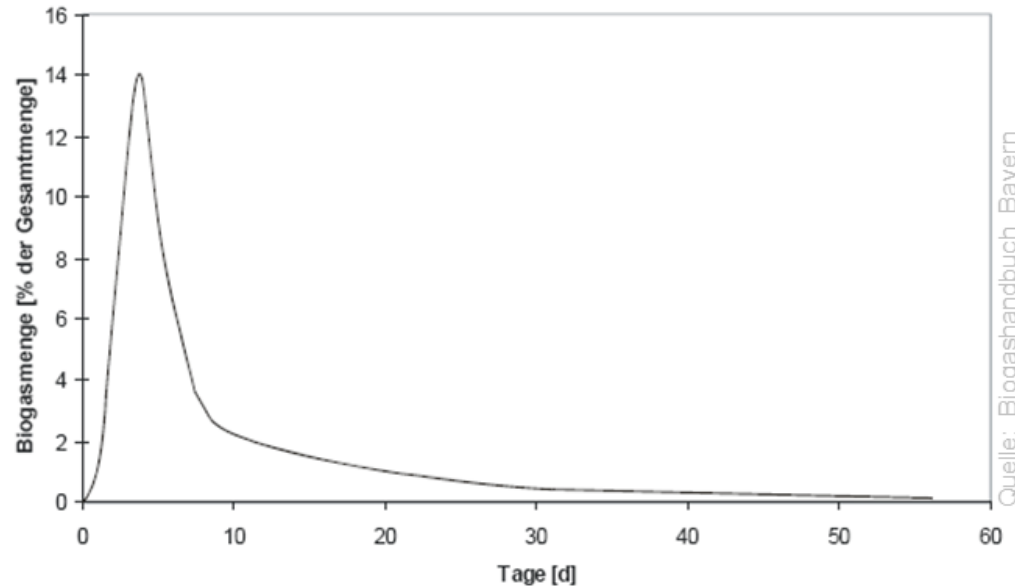
# In einer Biogasanlage wird durch Vergärung der Biomasse Rohbiogas erzeugt, das entweder vor Ort verstromt oder zu Biomethan aufbereitet wird



# Umsetzungsschritte und Prozessdauer



Quelle: BGW/DVGW Studie, Autor



Quelle: Biogashandbuch Bayern

# Teil 3 - Biogas

- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 Update/Aktualisierung 2022:
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

**Deutsches Biomasseforschungszentrum**  
gemeinnützige GmbH



## IEA Bioenergy Task 37: Country report Germany 2021

Peter Kornatz, Jaqueline Daniel Gromke, Nadja Rensberg

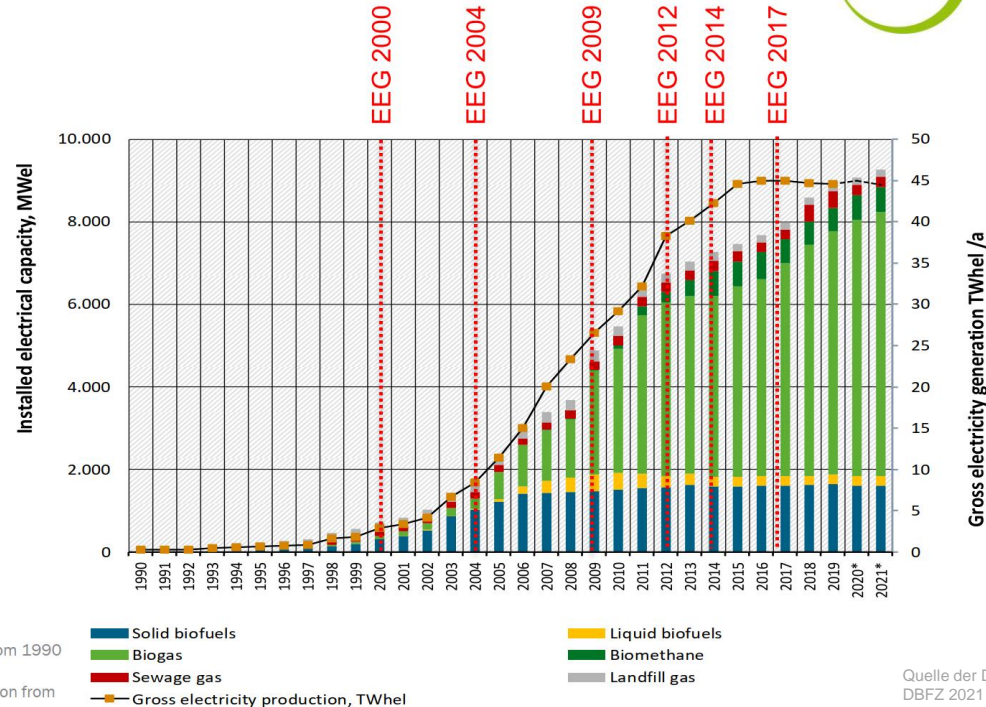


## Bioenergy plants in Germany



**biomass including sewage gas and landfill gas (2020):**  
installed **capacity ~ 9,3 GWel/a**; electricity production ~ 45 TWhel/a

- Biogas /Biomethane CHP
- Sewage and landfill gas plants (CHP)
- Vegetable oil CHP
- Solid biomass plants



Source: DBFZ, DBFZ 2020. Database: time series of the AGEE-Stat from 1990 -2019 cf. (BMWi 2020). \*Forecast DBFZ  
Figure: DBFZ, based on evaluation of TSO data on electricity generation from biomass 2020 (year 2019).

Quelle der Darstellung:  
DBFZ 2021



## Biogas plant inventory (2020)



Plant type	Number of plants	Installed capacity [MW/a] <sup>1)</sup>	Electricity production <sup>1)</sup> [TWh/a]	Heat production <sup>1)</sup> [TWh/a]
Biogas	8,700 <sup>2)</sup>	5,848 <sup>2)</sup>	28.8	14.1
Agriculture <sup>2)</sup>	~8,400	5.643	27.8	13.6
Biowaste <sup>3)</sup>	~300	205	1.0	0.5
Biomethane <sup>4)</sup>	232 (1,219)	621	2.9	3.9
Sewage sludge	1,271 <sup>5)</sup>	396	1.6	2.4
Landfill	280 <sup>6)</sup>	167	0.3	0.1
<b>Total</b>	<b>10,483</b>	<b>7,032</b>	<b>33.6</b>	<b>20.5</b>

1) Database: time series of the AGEE-Stat from 1990 -2019 cf. (BMW 2020). 2) Estimation DBFZ

3) Substrate input of 142 plants ≥ 90% of biowaste of the whole input amount per year; biowaste is defined as separate collected municipal waste; about 150 co-fermentation plants with substrate input < 90% of biowaste including plants using agro-industrial residues.

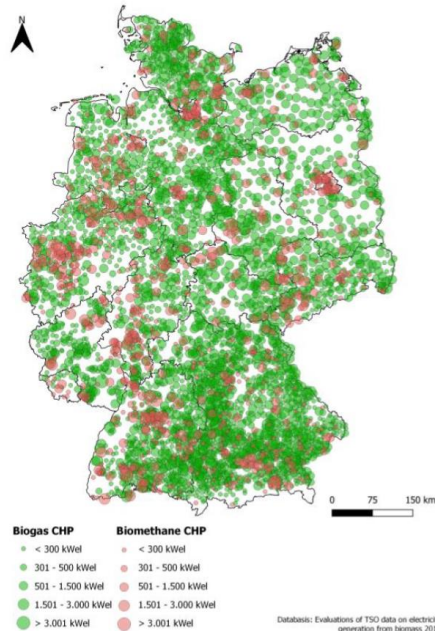
4) dena 2021: 232 biogas plants with upgrading technologie to provide biomethane, 1,219 biomethane CHP in 2020.

5) Federal Statistical Office (destatis): [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/08/PD20\\_310\\_433.htm](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/08/PD20_310_433.htm)

6) destatis 2021: energy statistics of electricity-feeding plants in 2020 according to table-code 43312-0001. (sewage sludge 453 plants, landfill: 280).

Quelle der Darstellung: DBFZ 2021

## Biogas plants in Germany



Biogas plants (2020) ~ 9,000 plants (including shutdowns)

- ~ 8,700 on-site electricity conversion of biogas
- ~232 upgrading to biomethane

Installed electrical capacity

→ 6,5 GW<sub>e</sub>

Gross electricity production



→ 31,7 TWh<sub>e</sub>

Heat supply



→ 18 TWh<sub>th</sub>

References: Figure DBFZ state 10/2021, Database biogas and biomethane CHP according to analysis of TSO data 2020 (reference year 2019), Biogas plants: estimation DBFZ 2021 and dena 2021. Data regarding electricity/heat/installed capacity according to BMWI 2021.

Quelle der Darstellung: DBFZ 2021

# Teil 3 - Biogas

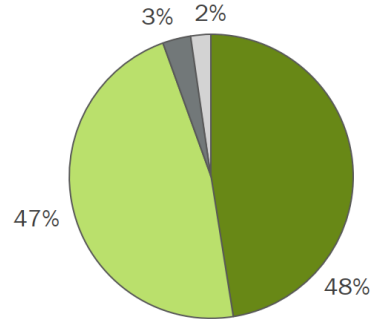
- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 **Feedstock und Anlagenbeispiele**
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 **Update/Aktualisierung 2022:**
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

## Feedstock - biogas plants (in general)

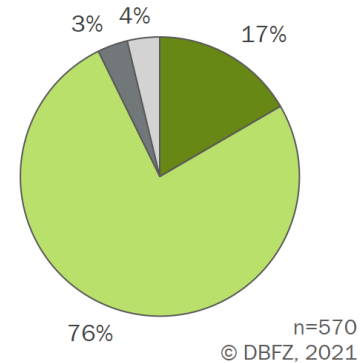


In total manure and renewable resources account for more than 90 % of the biogas in Germany

mass-related



energy-related



References: Database biogas DBFZ; operator survey 2021 (reference year 2020)

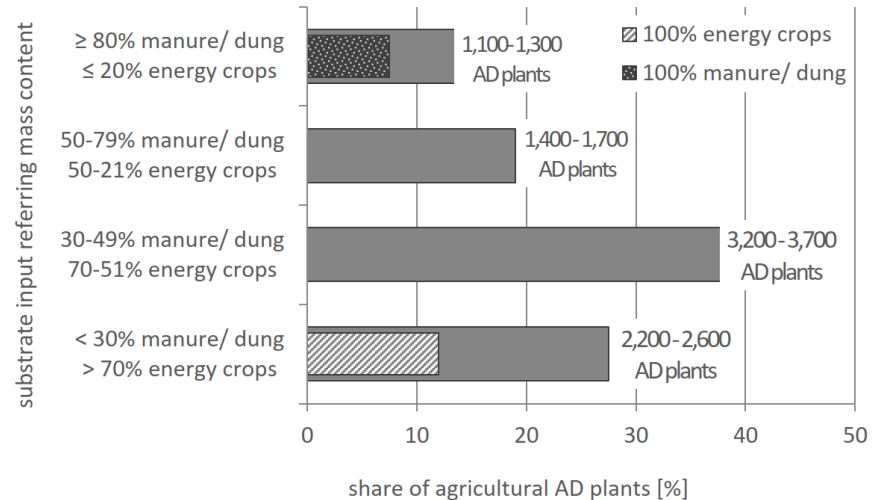
Quelle der  
Darstellung: DBFZ  
2021



## Feedstock – agricultural biogas plants



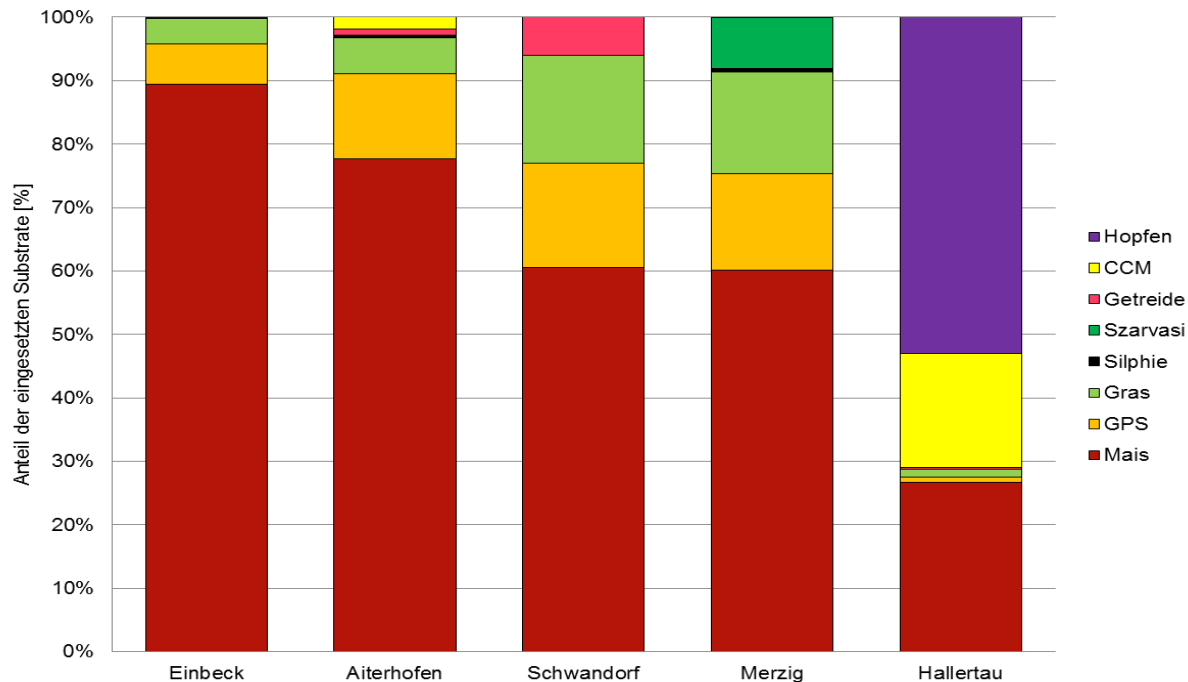
- Biogas plants with share of 51 – 70 % energy crops at substrate input dominate agricultural biogas plants
- about 1/3 of the biogas plants feedstock of  $\geq 50$  % liquid and solid manure (mass-related)
- In recent years, the construction of new biogas plants has been almost exclusively based on small liquid manure plants (according to § 27b EEG 2012, § 46 EEG 2014, § 44 EEG 2017) with substrate input  $\geq 80$  % manure/ dung (mass-related)



© DBFZ, 05/2020

# Eingesetzte Rohstoffe am Beispiel einzelner Anlage

## Substratmix eines großen Betreibers: Beispiel E.ON Bioerdgas



Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017

## Mengengerüst



Bild: E.ON Bio-Erdgas-Einspeiseanlage Schwandorf

- 250 m<sup>3</sup>/h Bio-Erdgas
- 23000 m<sup>2</sup> Anlagenfläche
- 450 ha Acker für Anbau
- > 450 ha Acker für Gärreste
- 22000 t Maissilage / Jahr
- 2200 t Rindergülle / Jahr
- 17000 t Gärreste / Jahr
- Einzugsradius ca. 5 km
- Mais 105 LKW / 21 Tage\*
- Gülle 0,75 LKW / 200 Tage\*
- Gärreste 20 LKW / 60 Tage\*

\*pro Tag

Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017

## Beispiel Schwandorf

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



Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017



## Beispiel Aitenhofen

- Status: in Betrieb seit 09/2009
- Substratmenge: 80.000 t/a  
(Mais, Gras, Ganzpflanzensilage)
- Erzeugte Energiemenge: 91 GWh/a
- Leistung: 10 MWthermisch
- Einspeisung: 1.000 m<sup>3</sup>/h Bioerdgas (2.000 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Schmack)
- Aufbereitung: Druckwechseladsorption (Fa. Carbotech)



Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017

## Beispiel Einbeck

- Status: in Betrieb seit 09/2009
- Substratmenge: 45.000 t/a  
(Mais, Gras, Ganzpflanzensilage)
- Erzeugte Energiemenge: 49 GWh/a
- Leistung: 5 MW<sub>thermisch</sub>
- Einspeisung: 550 m<sup>3</sup>/h Bioerdgas (1.100 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. MT Energie)
- Aufbereitung: Aminwäsche (Fa. MT Biomethan)



Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017

## Beispiel Merzig

- Status: in Betrieb seit 05/2011
- Substratmenge: 50.000 t/a  
(Mais, Gras, Ganzpflanzensilage)
- Erzeugte Energiemenge: 50 GWh/a
- Leistung: 5 MWthermisch
- Einspeisung: 550 m<sup>3</sup>/h Bioerdgas (1.100 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Agraferm)
- Aufbereitung: Physikalische Wäsche (Fa. Haase Energietechnik)
- Gesellschafter: EBG (51 %), Enovos (39 %), SW Merzig (10 %)



Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017

## Beispiel Hallertau

- Status: in Betrieb seit 05/2012
- Substratmenge: 100.000 t/a  
(Mais, Hopfenrebenhäcksel)
- Erzeugte Energiemenge: 90 GWh/a
- Leistung: 10 MWthermisch
- Einspeisung: 1.000 m<sup>3</sup>/h Bioerdgas (2.000 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Schmack Biogas)
- Aufbereitung: Druckwasserwäsche (Fa. Malmberg)
- Gesellschafter: EBG (90 %), HVG (10 %)



Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017

# Teil 3 - Biogas

- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 **Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren**
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 Update/Aktualisierung 2022:
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

## Biogas and Biomethane utilization



Utilization type	Amount, [GWh/year]
Electricity <sup>1)</sup>	31,706
Heat	18,000
Vehicle fuel	884

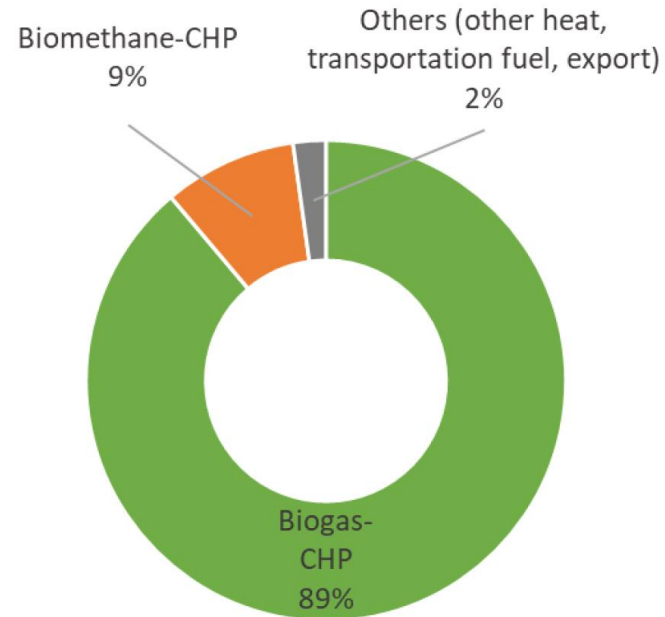
<sup>1)</sup> according to the DBFZ analysis as of 10/2021 based on TSO data for electricity production of biomass 2021 (reference year 2020) for biogas as well as biomethane data (dena 8/2021)

Quelle der  
Darstellung: DBFZ  
2021

## Biogas and Biomethane production and utilization in Germany



- ~ 10 billion m<sup>3</sup> biogas production incl. biomethane (> 100 TWh<sub>Hs</sub>)
- Feed-in of biomethane around 10 TWh<sub>Hs</sub>
- 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).

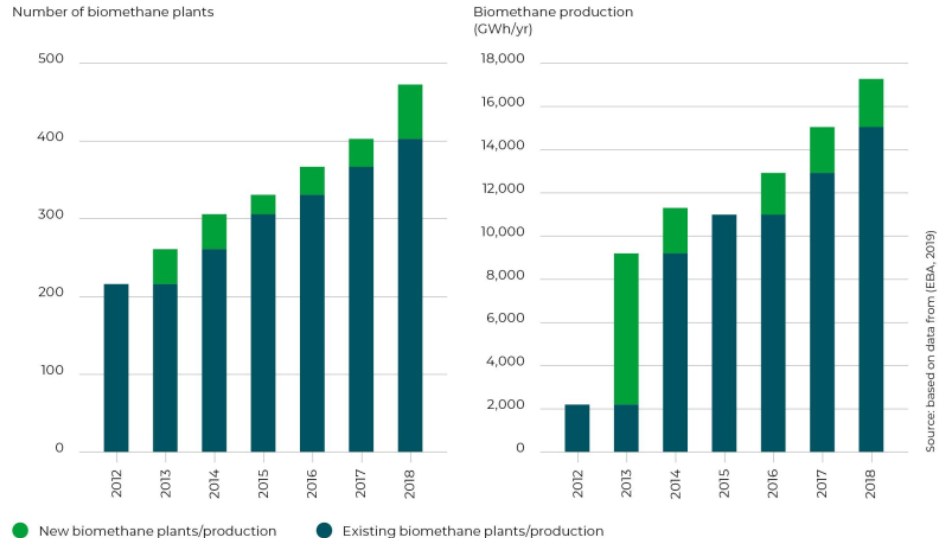
BMWi (2021): Time series for the development of renewable energy sources in Germany, based on statistical data from the Working Group on Renewable Energy-Statistics (AGEE-Stat), as of 02/2021.

Quelle der Darstellung: DBFZ 2021



## 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.



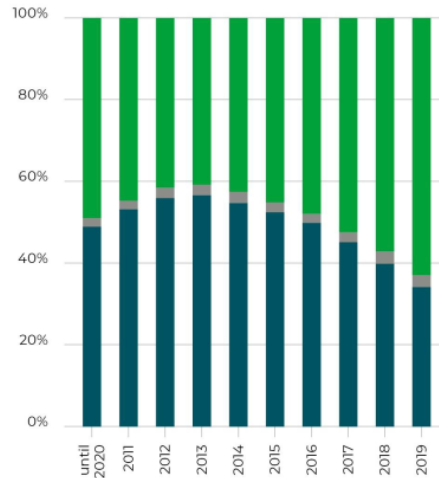




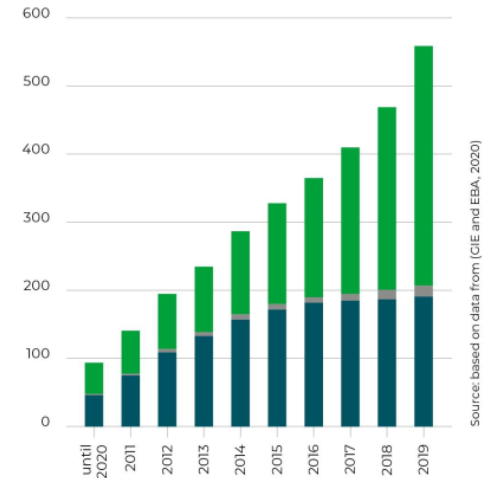
## Increasing adoption of waste and residue feedstock, incl. intermediate crops

- 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 (GIE and EBA, 2020)

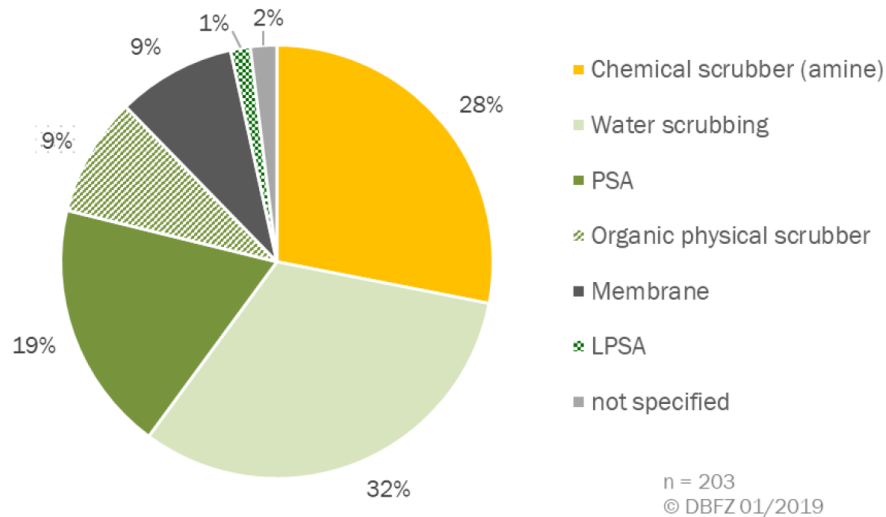
# Entwicklung der eingesetzten Biomasse in Europa

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](https://youtu.be/x8OJ_JyUzE4)

## Biomethane - Used upgrading technology



- predominantly technologies used water scrubber, pressure swing adsorption and chemical scrubber
- In comparison to preceding years membrane separation technologies have been utilized increasingly
- Different manufacturers of biogas upgrading plants operate at the market using several upgrading technologies.
- All technologies available for smaller upgrading capacities (~ 50 -350m<sup>3</sup><sub>STP</sub> raw biogas /h)

References: DBFZ biomethane plants' database as of 01/2019.

Daniel-Gromke, J., Denysenko, V., Liebetrau, J. (2019): Germany's experience with biogas and biomethane. In: Mathieu, C. and Eyl-Mazzega, M-A (eds.), "Biogas and biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy", Études de l'Ifri, Ifri, April 2019.

Quelle der Darstellung: DBFZ 2021

# Beispiel Dänemark

## 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>

VIDEO

## Dänemark nutzt Biogas zur Deckung seines Gasbedarfs für die Energiewende

13.11.2022 12:45



5 Min

Christian Blenker, ARD Stockholm

# Teil 3 - Biogas

- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise**
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 Update/Aktualisierung 2022:
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

## Biogas: More up-to-date than ever before?!



### The current situation

#### Dependence on energy

- The German economy is significantly dependent on gas imports, which has become visible to society as a whole in the context of the Ukraine war
- Gas shortages can affect industrial processes, the electricity grid and, most recently, households

#### Biogas comes into focus as a (partial) solution

- EU biomethane target for 2030 (REPowerEU plan):
  - 35 billion cubic metres of biomethane
  - Currently 3 billion cubic metres
- Government plans to focus on biomethane through EEG adjustment
- Residual and waste materials are in focus, but cultivated biomass is also coming back into the discussion

### Framework

#### Reference to natural gas consumption

- Currently, the amount of biogas produced in Germany corresponds to approx. 9 % of the natural gas consumed in 2021 (biogas not biomethane)
- Currently, the amount of Biomethane produced in Germany corresponds to approx. 1.2 % of the natural gas consumed in 2021

#### Restriction for Biometane

- Not every CHP-plant will be able to feed biomethane into the grid.
- Economic conditions: High agricultural prices may make biogas production uneconomical

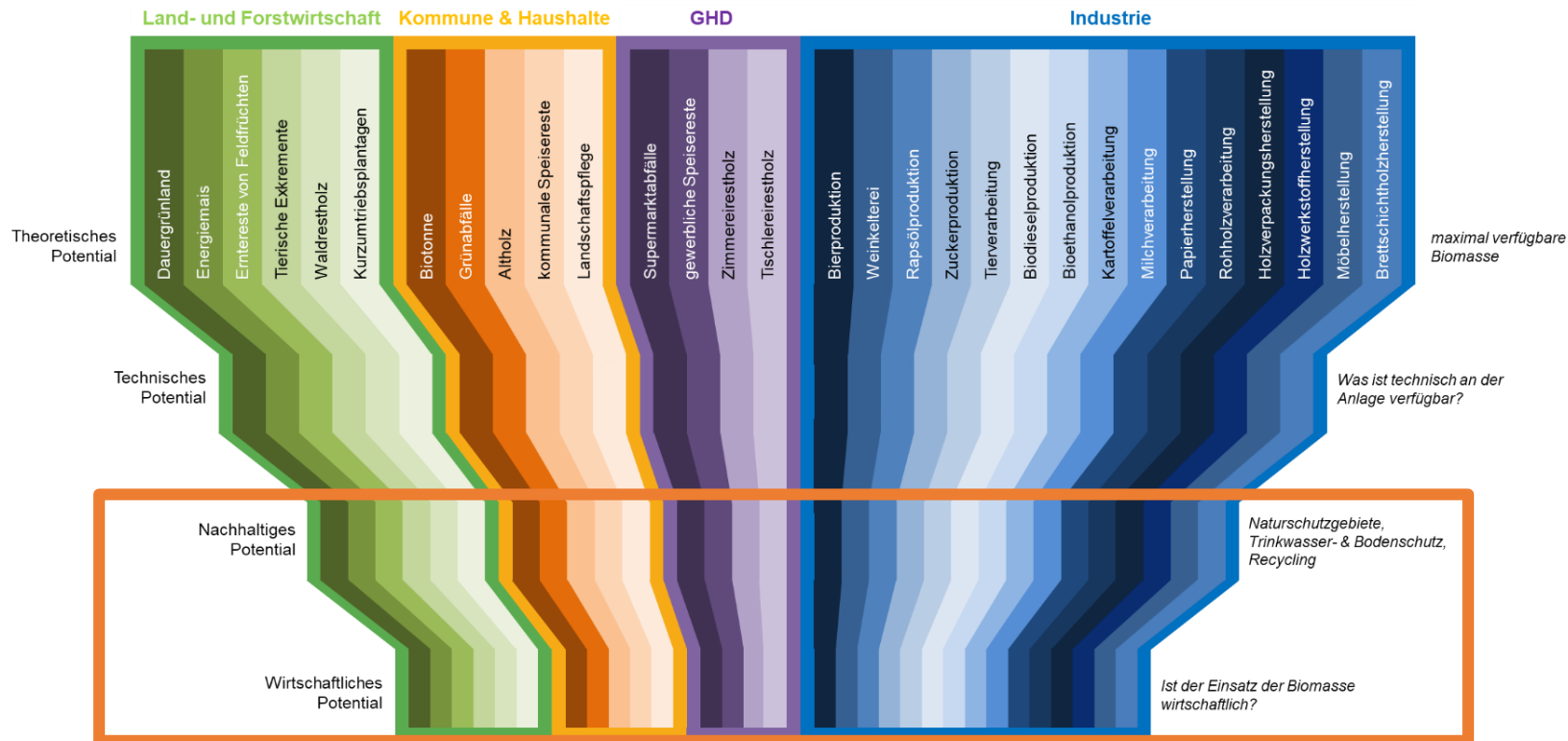
Quelle der Darstellung: DBFZ 2021

# Teil 3 - Biogas

- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung**
- 7 Update/Aktualisierung 2022:
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

# Wie groß ist das wirtschaftliche Potenzial unter nachhaltigen Gesichtspunkten?

## Biomassepotenziale für die Erzeugung von Biogas und SNG

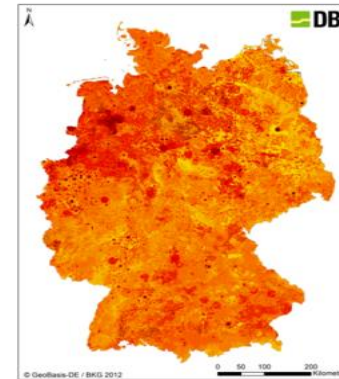
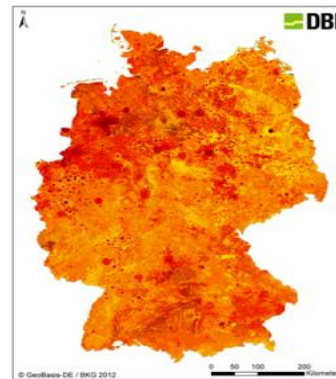
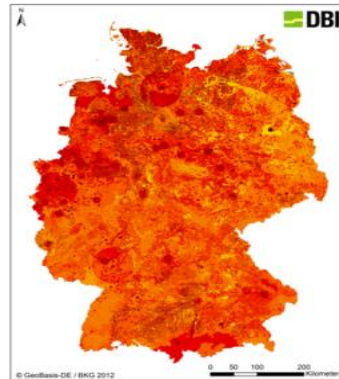
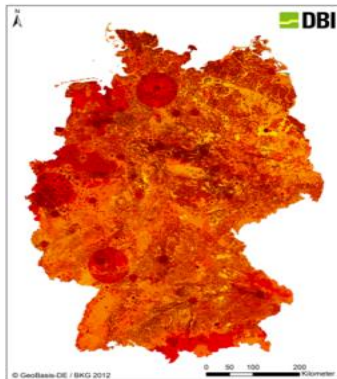


Quelle: DBI / DVGW 2019, EE-Gase Gesamtpotenzialstudie



# Wie groß ist das wirtschaftliche Potenzial unter nachhaltigen Gesichtspunkten und wo befindet es sich?

Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial	Wirtschaftliches Potenzial	Wirtschaftlich-nachhaltiges Potenzial
18,5 Mrd. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a	10,7 Mrd. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a	6,9 Mrd. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a	6,4 Mrd. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a



Quelle: DBI-GTI, R. Erler

64 TWh / a

2020, Agrarflächen

85 TWh / a

2030, Agrarflächen

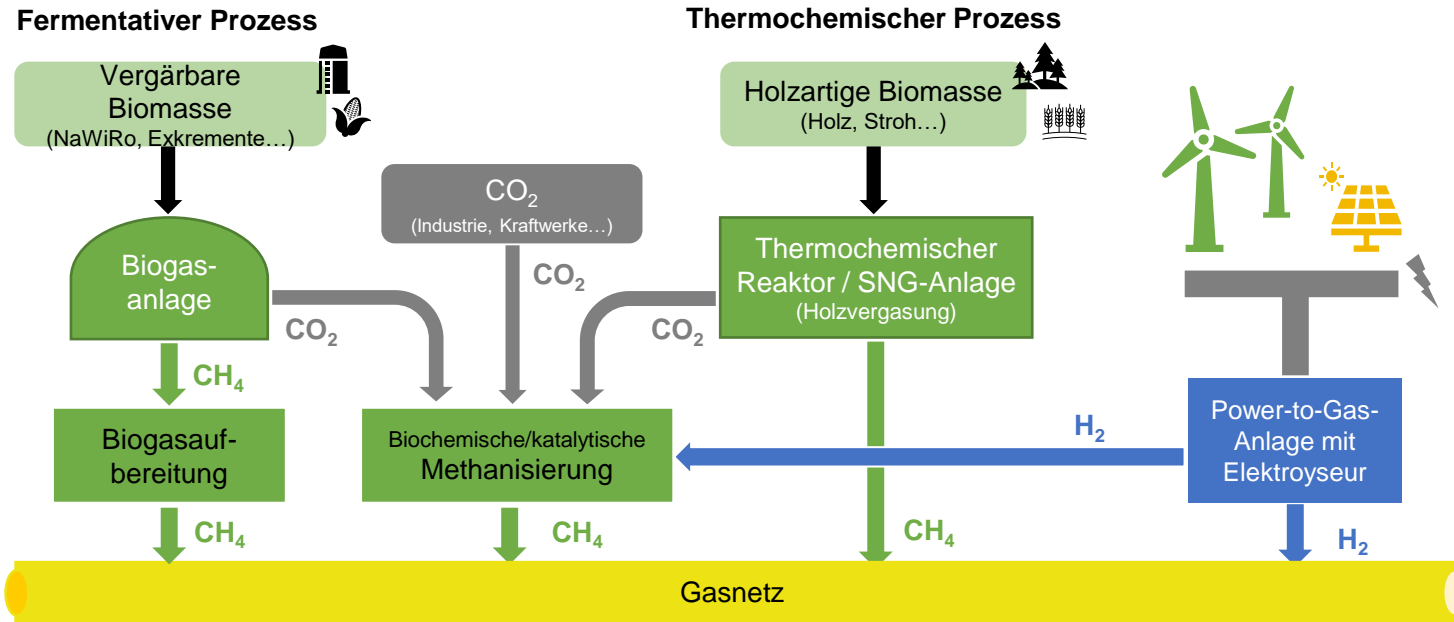
100 TWh / a

2030, Gesamt, 1000 Anlagen

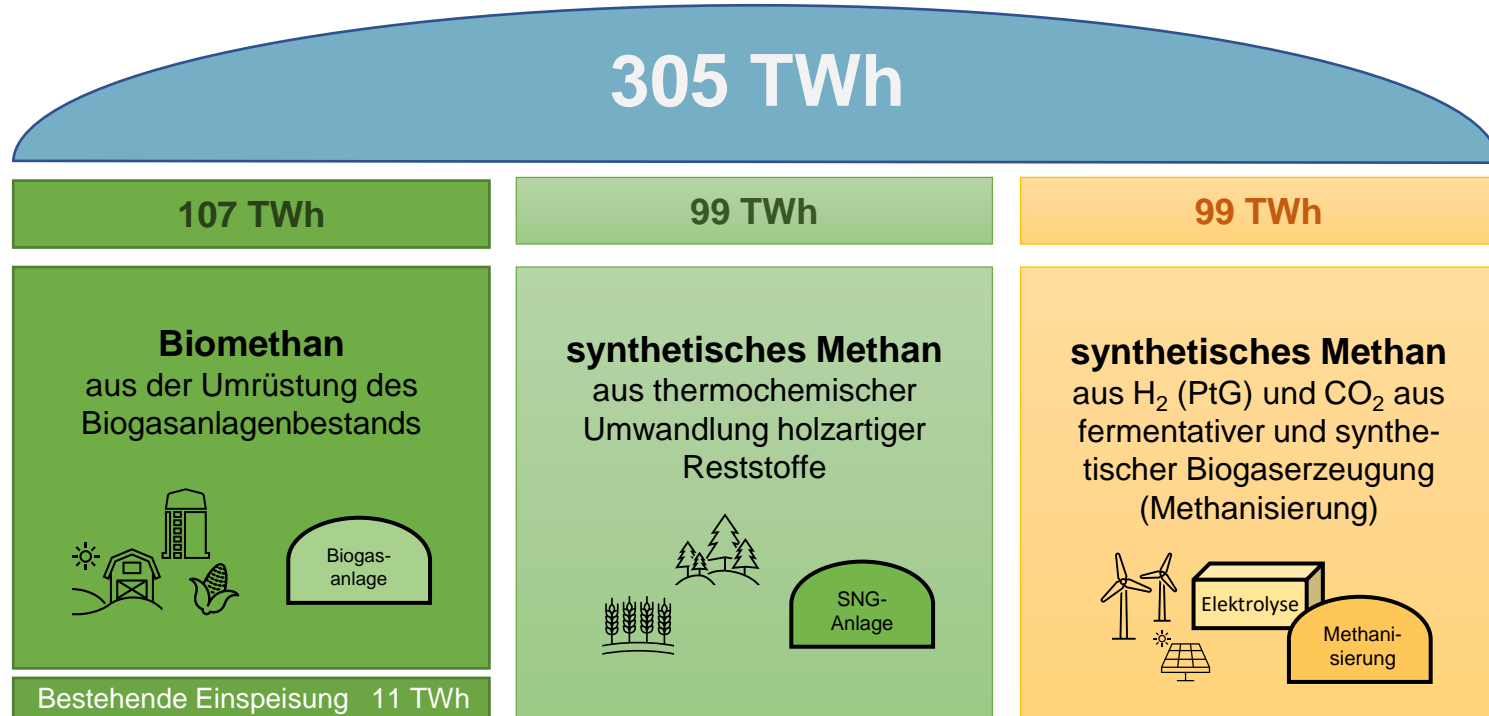
Quelle: DBI / DVGW (Potenzialatlas)

# Drei Maßnahmen heben stufenweise das Potential

1. Biomethaneinspeisung an Einzelanlagen
2. Biomethaneinspeisung mit Sammelleitungen
3. Kombination von Biogasanlagen mit Power-to-Gas-Anlagen

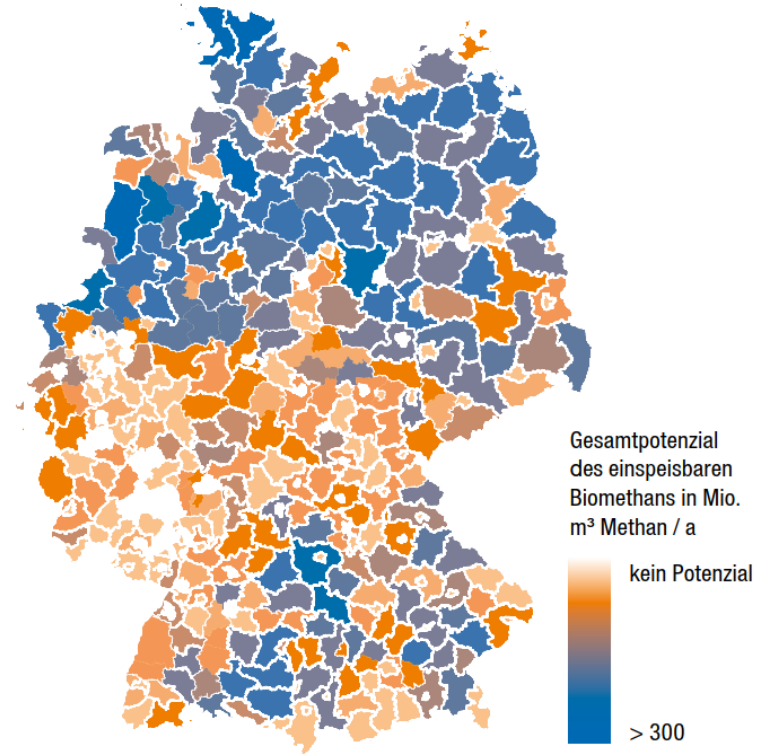


# Hohes Gesamtpotenzial für klimafreundliches, biogenes Methan im Jahr 2050



# 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 **H<sub>2</sub> 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.



Quelle: DBI-Datenbank  
2018

# Methanisierungsverfahren

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/>

# Methanisierungsverfahren

Funktioniert das auch im großen Maßstab?

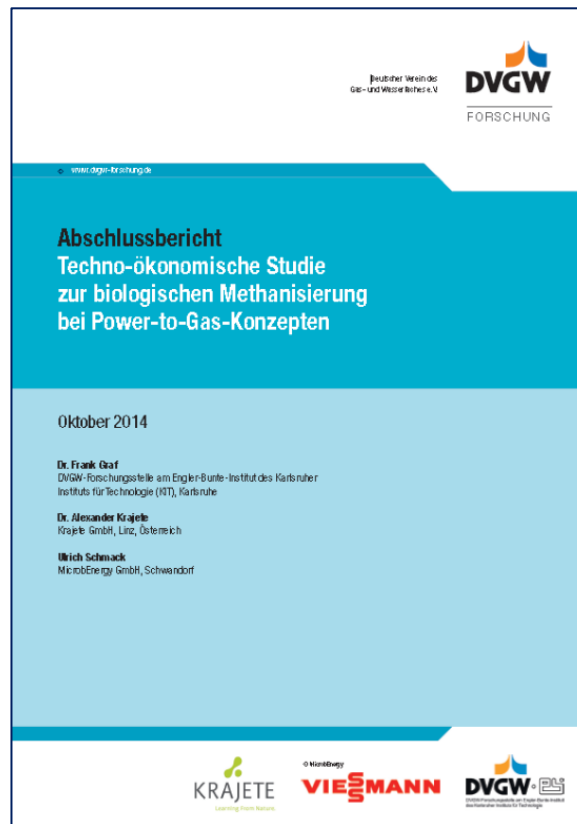
Aus den Forschungsaktivitäten an der University of Chicago entstand schnell das Spin-off Electrochaea, das bereits 2011 die ersten Feldtests mit einer Anschlussleistung von 1 kW unter Verwendung von unbehandeltem Biogas als CO<sub>2</sub>-Quelle erfolgreich durchführte. Die Ergebnisse waren so vielversprechend, 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/>

# Methanisierungsverfahren

Die DVGW-Forschung führte zur weiteren Verbesserung der biologischen Methanisierung und zur Serienreife



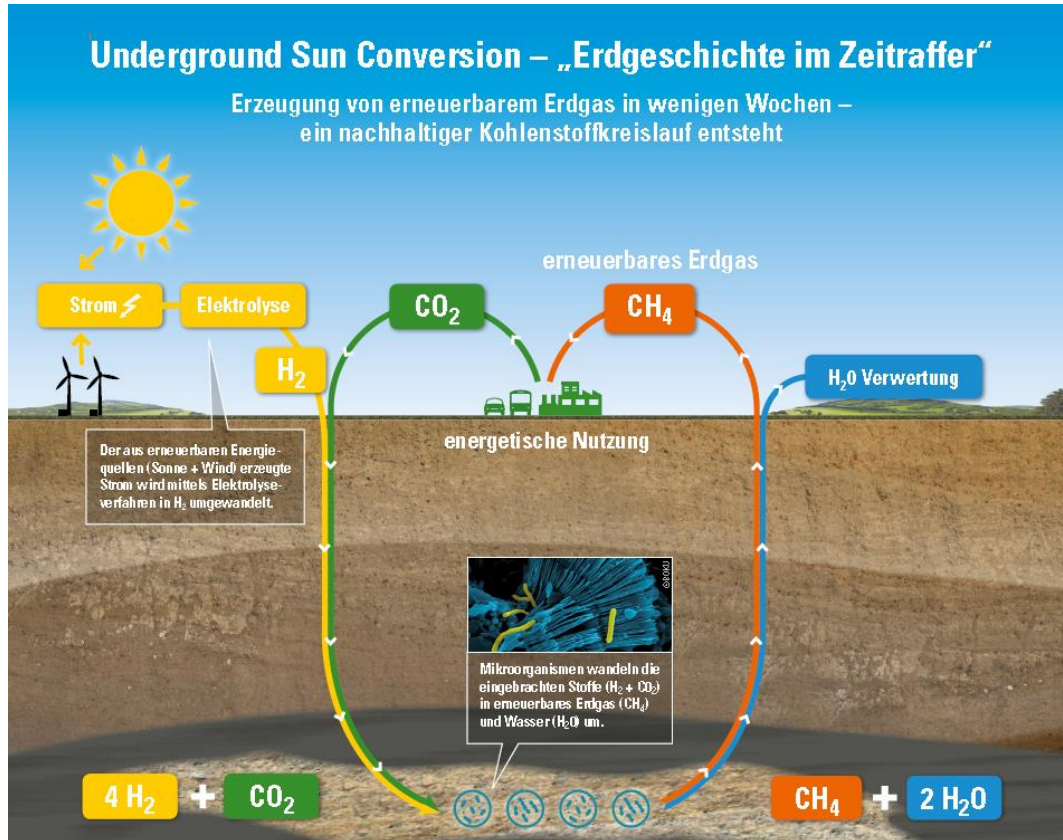
# Methanisierungsverfahren



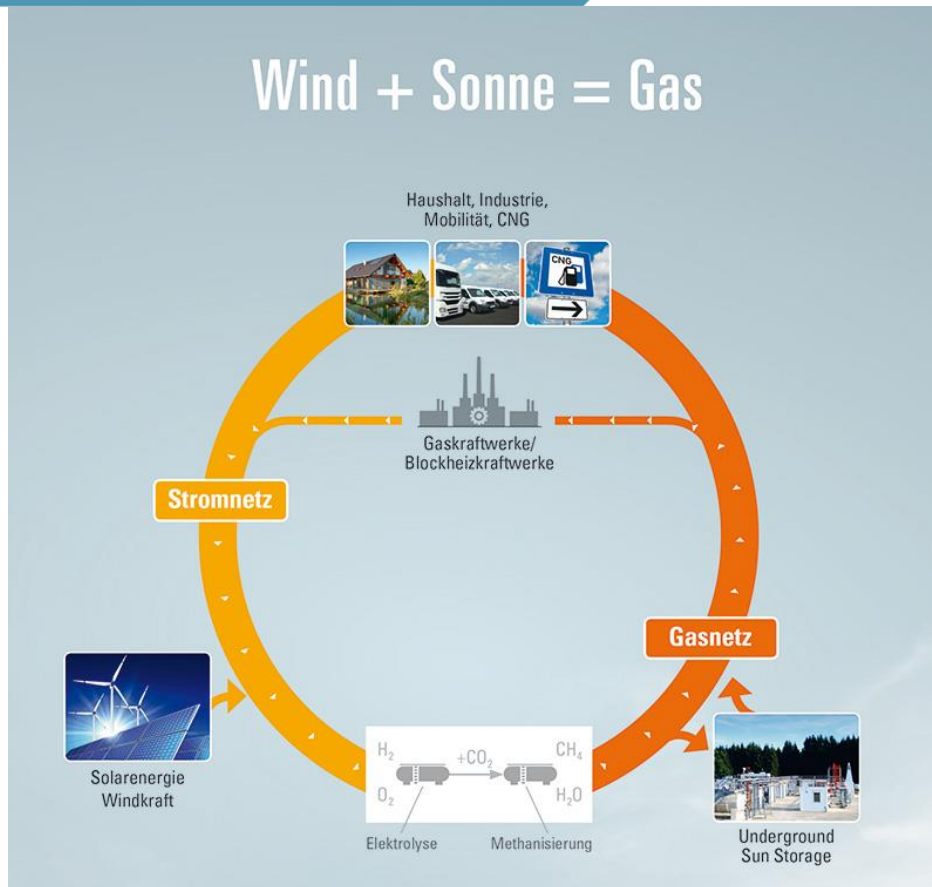
<https://www.youtube.com/watch?v=wx1Tkul-SEc>



# Methanisierungsverfahren: RAG-Projekt Sun Conversion



# Methanisierung und CO2-Kreislaufwirtschaft

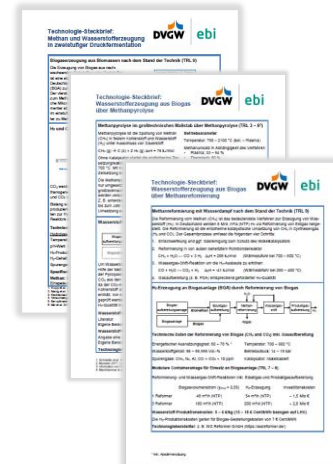


# Teil 3 - Biogas

- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 **Update/Aktualisierung 2022:**
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

# Inhaltsverzeichnis einer Schnellstudie, die der DVGW in 2022 in Auftrag gegeben hat, um die Biogaszahlen zu aktualisieren

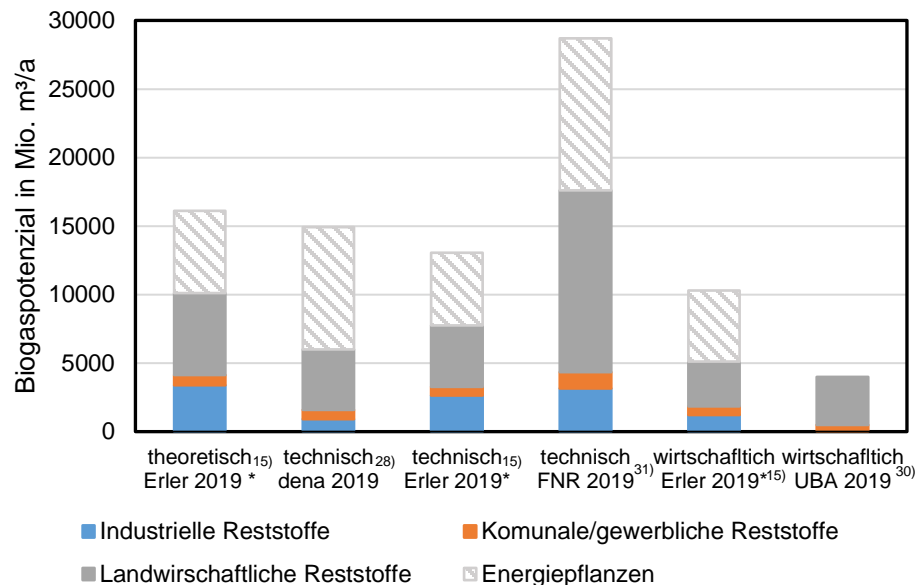
- Potenzial von Biogas aus Reststoffen
- Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
- Zukunftsperspektiven
  - Biogaseinspeisung
  - Clusterung von Biogasanlagen
  - Kopplung mit Power-to-Gas (PtG)
  - H<sub>2</sub>-Produktion aus Biogas
    - Zweistufige Druckfermentation (zusätzlich Fact-Sheet)
    - Methanpyrolyse (zusätzlich Fact-Sheet)
    - Methanreformierung (zusätzlich Fact-Sheet)
    - Dezentral oder Zentral?
- Zusammenfassung



# Potenzial von Biogas aus Reststoffen

## Reststoffpotenzial für Biogas

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



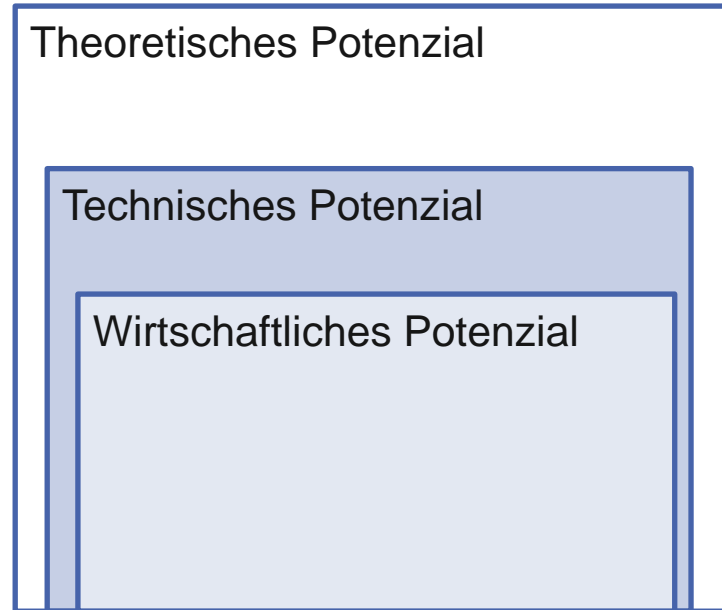
\* Nur Mais- und Rapsstroh berücksichtigt

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

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

## Definition der Potenzialbegriffe <sup>1)</sup>

- ☉ Das **theoretische Potenzial** ist das innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot
- ☉ Das **technische Potenzial** beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist
- ☉ Das **wirtschaftliche Potenzial** beschreibt den zeit- und ortsabhängigen Anteil des technischen Potenzials, der unter den betrachteten ökonomischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich erschlossen werden kann



# Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff



# 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 <sup>2)3)</sup>
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<sub>2,eq</sub>/MJ (338,8 g-CO<sub>2,eq</sub>/kWh)**
- ➔ Neben der THG-Minderung müssen weitere Nachhaltigkeitskriterien erfüllt werden: <sup>4)</sup>
  - ➔ 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

# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Quotenverpflichtung

- ➔ 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 <sup>5)</sup>
  - ➔ 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 CO<sub>2</sub>). 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: <sup>6)</sup>



### 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 Standartwerde für THG-Emissionen für alle Prozessschritte angeben

# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## RED-II

### Standartwerte nach RED-II <sup>6)</sup>

#### ➔ 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 <sub>2,eq</sub> /kWh		Rohstoff-bereitstellung	Verarbeitung & Aufbereitung <sup>*1</sup>	Transport & Tankstelle <sup>*2</sup>	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

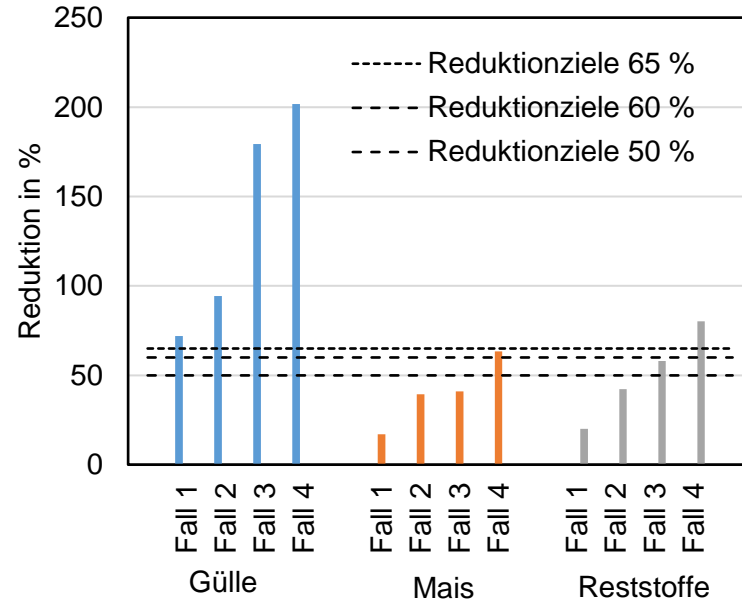
2: Summe aus Biomethantransport und Biomethantankstelle

# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## RED-II

### Reduktionsziele nach RED-II <sup>6)</sup>

- ➔ 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



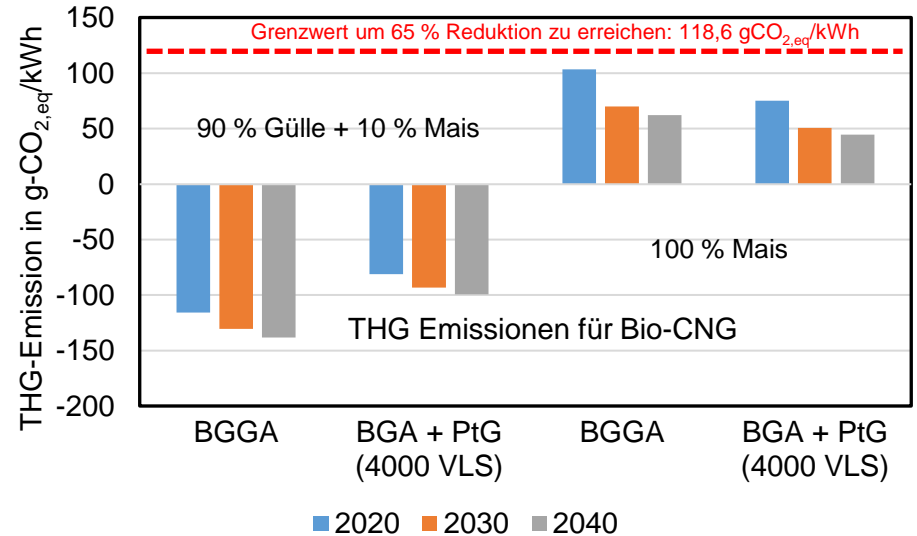
→ Nur mit modernen Biogasanlage ist Reduktionsziel zu erreichen

# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Literaturübersicht zu THG-Emissionen

### Projekt GreenGasMobility<sup>7)</sup>

- 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



→ Emissionsreduktion > 65 % werden 2020 erreicht

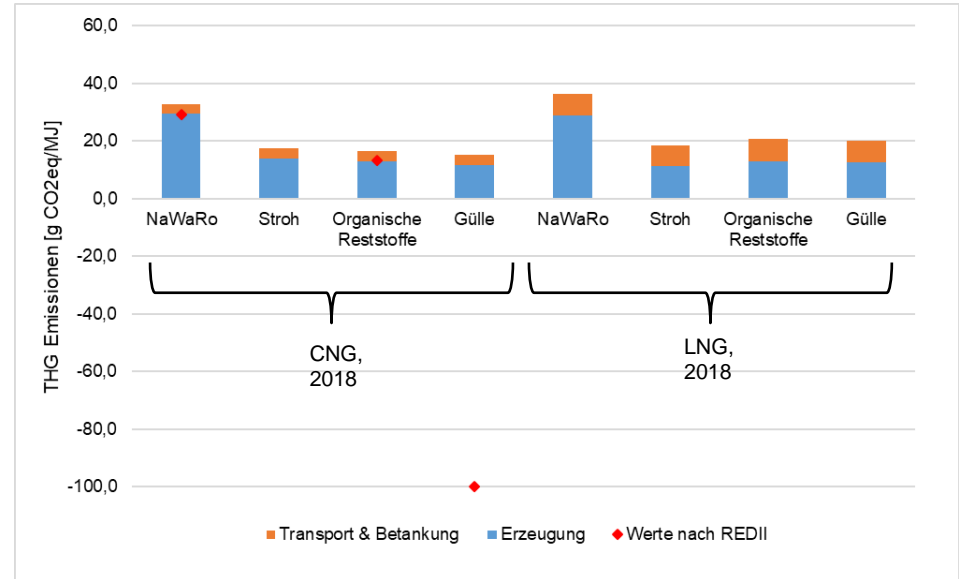
→ Zukünftig nehmen die THG-Emissionen ab

# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Literaturübersicht zu THG-Emissionen

### Frauenhofer ISI Studie <sup>8)</sup>

- 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<sub>2,eq</sub>/kWh höher
  - Mehraufwand durch Logistik und Verflüssigung



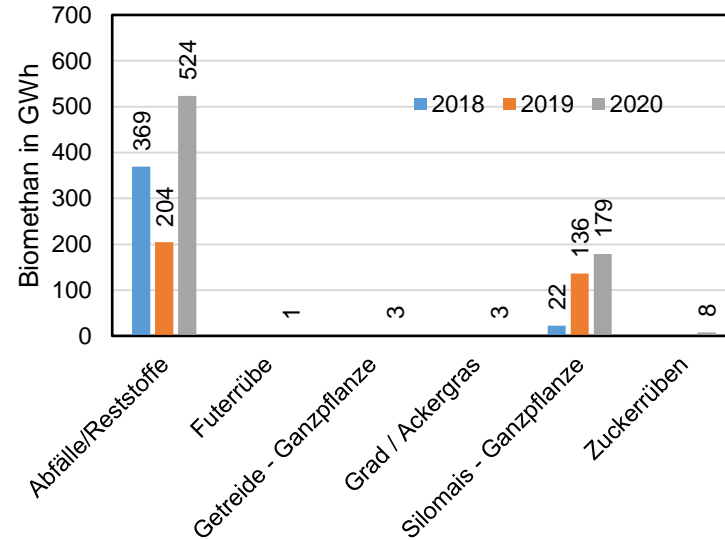
Nach Wietschel et al. (2019)<sup>8)</sup>

# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Beantragte Treibstoffminderungsquote

### Aktueller Stand für Biomethan <sup>2) 9)</sup>

- ➔ In 2020 wurden für 716 GWh Biomethan eine Treibstoffminderungsquote beantragt/zertifiziert
- ➔ Im Schnitt wurden eine Emissionsminderung von 91 % erreicht
- ➔ Ausgangsstoff waren im wesentlichen Abfall/Reststoff



Nach Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) (2021): <sup>2)</sup>



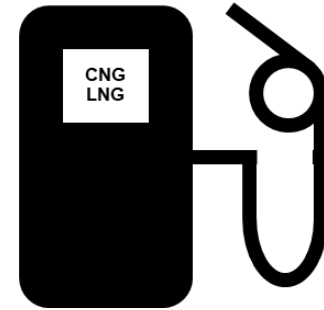
# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Perspektiven von CNG und LNG

### CNG und LNG im Kraftstoffsektor <sup>22)</sup>

- 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 31.12.23

→ **CNG & LNG haben großes Potenzial im Schwerlastverkehr**

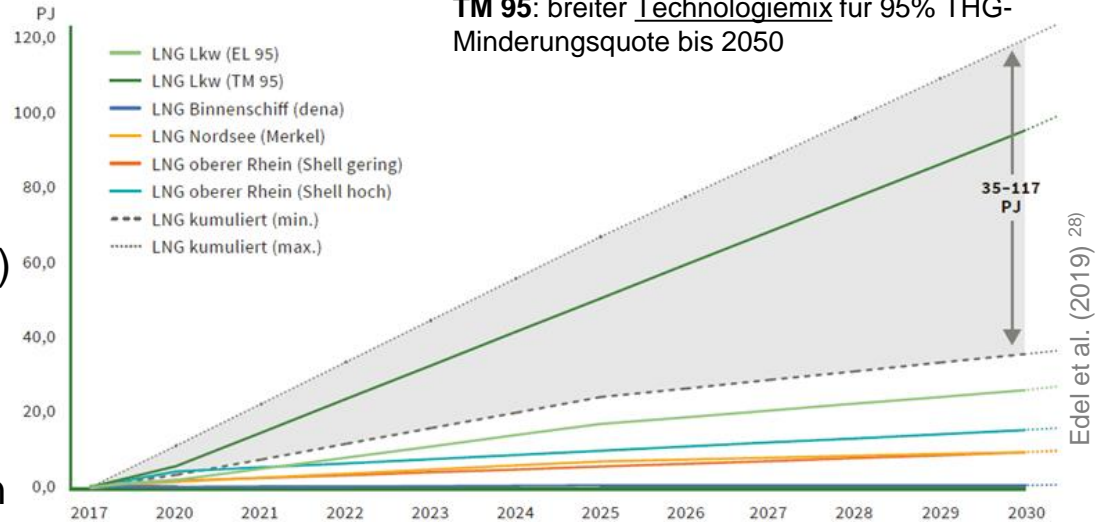


# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Perspektiven von LNG

### LNG Bedarf 2017 – 2030 <sup>28)</sup>

- ➔ Steigende LNG Nachfrage auf 10 – 33 TWh in 2030
- ➔ Vrs. 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



# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Notwendiger Ausbau BGAA

### 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) <sup>10)</sup>

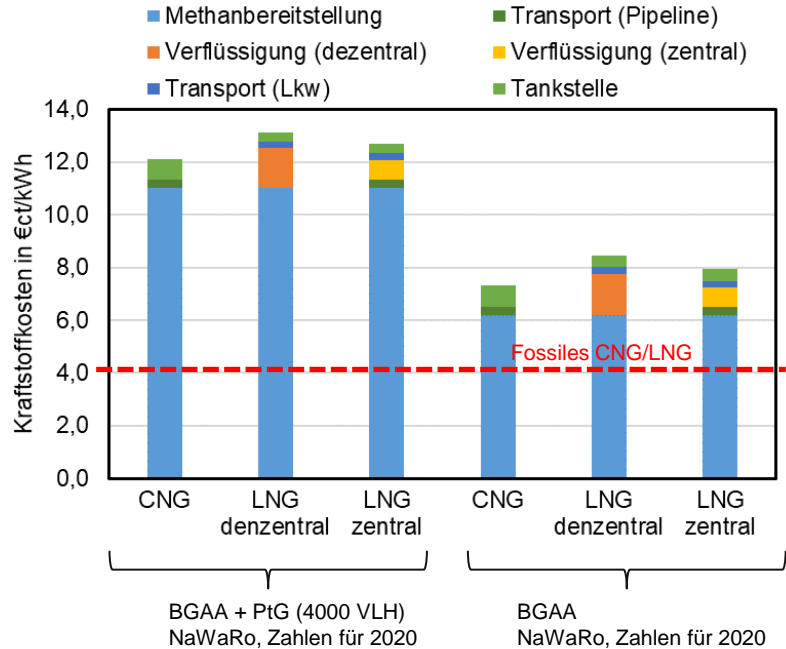
\*\* El. Wirkungsgrad BHKW:  $\eta_{\text{BHKW,el}} = 40\%$

\*\*\* Berechnet aus Leistung der vorhandenen Einspeiseanlagen (Anlagenleistung/Anlagenanzahl) <sup>11)</sup>

# 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)



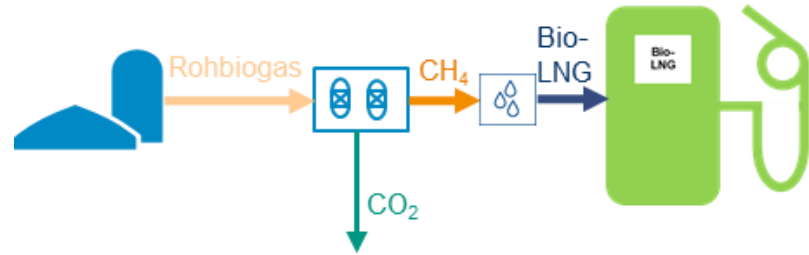
BGAA: Biogasanlage mit Biogasaufbereitung  
PtG: Power-to-Gas

# Verwendung von Biomethan als Kraftstoff

## Bio-LNG

### Bio-LNG <sup>28)</sup>

- 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: <sup>29)</sup>
  - 2022 soll eine der ersten Biomethan-Verflüssigungsanlage in Betrieb gehen



→ **Biomethan hat großes Potenzial für Kraftstoffsektor da die Nachfrage insbesondere aus dem Schwerlastverkehr zunimmt** <sup>9) 28)</sup>

# Zukunftsperspektiven

# Zukunftsperspektiven Biogasanlagen in Deutschland

	2020 <sup>10)11)</sup>
Anlagenanzahl in DE	9.632
Biogas- Einspeiseanlagen	235
Eingespeistes Biogas	10,1 TWh/a
Brutto-Stromproduktion (BGAs mit BHKW)	33,23 TWh/a

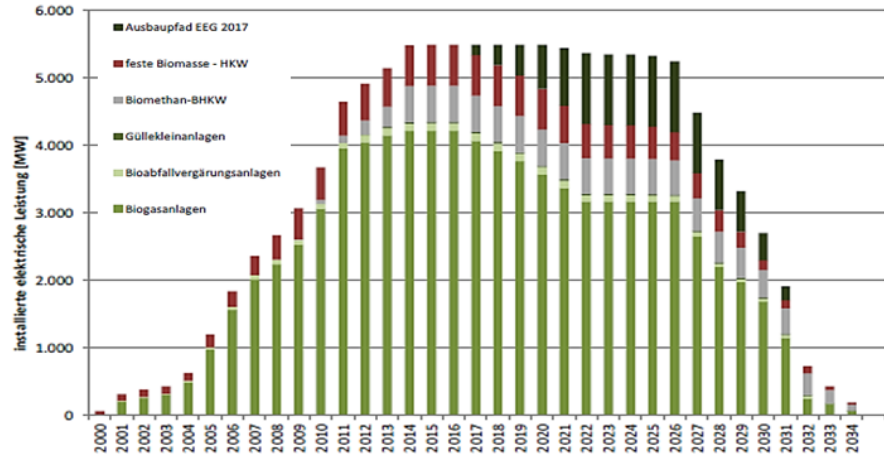


Bär et al. (2021) <sup>16)</sup>

# Zukunftsperspektiven Biogasanlagen in Deutschland

## Zukunft der BGAs in DE <sup>12)</sup>

- ➡ Aktuell 98% der BGAs eingesetzt zur Stromproduktion
- ➡ Typische Baujahre der Anlagen: 2005-2011
  - Anlagen fallen in den nächsten Jahren aus EEG-Förderung
  - 2034 kaum mehr BGAs am Netz
  - Biogas trägt dann nicht mehr zu den Klimazielen DE bei

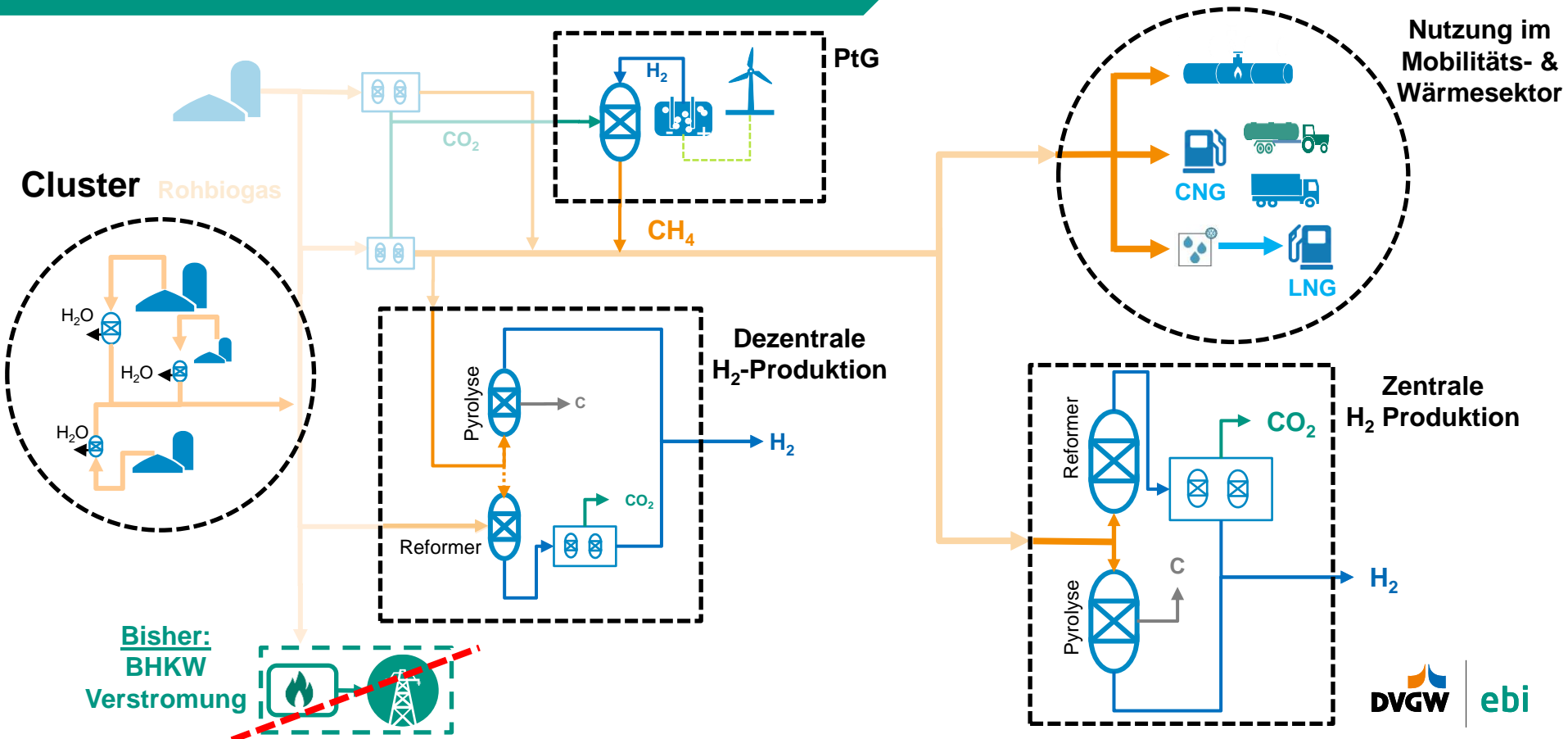


Nach Scheffelowitz et al. (2020) <sup>12)</sup>

→ **Zukunftsperspektiven für BGAs in DE benötigt**



# Zukunftsperspektiven für Biogasanlagen /Entwicklungsperspektiven

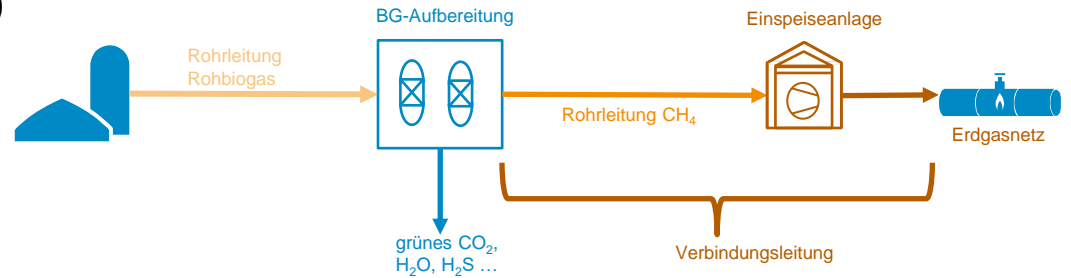


# Zukunftsperspektiven

## Biogaseinspeisung

## Biogaseinspeisung

- Rohbiogas wird von BGA zur Biogasausbereitungsanlage (BGAA) in Rohrleitungen transportiert
- Biogas wird auf Erdgasnetzqualität aufbereitet ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  abgetrennt)
- $\text{CH}_4$  wird in Rohrleitung zur Einspeiseanlage transportiert und dort komprimiert und in Erdgasnetz eingespeist

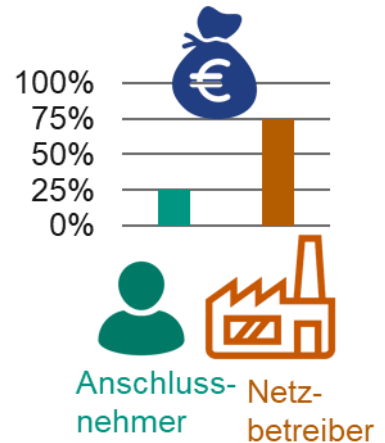


## Kosten des Netzanschlusses: <sup>13)</sup>

- ☉ 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 <sup>14)</sup>**
- ☉ Netzanschluss ist Eigentum des Netzbetreibers

→ Nach neuer Lesart der Verordnung: <sup>14)</sup>  
Netzanschlusskosten für Entfernungen 1 – 10 km stark gestiegen

## Kostenverteilung Netzabschluss:



# Zukunftsperspektiven

## Clusterung von Biogasanlagen

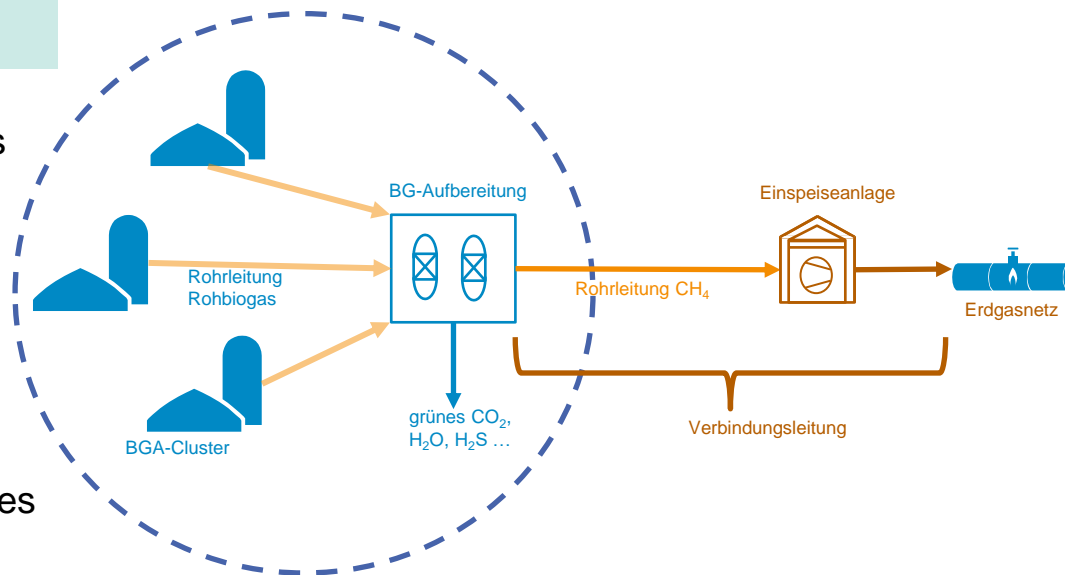
## Biogasanlagen (BGA)-Cluster:

- ➔ 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



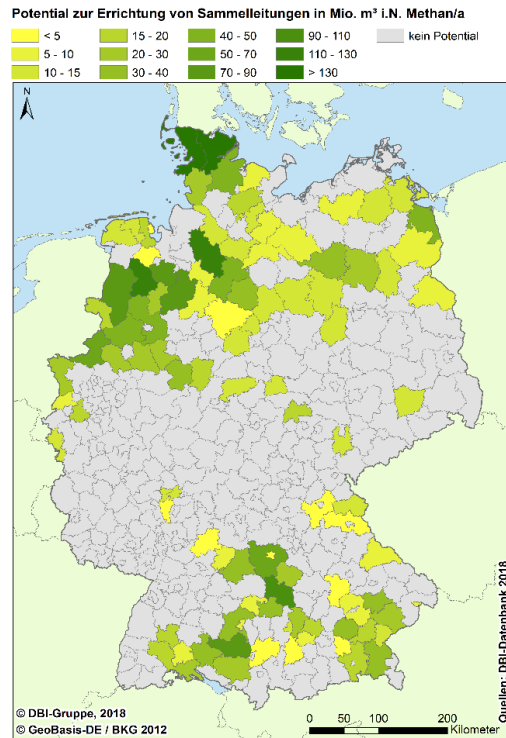
## Potenzial zur Einspeisung in DE

➔ Größte Clusterungspotenziale zur Einspeisung in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Bayern & Baden-Württemberg <sup>15)</sup>

### → Potenzial der Clusterung ortsabhängig

- ➔ Ganz DE: ca. 20 % aller BGA Anlagen clusterbar\* <sup>15)</sup>
- ➔ In BW bis zu 40% der BGAs clusterbar\* <sup>16)</sup>

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

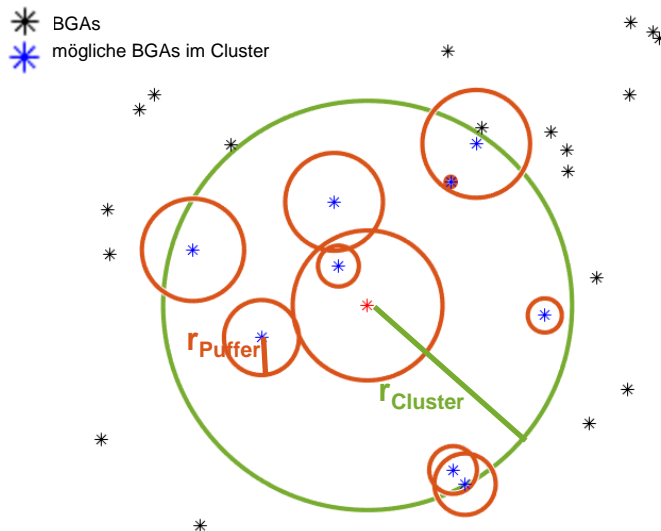


Erler et al. (2019) <sup>15)</sup>

# Clustering von Biogasanlagen

## Clusterfähigkeit abhängig von: 15) 16)

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



Bär et al. (2021) <sup>16)</sup>

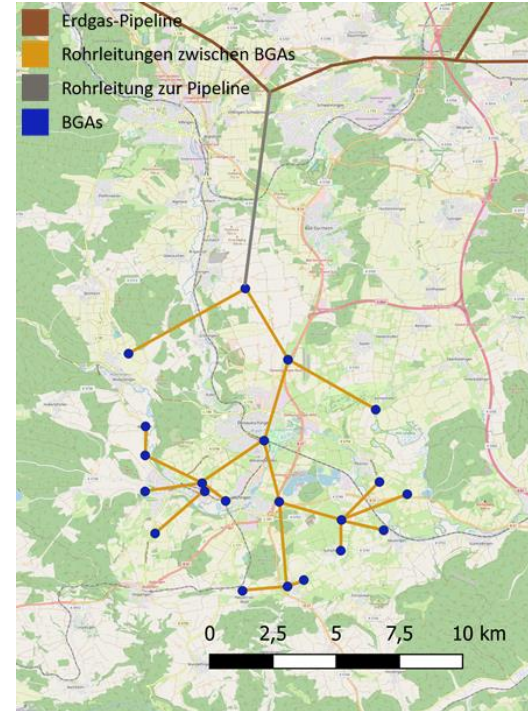
→ Überschneiden sich die roten Kreise, kann ein Cluster gebildet werden



# Clustering von Biogasanlagen

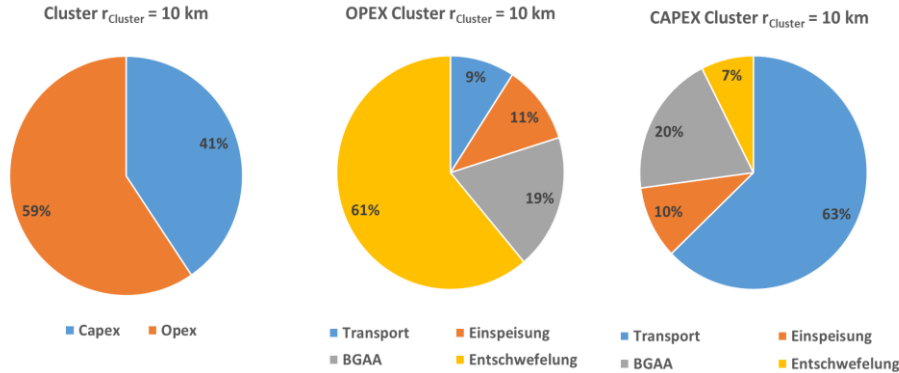
## Beispielcluster Donaueschingen (BW): 16)

- ➔ Maximaler Clusterradius: 10 km
- ➔ Anzahl BGAs in Cluster: 21
- ➔ Leistung Cluster gesamt ( $H_i$ ): 42.000 kW
- ➔ Rohbiogasvolumenstrom (NTP): 7.800 m<sup>3</sup>/h
- ➔ Rohrlänge zwischen BGAs : 48 km
- ➔ Rohrlänge BGAA zu Pipeline: 8 km



Bär et al. (2021) 16)

# Clusterung von Biogasanlagen



Bär et al. (2018) <sup>17)</sup>

## Biomethangestehungskosten (BGA) <sup>17)</sup>

- ➔ 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)

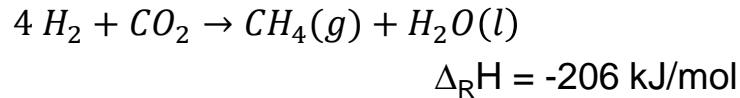
# Zukunftsperspektiven

## Kopplung mit Power-to-Gas (PtG)

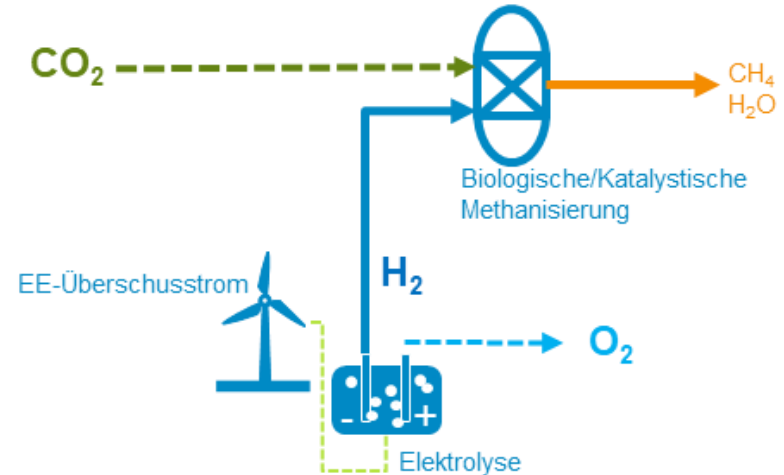
# Kopplung mit Power-to-Gas (PtG) Grundlagen

## Methanisierung von biogenem CO<sub>2</sub>

- ☛ Katalytisch oder biologisch Methanisierung



- ☛ CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung
  - ☛ Abhängig von Biomasseverfügbarkeit
- ☛ H<sub>2</sub> 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) <sup>21)</sup>)**

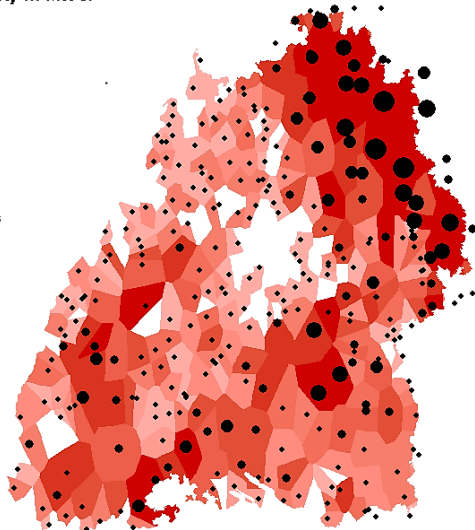
**STORE&GO**

# Kopplung mit Power-to-Gas (PtG) Potenziale in Baden-Württemberg

## EE-Überschussstrom in BW → H<sub>2</sub>-Erzeugung

Total capacity in MWel

- 5
- 6 - 10
- 11 - 15
- 16 - 25
- 26 - 40
- 41 - 60



König et al. (2017) <sup>18)</sup>

## Biomasseverfügbarkeit in BW → CO<sub>2</sub> aus BGAs

Technisches Brenn-  
stoffpotenzial 2020  
in Terajoule (TJ)

- unter 500 TJ
- unter 1.000 TJ
- unter 1.500 TJ
- unter 2.000 TJ
- unter 2.500 TJ
- unter 3.000 TJ
- unter 3.500 TJ
- keine / k.A.

Quelle: DBFZ

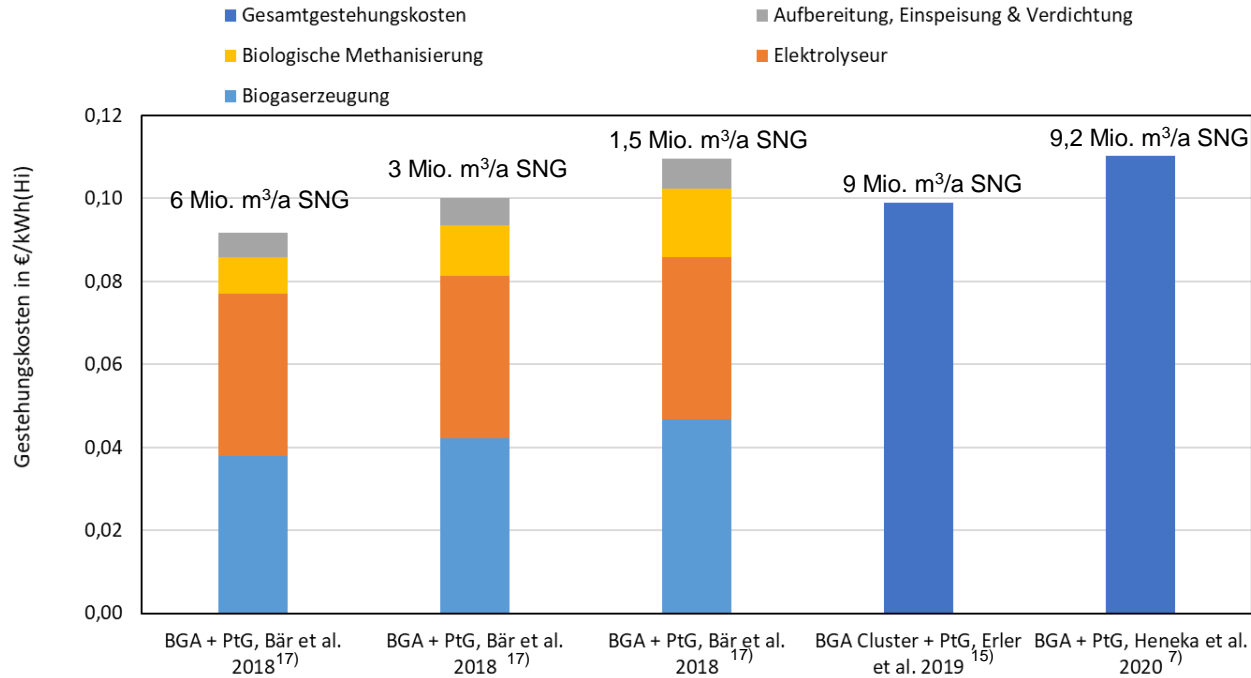
[www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de)



DBFZ (2018) <sup>19)</sup>

→ Regionale Unterschiede, meist limitiert EE-Überschussstrom das PtG-Potenzial

# Kopplung mit Power-to-Gas (PtG) Gastgestehungskosten



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

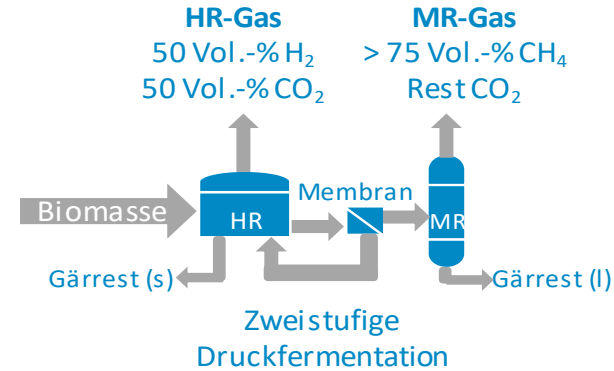
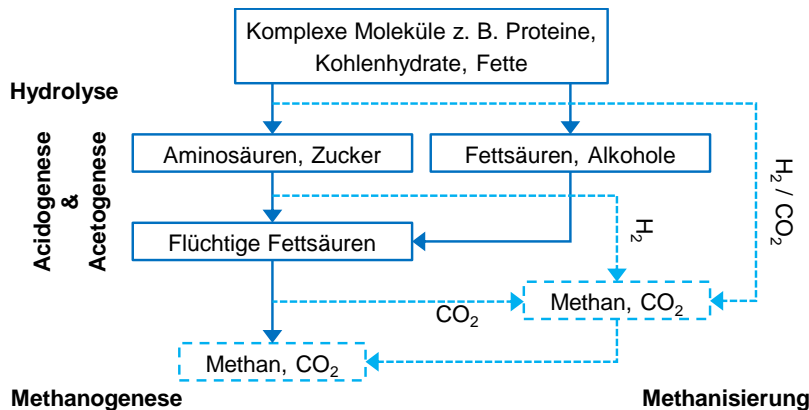
- **Kosten abhängig von Anlagengröße, 9 – 11 €/ct/kWh(H<sub>i</sub>)**
- **Elektrolyseur: ca. 40 – 50 % der Gesamtkosten → Kosten stark abhängig von Strompreis**

# Zukunftsperspektiven H<sub>2</sub>-Produktion: Zweistufige Druckfermentation

# Methan und Wasserstoffherzeugung in zweistufiger Druckfermentation Vergleich mit dem Stand der Technik

## Stand der Technik

- ➔ Abbau der Biomasse in 4 Schritten in einem Reaktor
- ➔ Gebildetes H<sub>2</sub> wird direkt im Prozess zu CH<sub>4</sub> umgesetzt



## Trennung der Abbaustufen

- ➔ H<sub>2</sub>-Produktion in Hydrolysereaktor (HR) in saurem Milieu
- ➔ Umsetzung von Fettsäuren zu CH<sub>4</sub> in Methanogenesereaktor (MR) unter Druck



# Methan und Wasserstofferzeugung in zweistufiger Druckfermentation

## Technische und ökonomische Daten

### Hydrolysereaktor (HR) <sup>32)</sup>

Temperatur: ~ 55 °C;

Betriebsdruck: 1 bar

pH-Wert: < 5,5

H<sub>2</sub>-Produktion: ~ 0,1 m<sup>3</sup>/kg Biomasse (I)

H<sub>2</sub>-Gehalt: > 50 Vol.-% möglich

Spurengase: Schwefelverbindungen

### Methanogenenereaktor (MR) <sup>32)</sup>

Temperatur: ~ 37 °C

Betriebsdruck: > 4 bar

pH-Wert: 6 – 7

CH<sub>4</sub>-Produktion: ~ 0,1 m<sup>3</sup> / kg Biomasse (I)

CH<sub>4</sub>-Gehalt: > 75 Vol.-%

Spurengase: Schwefelverbindungen

### Spezifische Gestehungskosten bezogen auf LHV

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

**Wasserstoff:** Die H<sub>2</sub>-Produktion ist Gegenstand der Forschung und es können keine Gestehungskosten angegeben werden.

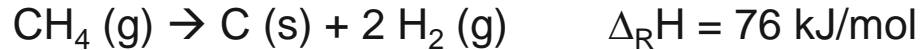
# Zukunftsperspektiven

## H<sub>2</sub>-Produktion: Methanpyrolyse

# Wasserstoffherzeugung aus Biogas über Methanpyrolyse

## Stand der Technik

**Methanpyrolyse** ist die Spaltung von Methan ( $\text{CH}_4$ ) in festen Kohlenstoff (C) und Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) unter Ausschluss von Sauerstoff.



Start der Zersetzungsreaktion: ohne Katalysator bei  $T > 700 \text{ }^\circ\text{C}$  [Q]

bei katalysierter Pyrolyse ab  $T = 500 \text{ }^\circ\text{C}$  <sup>23)</sup>

### Verfügbarkeit der Technologie (TRL 3 – 8)

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



**BASF erwartet großtechnische Umsetzung bis zum Jahr 2030**

# Wasserstoffherzeugung aus Biogas über Methanpyrolyse

## Grundlagen

### Betriebsparameter

Temperatur: 750 – 2100 °C

Methanumsatz in Abhängigkeit  
des eingesetzten Verfahren:

- ➔ Plasma: 33 – 94 %
- ➔ Thermisch: 80 %
- ➔ Katalytisch: 90 – 92 %

Pilotanlagen im Testbetrieb:

- ➔ Bis zu 144 m<sup>3</sup>/h (NTP)

### Herausforderungen

Ohne Katalysator:

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

Katalysierte Pyrolyse:

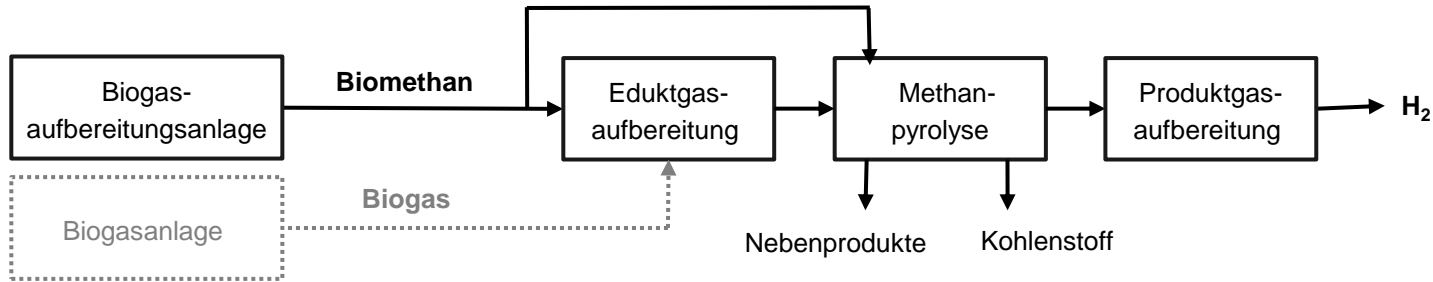
Feststoffablagerungen (C) im Reaktor  
oder am Katalysator

Reinheit des festen Kohlenstoff  
(Nebenprodukte: Teere, Aromaten usw.)



**Es besteht hoher Forschungsbedarf für die technische Umsetzung**

# Wasserstoffherzeugung aus Biogas über Methanpyrolyse Containeranlagen an BGA



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

## Wasserstoff-Produktionskosten mit Containeranlagen <sup>25)</sup>

Angaben eines Unternehmens: 3,0 – 3,5 €/kg [Q]

Eigene Berechnungen (Biogaskosten ~ 0,07 €/kWh): 5,5 – 11,4 €/kg



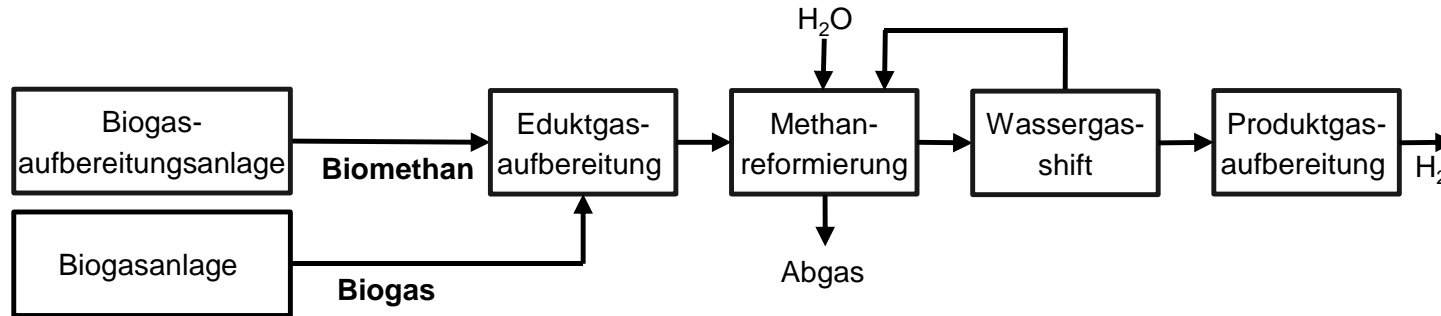
Technologiehersteller: z. B. Graforce GmbH, H<sub>2</sub>Plas GmbH

# Zukunftsperspektiven

## H<sub>2</sub>-Produktion: Methanreformierung

## Methanreformierung

- Endotherme katalytische Umsetzung von  $\text{CH}_4$  mit  $\text{H}_2\text{O}$  zu  $\text{H}_2$
- Großtechnische umgesetzt zur Erzeugung von 6 Mrd.  $\text{m}^3/\text{a}$   $\text{H}_2$  (18 TWh bezogen auf LHV) in Deutschland
- Down-Scaling für die Anwendung an dezentralen BGA notwendig



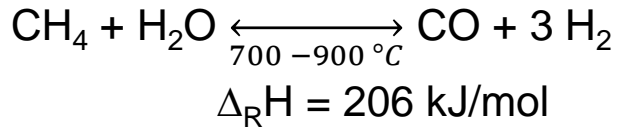
➔ Einsatz von modularen Containeranlagen

# Wasserstoffherzeugung aus Biogas über Methanreformierung

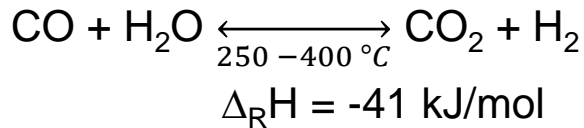
## Stand der Technik (TRL 9)

### Dampfreformierung (SMR)

1. Gasreinigung (Entschwefelung)
2. Reformierung



3. Wassergas-Shift-Reaktion



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 <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> , Ar, CO + CO <sub>2</sub> < 10 ppm)

SMR: Steam methane reforming



**Bsp.: Linde-Reformer mit einer Kapazität von ca. 50.000 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h**



# Wasserstoffherzeugung aus Biogas über Methanreformierung

## Modulare Containeranlage

### Integrierte Prozessschritte <sup>26) 27)</sup>

- ➔ Eduktgasaufbereitung:
  - ➔ Entschwefelung auf  $< 1$  ppm
- ➔ Einsatz von Biogas ( $\text{CH}_4$  und  $\text{CO}_2$ ) oder Biomethan im Reformierungsreaktor mit Dampf/Kohlenstoffverhältnis von 3 - 4
- ➔ Wassergas-Shift-Reaktor
- ➔ Beheizung der Reformierung mit Off-Gasen (FLOX-Brenner)
- ➔  $\text{H}_2$ -Aufbereitung auf  $y_{\text{H}_2} = 99,999$  Vol.-% mit Druckwechseladsorption (PSA)

### Prozessparameter

Temperatur	700 – 900 °C
Betriebsdruck	14 – 18 bar
Katalysator	Nickelbasiert
Energ. Ausnutzungsgrad	60 % 78 % inkl. Abwärmenutzung



Einfache Kapazitätserweiterung durch modularen Aufbau

# Wasserstoffherzeugung aus Biogas über Methanreformierung

## Investitions- und Produktionskosten

### Investitionskosten für eine modulare Containeranlage

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

### Wasserstoff-Produktionskosten

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

(Die H<sub>2</sub>-Produktionskosten gelten für Biogas-Gestehungskosten von 7 € Cent/kWh)

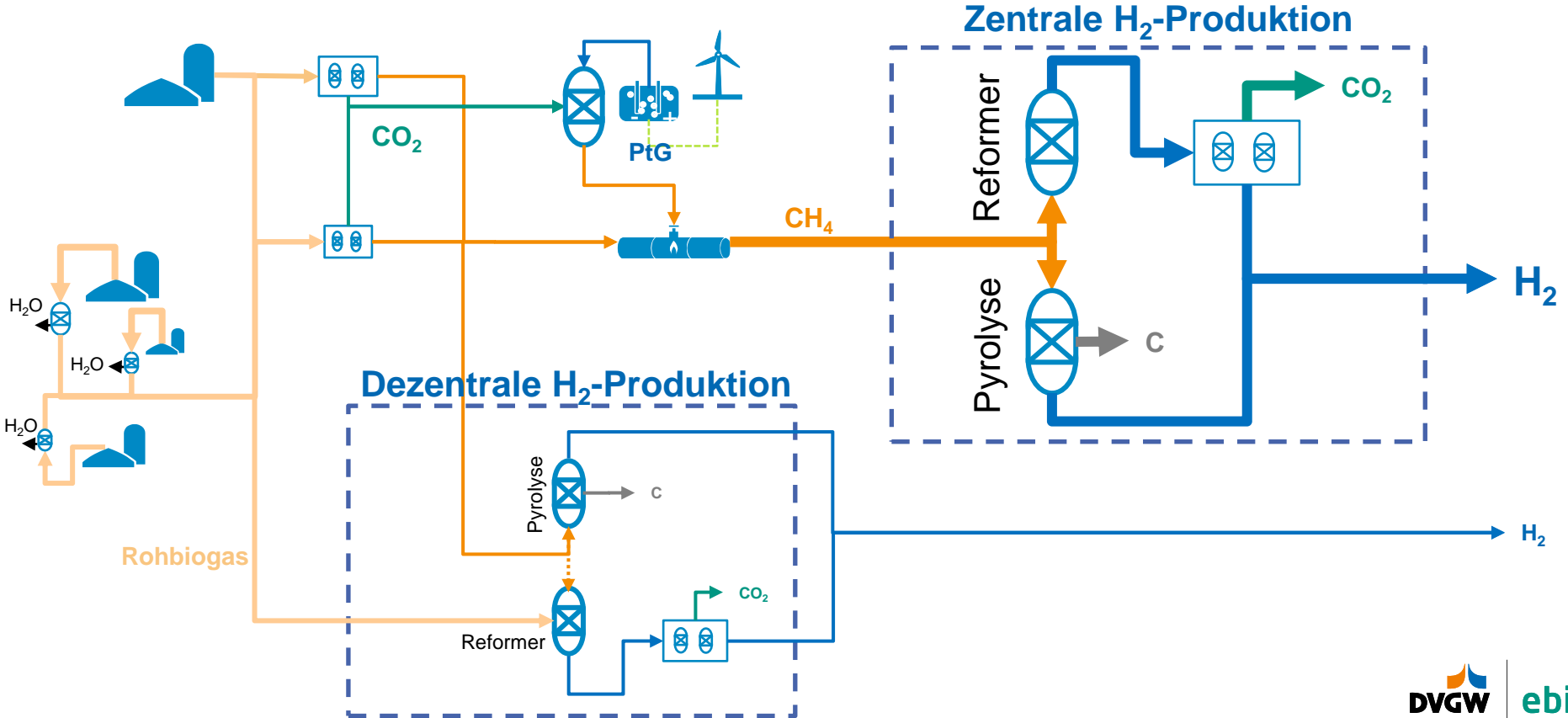


Technologiehersteller: z. B. WS Reformer GmbH

# Zukunftsperspektiven

## H<sub>2</sub>-Produktion: Dezentral oder Zentral?

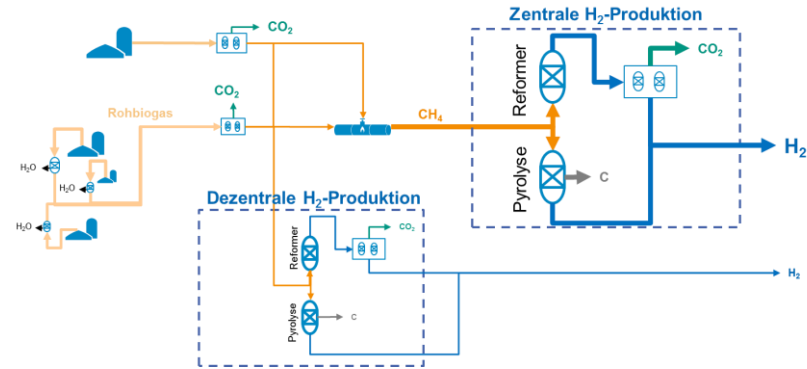
# Wasserstoffherzeugung aus Biogas Zentrale oder Dezentrale Produktion?



# Wasserstoffherzeugung aus Biogas Zentrale oder Dezentrale Produktion?

## Qualitative Bewertung

- ➔ Für beide Ansätze gibt es Einsatzszenarien mit jeweiligen Vor- und Nachteilen
- ➔ TRL: 3 - 8 → großtechnische Umsetzung der Pyrolyse ab 2030



	Dezentral	Zentral
Versorgung von dezentrale H <sub>2</sub> -Netzen und Verbrauchern	+	0
CO <sub>2</sub> -/ C-Nutzung/Speicherung	0	+
H <sub>2</sub> -Produktionskosten im Vgl. zum SdT	-	0

# Zusammenfassung und Fazit

# Zusammenfassung und Fazit I

## Potenziale und Biomethan als Kraftstoff

- ➔ Relevantes wirtschaftliches Potenzial an Biogas aus Reststoffen vorhanden:  
4 – 5,1 Mrd. m<sup>3</sup>/a; 43 – 55 TWh (HHV)<sup>1)</sup>
- ➔ Es gelten strenge Nachhaltigkeitskriterien für die Inverkehrbringung von Biokraftstoffen → Biomethan aus Reststoffen erfüllt die Kriterien
- ➔ Bio-CNG und Bio-LNG haben großes Potenzial (LNG: bis 33 TWh in 2030) für Kraftstoffsektor
  - ➔ Zunahme der Nachfrage insbesondere im Schwerlastverkehr erwartet
  - ➔ Umsetzung und damit THG-Emissionsreduktion sofort möglich
  - ➔ Um bis 2030 20 TWh Biomethan zu produzieren, müssen jährlich 60 BGAA gebaut werden mit jeweiliger Kapazität heutige Einspeiseanlagen (Mittelwert)

<sup>1)</sup> Die in dieser Studie durchgeführte Bewertung des Biogaspotenzials in Deutschland basiert auf Literaturdaten. D. h. die aktuellen Entwicklungen in Bezug auf den Erdgaspreisanstieg seit Q3/21 und die Verwerfungen auf Grund des Ukrainekriegs wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

# Zusammenfassung und Fazit II

## Zukunftsperspektiven Biomethan

- ➔ Durch Kopplung mit PtG kann CO<sub>2</sub> direkt an BGA genutzt werden und es ist in etwa eine Verdopplung des Methan-Potenzials möglich
  - ➔ Zukünftig Kostenreduktion für Methan aus PtG (sinkende EE-Stromkosten)
- ➔ Durch die Clusterung von BGA steigt das Potenzial zur Biomethaneinspeisung
- ➔ Bio-LNG ermöglicht einen dezentralen und ein vom Erdgasnetz unabhängigen Vertrieb von Biomethan als Kraftstoff (v. a. Schwerlastverkehr)



# Zusammenfassung und Fazit III

## Zukunftsperspektiven H<sub>2</sub>

- ➔ Technologien für H<sub>2</sub>-Erzeugung verfügbar (TRL 3 - 8)
  - ➔ H<sub>2</sub> aus Biogas führt zu energetischen Verlusten gegenüber der direkten Nutzung des Biomethans
  - ➔ H<sub>2</sub> aus Biogas Option zur Flexibilisierung einer BGA
  - ➔ Bei der dezentralen Erzeugung von H<sub>2</sub> aus Biogas ist CO<sub>2</sub>-/C-Nutzung/Speicherung eingeschränkt möglich
    - Vor allem zentrale H<sub>2</sub>-Produktion hat Potenzial für negative Emissionen

➔ **Die detaillierte technoökonomischen Bewertung der Produktion von H<sub>2</sub> aus Biogas muss im Rahmen einer weiterführender Studie erfolgen**

# Literaturverzeichnis

- 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](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.

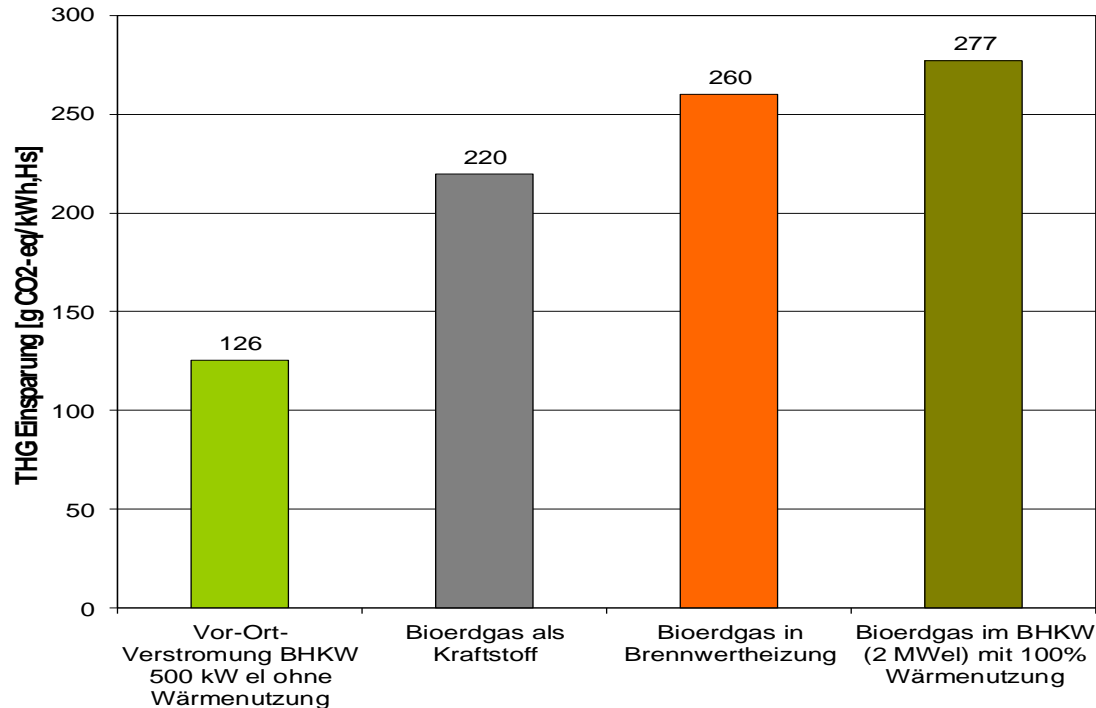
- 13) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (13.06.2019): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV). GasNZV, zuletzt geprüft am 20.12.21.
- 14) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (28.10.2021): Kostendeckelung bei Biogasanschlüssen. 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 – Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- 16) Bär, Katharina; Staudt, Christiane; Schlautmann, 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 PtG-Konzepte. 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; Schlautmann, 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 ENERGIENETZE, 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 CO<sub>2</sub> 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.h2pals.de/>) aus Vortragsfolien
- 26) Wsreformer, WSFLOXM50 REFORMER, [https://wsreformer.de/wp-content/uploads/2021/07/2015WS-Reformer\\_M50.pdf](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. Technische 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: Alternoil, 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-alternoil-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](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.

# Teil 3 - Biogas

- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 Update/Aktualisierung 2022:
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)
- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

# THG-Einsparungen von Biogas/Bioerdgas in verschiedenen Verwendungspfaden



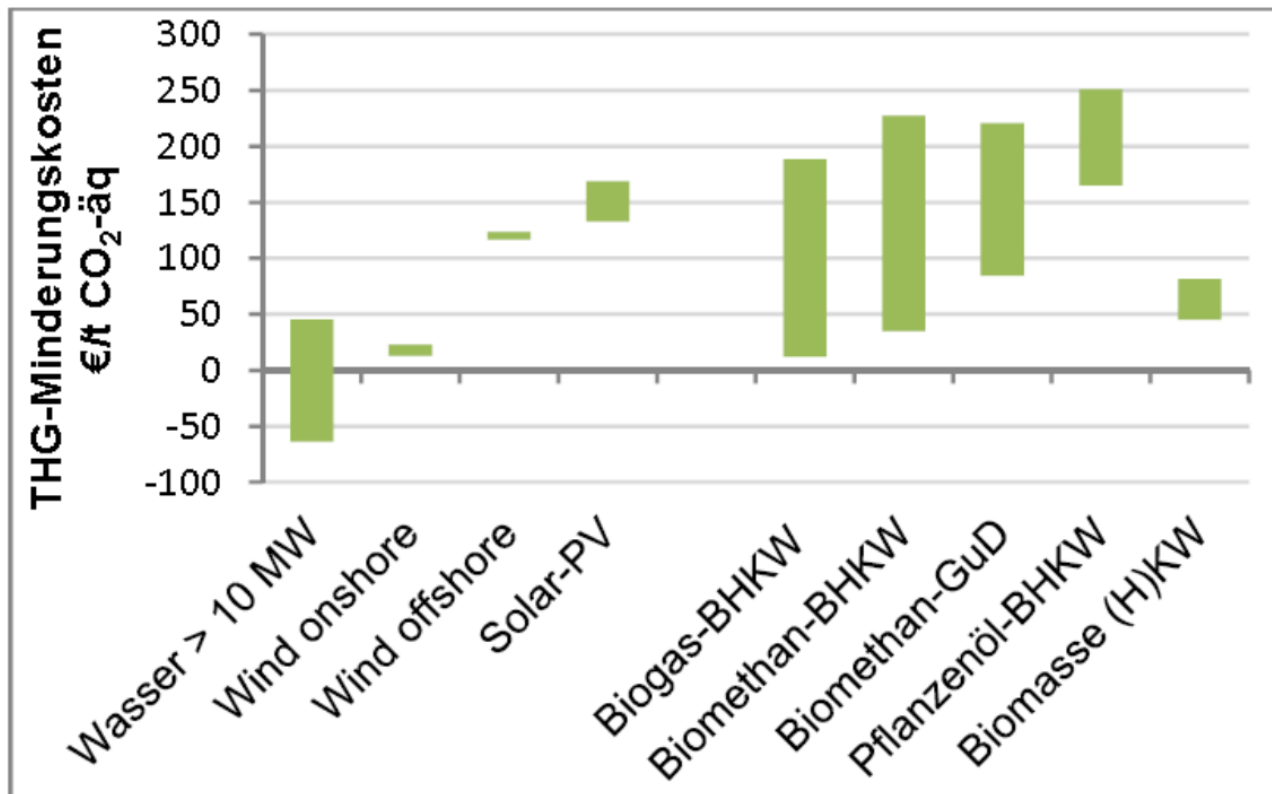
Bioerdgas vermindert den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in allen Nutzungspfaden deutlich.

Daher muss der diskriminierungsfreie Zugang zu allen Verwendungspfaden gewährt werden.

Nutzung als Kraftstoff und für die Wärmeerzeugung in Brennwertheizungen reduziert die EEG-Umlage

Quelle: E.ON Bioerdgas GmbH, 2017

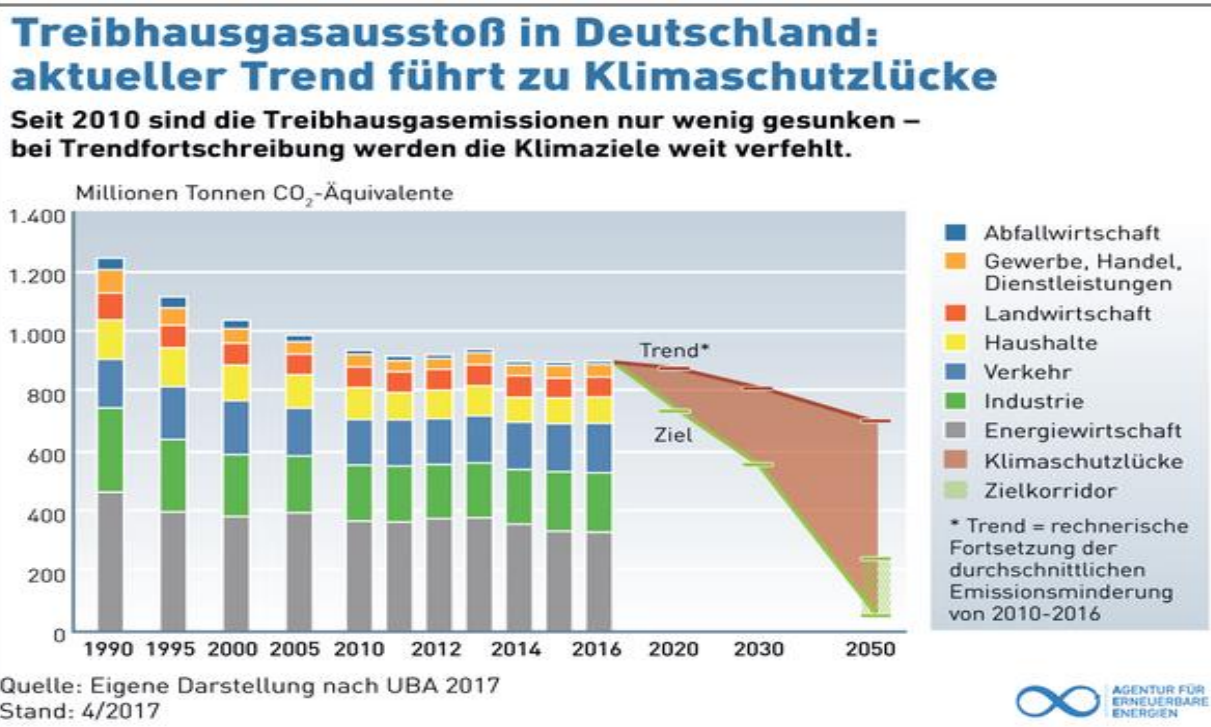
# Spezifische Kosten der THG-Minderung



(Quelle: Scholwin et al 2015)



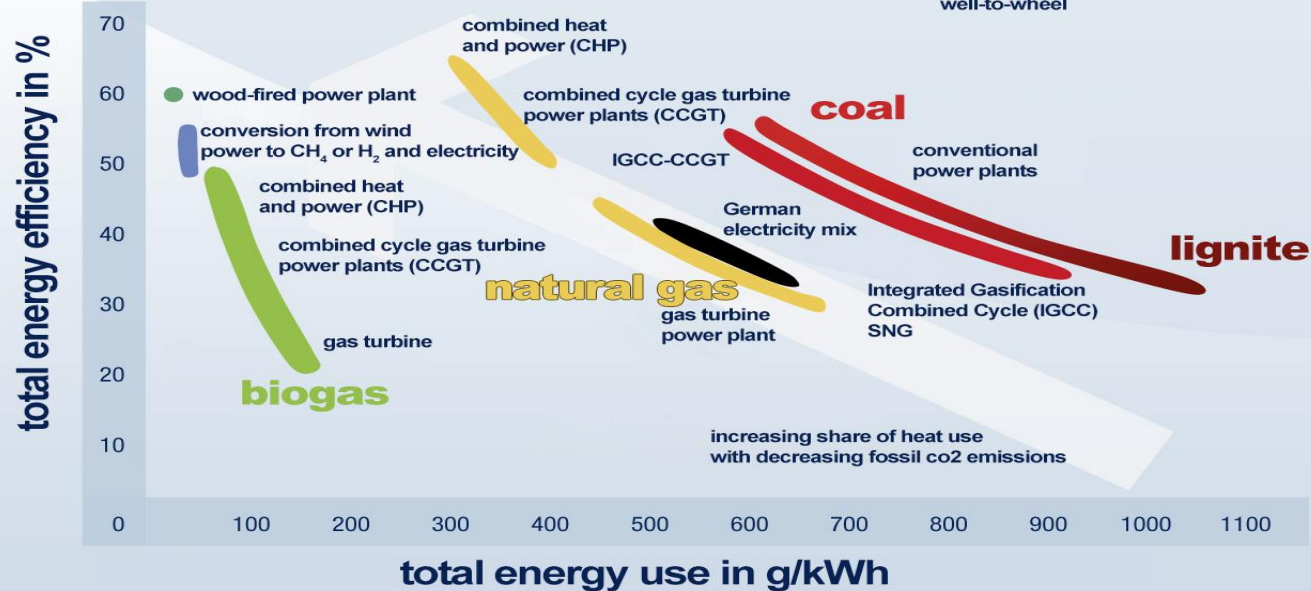
# THG-Minderungsziele



THG-Einsparung durch  
Biogas rd. 20 Mio. t / a

# THG-Minderung in der Stromerzeugung durch Biogas

## CO2 emissions and total energy efficiency of electricity generation technologies with and without heat extraction

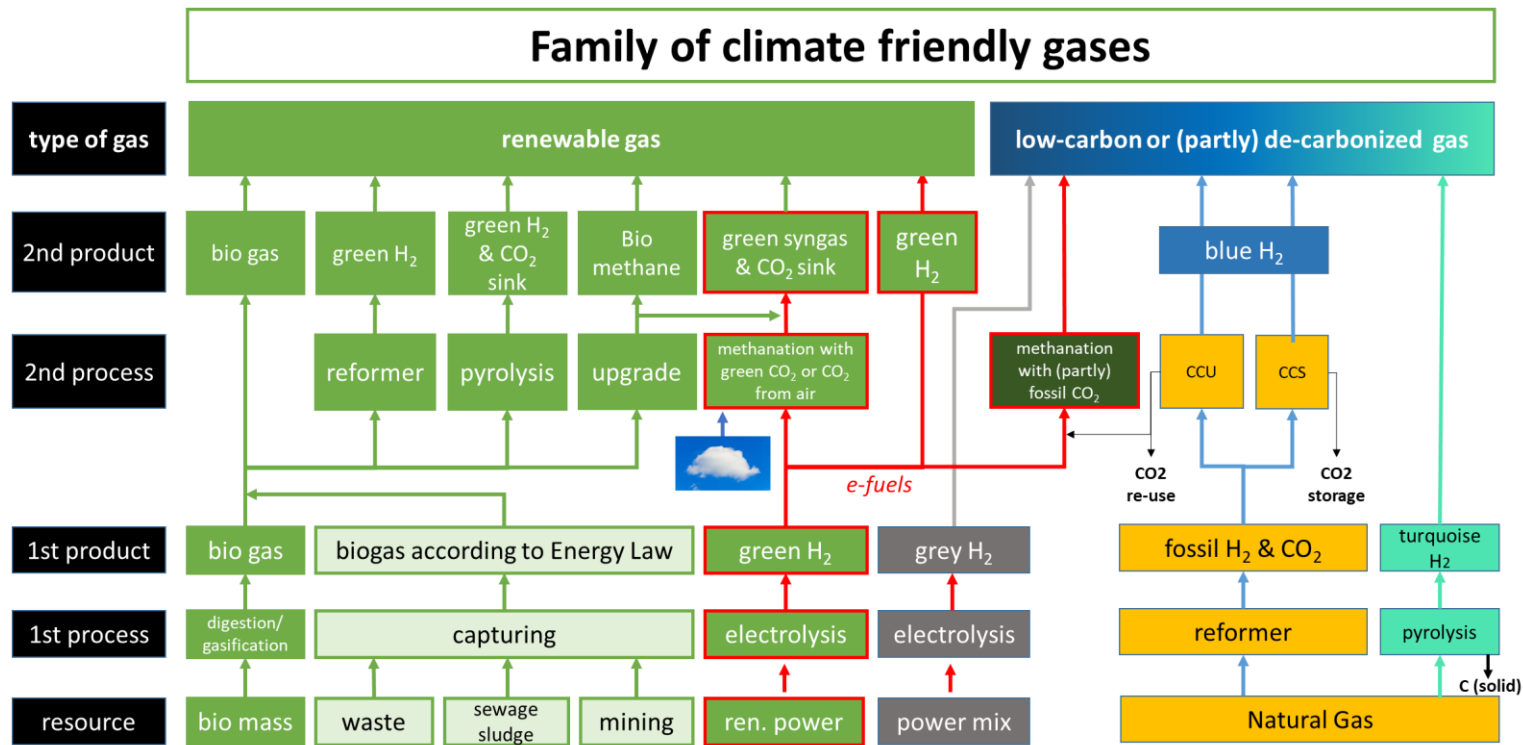


# Teil 3 - Biogas

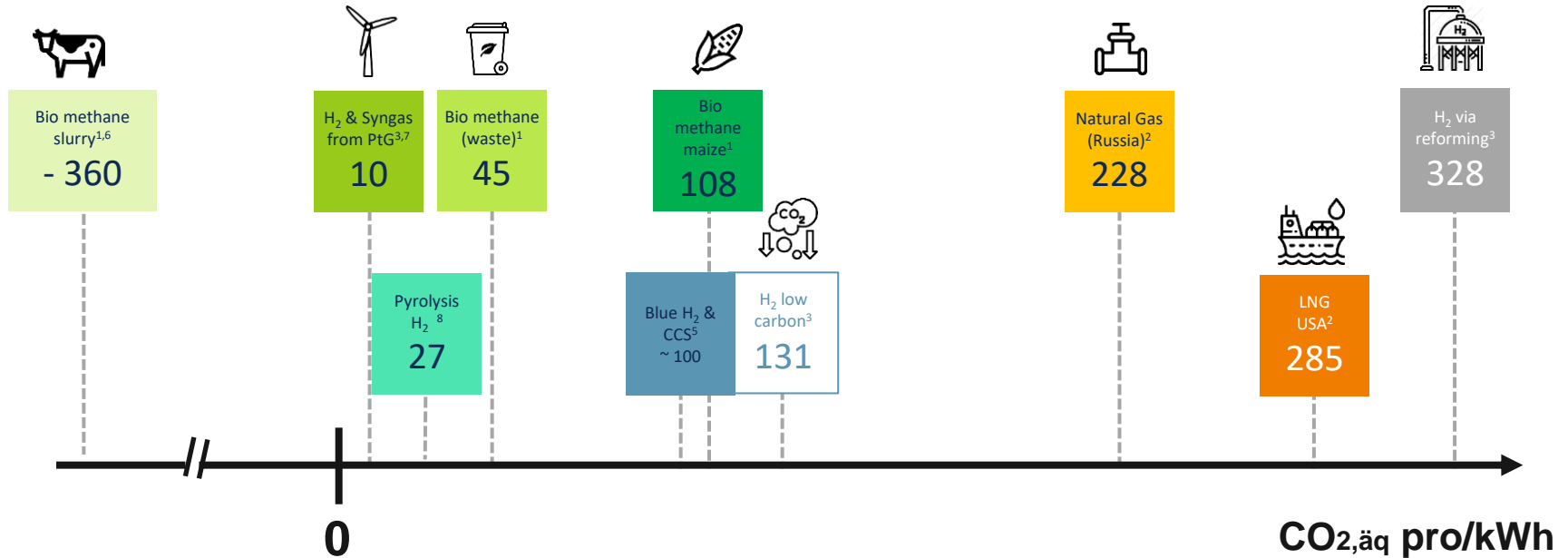
- 1 Klassische Biogasherstellung
- 2 Anlagenbestand und geografische Verteilung
- 3 Feedstock und Anlagenbeispiele
- 4 Biogaseinspeisung und Aufbereitungsverfahren
- 5 Biogas in der Versorgungskrise
- 6 Biogaspotenziale & biologische Methanisierung
- 7 Update/Aktualisierung 2022:
  - Rechtliche Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
  - Zukunftsperspektiven (Einspeisung, Clusterung, Kopplung mit PtX, H2-Herstellungsoptionen)

- 8 THG-Emission von Biogas und EE
- 9 Familie der klimafreundlichen Gase

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

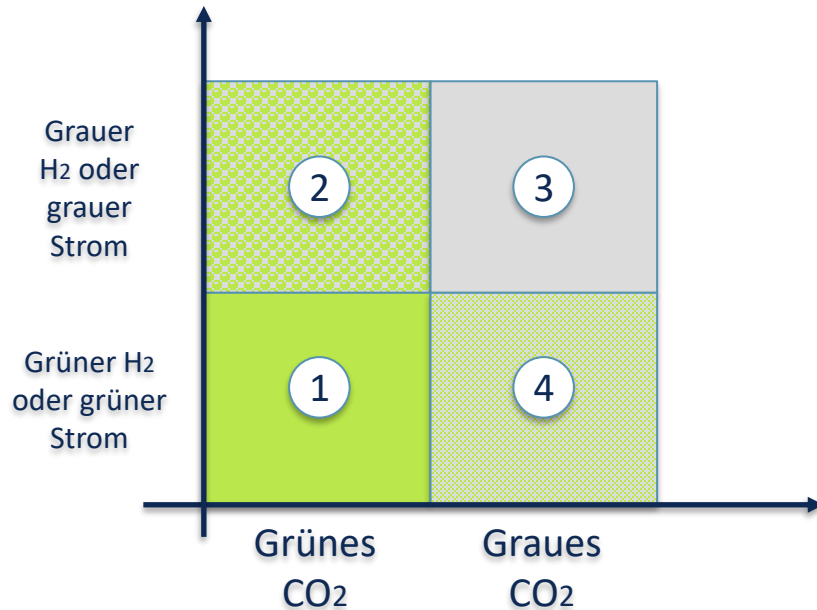
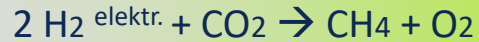


# Carbon footprint von Biogasen und Wasserstoff



# Carbon footprint von Synthesegasen aus Strom (Grundsatzüberlegungen)

## P2G und Methanisierung



1

Mit grünem H<sub>2</sub> und grünem CO<sub>2</sub> wird ein klimaneutrales Gas (Methan) hergestellt.

2

Mit grauem H<sub>2</sub> und grünem CO<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub> und grauem CO<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub> und grauem CO<sub>2</sub> wird ein Gas (Methan) hergestellt, das das CO<sub>2</sub> länger im Energiesystem hält und aufgrund der damit verbundenen Mengensubstitution von fossilem Gas auch zur Emissionsminderung bilanziell beiträgt.

# Carbon footprint von Synthesegasen (Erklärung siehe Folgeseite)

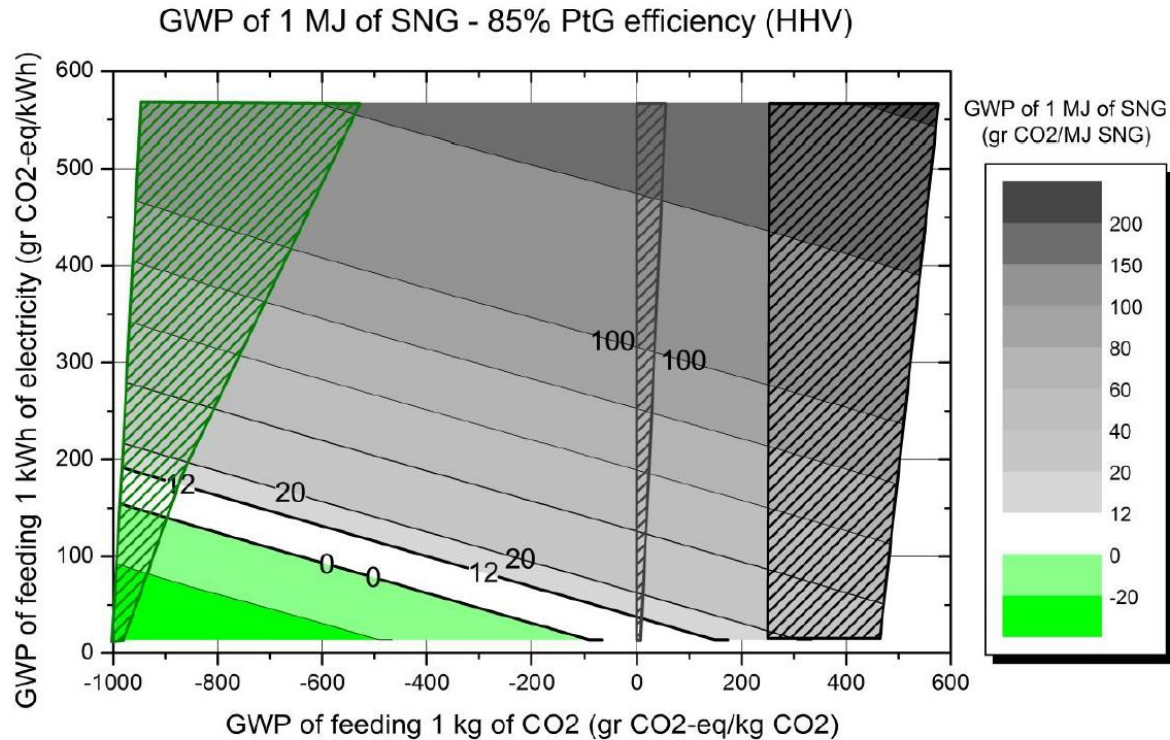


Figure 20 “Carbon map” of the HELMETH concept system operation.

# Carbon footprint von Synthesegasen: Findings des Projektes HELMETH

1

The present analysis investigates the environmental impacts of the HELMETH concept system, in terms of Global Warming Potential for the production of 1 MJ of Synthetic Natural Gas. The results of CH<sub>4</sub> derived from Power-to-Gas were compared to natural gas extraction and transportation to Central Europe. Three key parameters have been identified that primarily influence the results:

- Electricity input. Relevant scenarios developed: Electricity generation from wind power, German electricity mix of 2020 and corresponding projection for 2050;
- CO<sub>2</sub> separation impact. Corresponding scenarios: CO<sub>2</sub> as waste product from biogenic sources (biogas and biomethane plants), from ambient air (DAC) or specific separation from the flue gases of coal/natural gas fired power plants and of industrial sources (cement/steel production and refinery);
- Electrolyzer (PtG) efficiency. The influence of the improved PtG efficiency provided by the High Temperature electrolysis/Heat Integration concept of HELMETH has been quantified, compared to standard PtG efficiencies from Low Temperature electrolysis technologies.

In order to provide a general overview of the GWP behaviour of the HELMETH concept system operation, the results of the abovementioned scenarios were interpolated in to one single contour diagram, covering a wide range of possible electric and CO<sub>2</sub> feeds. A complete “Carbon map” of the HELMETH concept system operation has been herewith developed, aiming to support the corresponding exploitation plan and in the last stage of the project, to provide added value to the business cases elaborated in parallel within WP5.

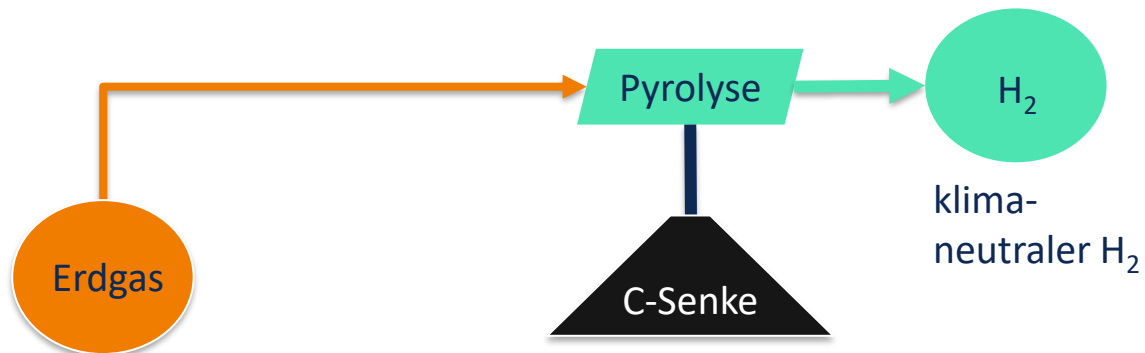
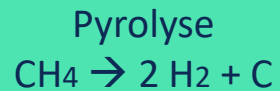
2

The major findings regarding the GWP of HELMETH SNG production were the following:

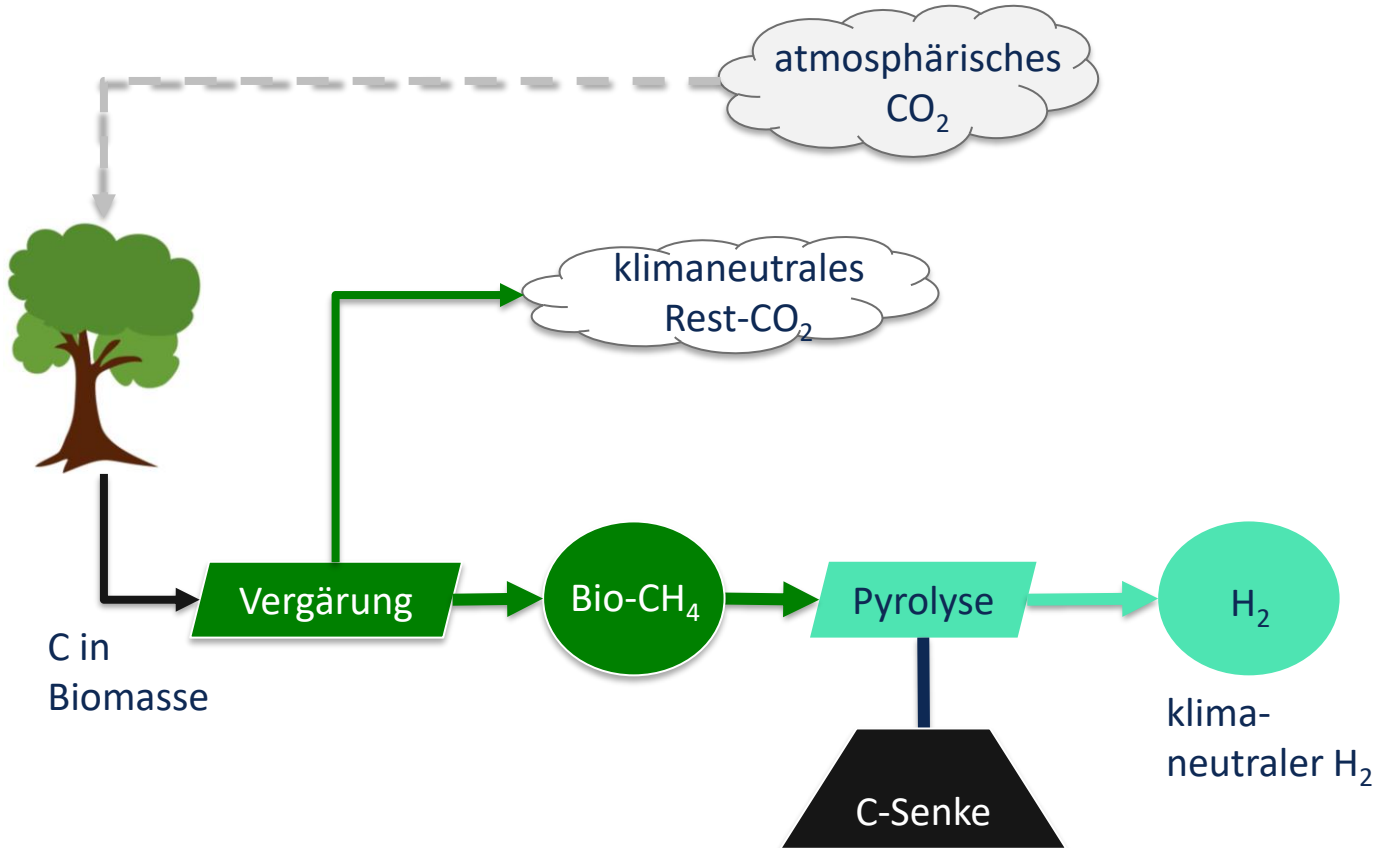
- Carbon negative operation is achieved by non-fossil CO<sub>2</sub> sources and an electric feed GWP of below 140-150 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Therefore, carbon negative operation is feasible, even with current or near future grid power input. In other words, a full renewable input is not a necessity.
- Lower GWP than extracting and transporting fossil NG is achieved by:
  - biogenic/atmospheric sources and electric carbon load of below 180-190 gr CO<sub>2</sub>-eq/kWh and
  - fossil CO<sub>2</sub> source (however carrying only the corresponding compression impact) and a near fully renewable electric input (below 40 gr CO<sub>2</sub>-eq/kWh).
- Existing PtG concepts powered by LT-electrolyzers feature higher requirements in terms of «clean» electric feed in order to achieve «Carbon negative» or «Better-than-NG» environmental performance. Relevant calculations show a requirement of 30% lower GWP of the electric feed, in order to reach the GWP values of PtG operation with HT-electrolyzers.



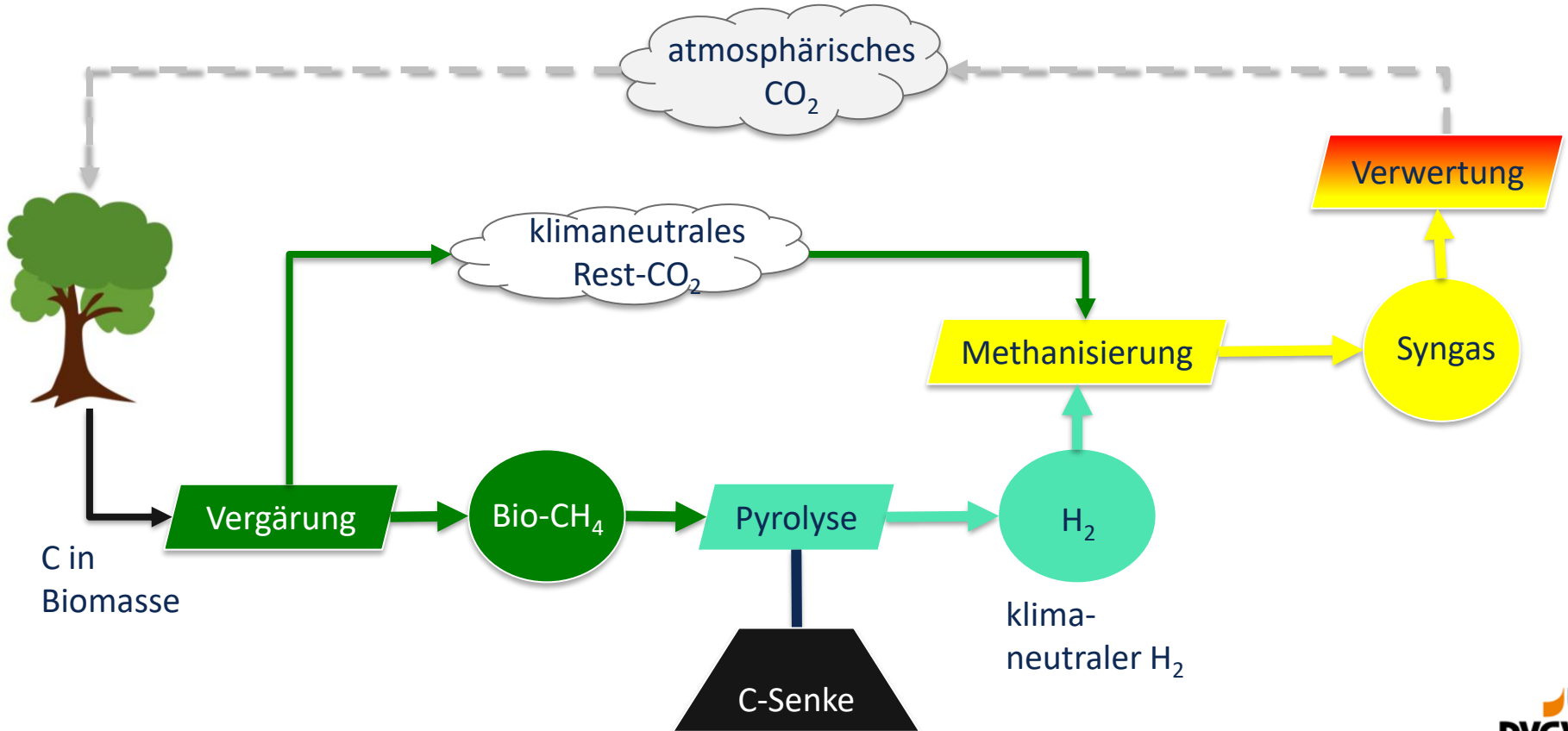
# Gase mit negativen Emissionen: Wie funktioniert das?



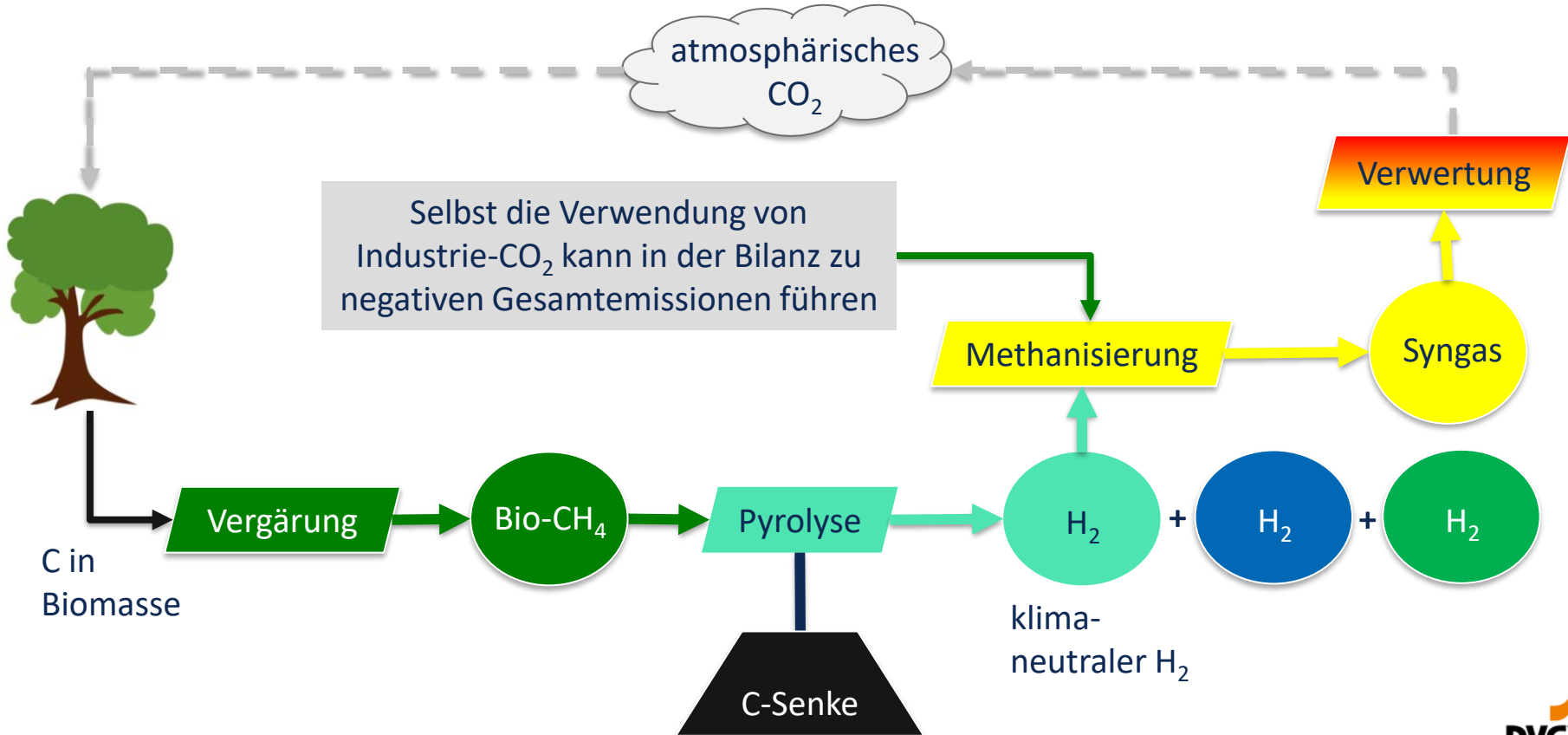
# Beispiel: Bio-Methan als Emissions-Falle



# Beispiel: Synthese-Methan als neues, klimaneutrales ‚Erdgas‘



# ... auf die Bilanz kommt es an!



# Abgewandeltes Beispiel: Synthese-Methan als neues, klimaneutrales ‚Erdgas‘ über *direct air capture of CO<sub>2</sub>*

In mehreren Schritten wird aus CO<sub>2</sub> und Grünem Wasserstoff "Carbon Black" (Quelle: gwf Gas + Energie 11-12/2020).



Mit Direct Air Capture-Anlagen wird CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre abgeschieden (© Climeworks, Julia Dunlop).

