

# Woher kommen unsere erneuerbaren Gase?

## Lokale Potentiale, Importe, CO<sub>2</sub>-Footprint und Kosten

Katharina Bär, Janina Leiblein, Michael Kühn, Sarah Müller, Miriam Bäuerle, Jörn Benthin, Florian Lehnert, Ruth Schlautmann, Martin Kansy, Frank Graf, Friedemann Mörs

Gas|wat 2022 am 10. Oktober 2022

# Woher kommen klimafreundliche Gase?

Welches Potenzial gibt es?

Welche Bereitstellungsverfahren gibt es?

Wie sind die Bereitstellungskosten?

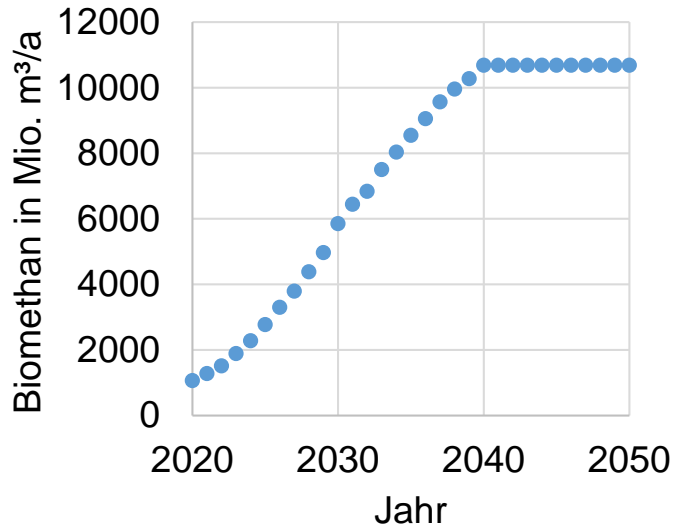
Wie sind die Treibhausgasemissionen?

# Erzeugungspotenziale für EE-Gas

## Berücksichtigung des Markthochlauf

### Vorgehen Biomethan

Länderspezifischer technologischer  
Markthochlauf für EU 27 + UK



# Erzeugungspotenziale für EE-Gas Markthochlauf der Technologien

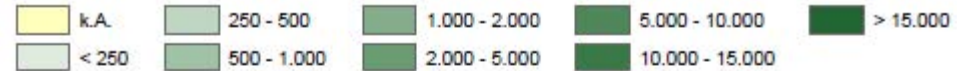
## Vorgehen Biomethan

Länderspezifischer technologischer  
Markthochlauf für EU 27 + UK

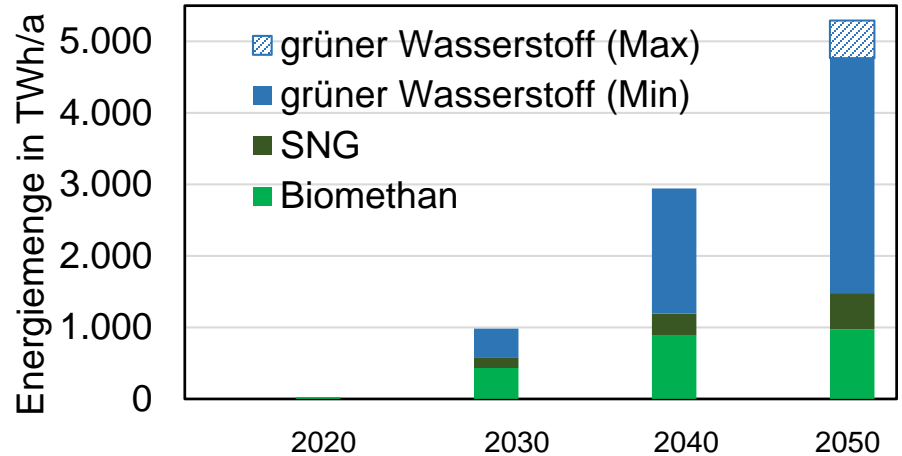
Gleiches vorgehen für:

- SNG (Methan aus ligninreicher Biomasse)
- Grüner Wasserstoff

Markthochlauf Biomethan in Mio. m<sup>3</sup>/a



# Erzeugungspotenziale für EE-Gas der EU 27 + UK



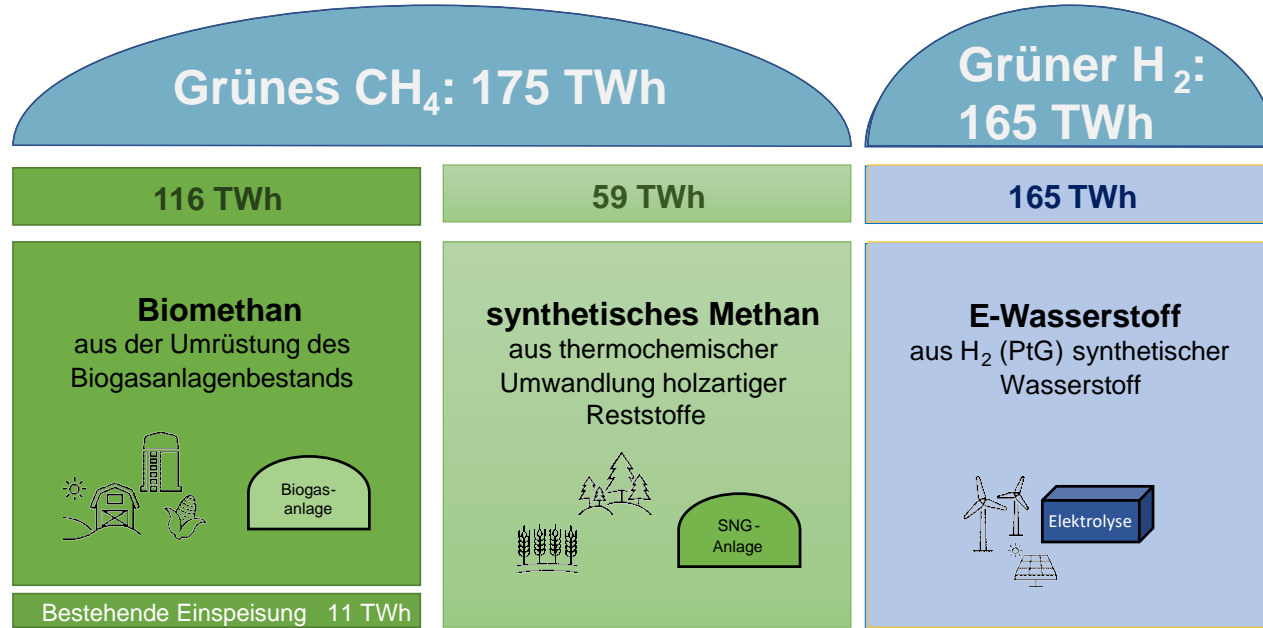
1.800 TWh des H<sub>2</sub>-Potenzials könnten auch für Methanisierung der grünen CO<sub>2</sub>-Quellen (EE-CH<sub>4</sub>) eingesetzt werden

- ➔ Berücksichtigung des Markthochlauf der Erzeugungstechnologien
- ➔ Biomethanpotenzial von 970 TWh (90 Mrd. m<sup>3</sup> i.N.) [1]
- ➔ SNG-Potenzial von 500 TWh SNG (47 Mrd. m<sup>3</sup> i.N.) [1]
- ➔ Wasserstoffpotenzial (grün) von 3.290 - 3.880 TWh H<sub>2</sub> [2]

[1] DVGW-Projekt Roadmap Gas 2050

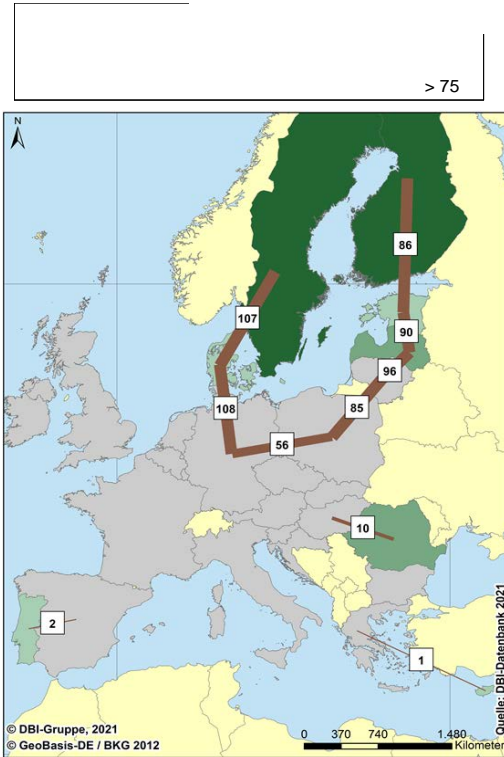
[2] Kakoulaki, G. et al.: Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables

# Erzeugungspotenziale für EE-Gas in Deutschland unter Berücksichtigung des Markthochlaufs



- Potenzial von biogenem CO<sub>2</sub> (15.300 Mio m<sup>3</sup>/a) wird vollständig methanisiert
- Grünes Wasserstoffpotenzial: 270 TWh aus 388 TWh EE-Strom (D 4.3)

# Importpotenzial methanreiche Gase nach Deutschland im Jahr 2050



Ohne PtG

**PtG:** Umwandlung von EE-Strom mittels Elektrolyse in grünen Wasserstoff (EE-H<sub>2</sub>) bzw. Methan (EE-CH<sub>4</sub>)

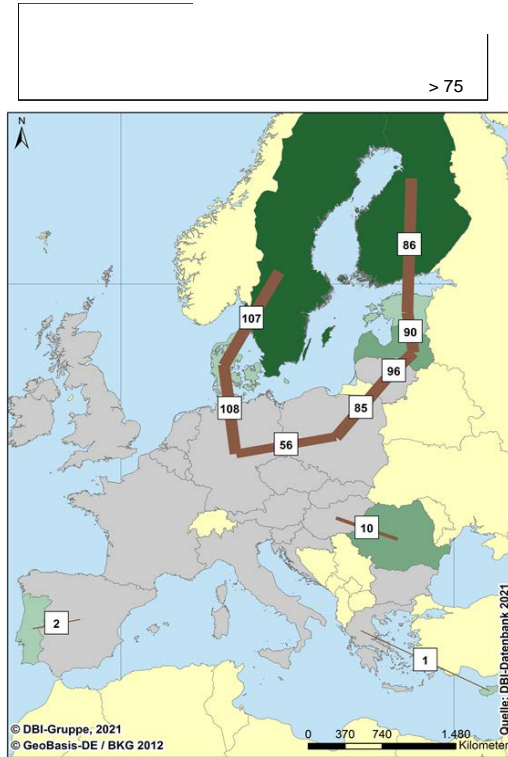
## Vorgehen

- Länderspezifische Potentialermittlung
- Markthochlauf der Erzeugungstechnologien
- Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Erzeugungs- und Transitländer

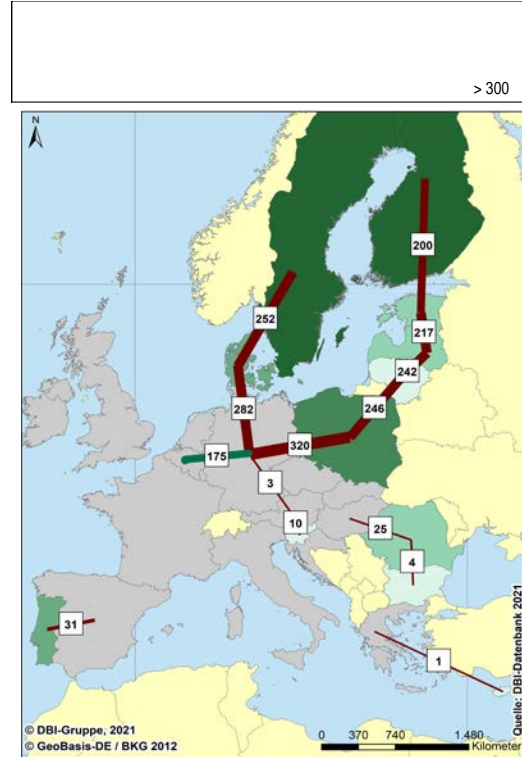
## Importpotenzial für Deutschland

- **Ohne PtG: 164 TWh**

# Importpotenzial methanreiche Gase nach Deutschland im Jahr 2050



Ohne PtG



Mit PtG

## Vorgehen

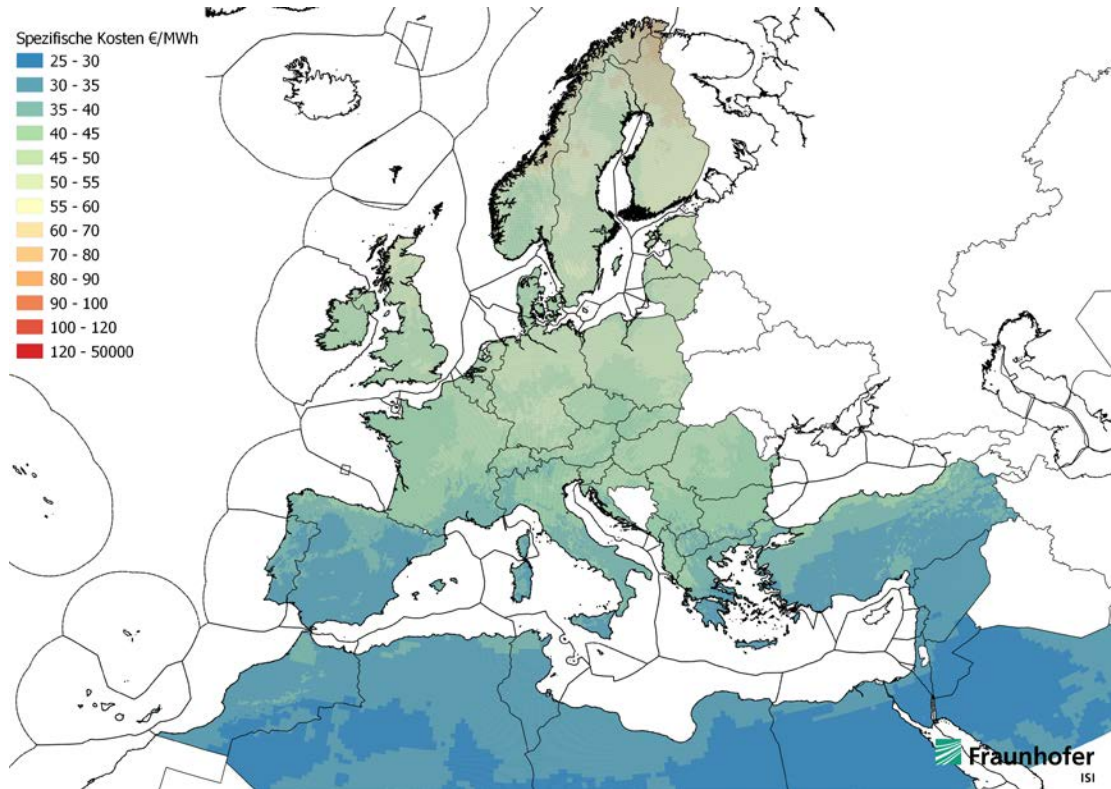
- Länderspezifische Potentialermittlung
- Markthochlauf der Erzeugungstechnologien
- Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Erzeugungs- und Transitländer

## Importpotenzial für Deutschland

- Ohne PtG: 164 TWh
- Mit PtG: 600 TWh



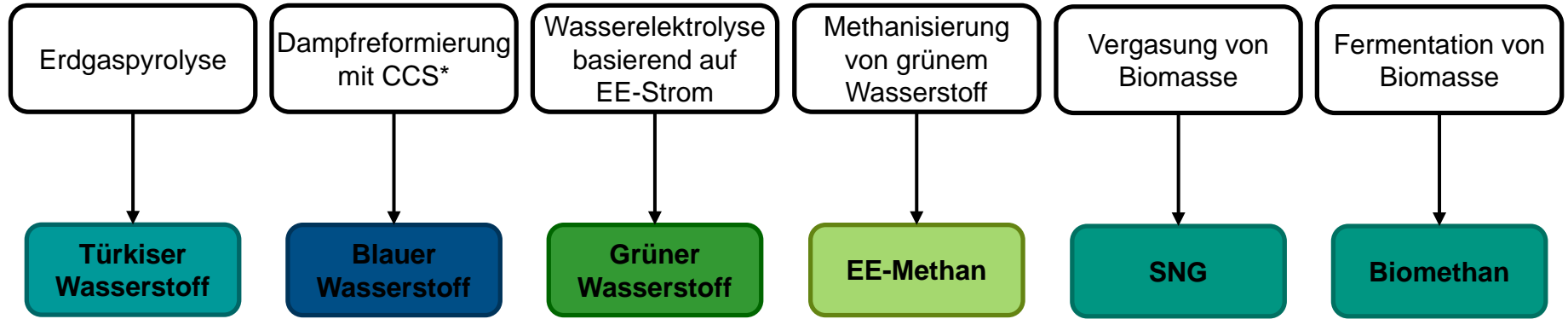
# Aus welchen Regionen können wir Wasserstoff importieren?



ca. 50.000 TWh  
EE-Strom können  
2050 in MENA-  
Region aus PV zu  
< 30 €/MWh  
erzeugt werden

# Bereitstellungsverfahren für klimafreundliche Gas

# Es gibt zahlreiche Möglichkeiten für die Erzeugung klimafreundlicher Gase



## Detailanalyse der Bereitstellungsverfahren

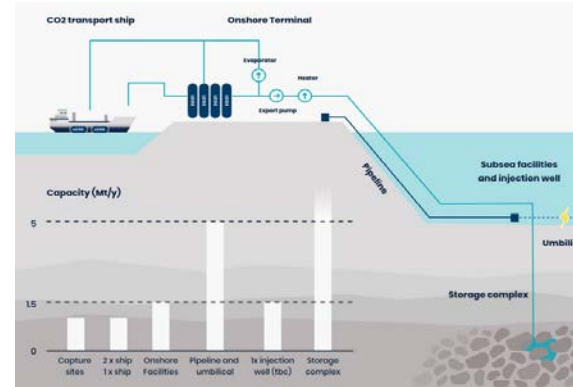
Produktion der Gas und Transport nach DEU

\*Carbon Capture and Storage

# Bereitstellung von klimafreundlichem Wasserstoff aus Erdgas in Deutschland

## Blauer Wasserstoff

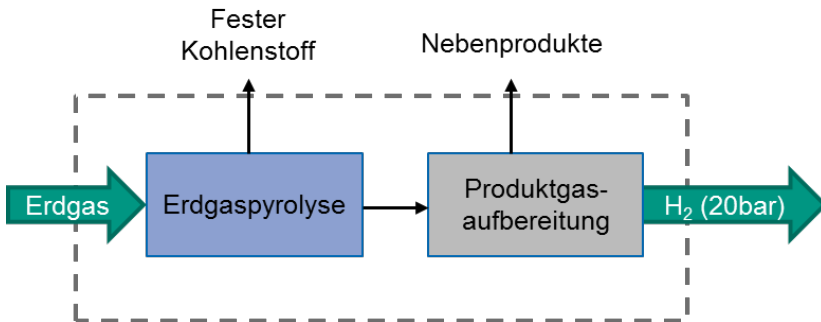
- Dampfreformierung
- Technologiereifegrad TRL 9
- Wirkungsgrad ca. 64 %



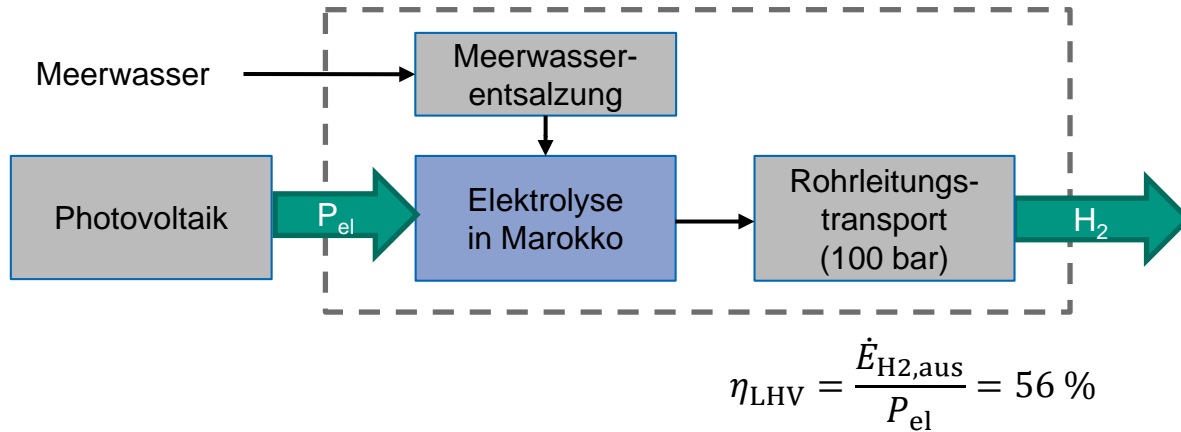
Quelle: Northern Lights (2020)

## Türkiser Wasserstoff

- Nicht kommerziell verfügbar (TRL 3 – 8)
- Wirkungsgrad ca. 50 %



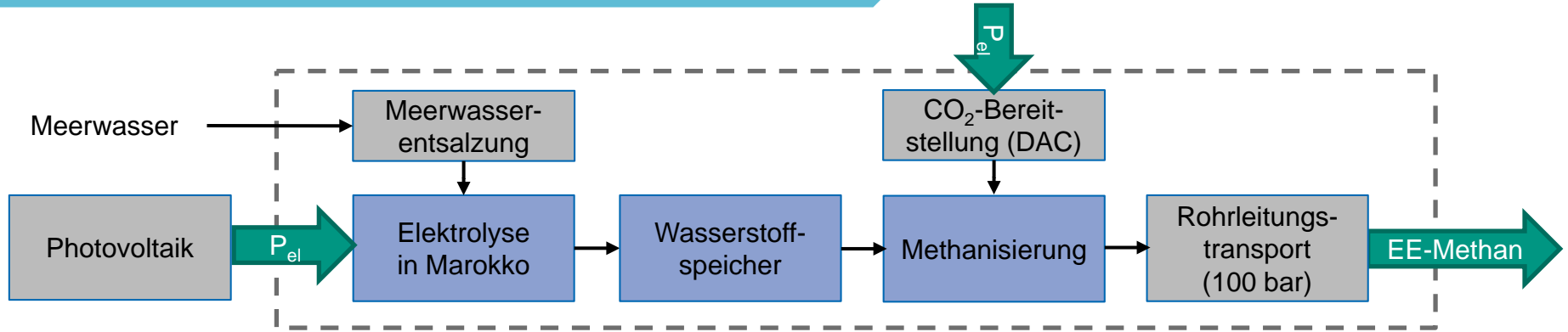
# Grüner Wasserstoff aus Wasserelektrolyse in MENA-Region



- Wasserstoffbereitstellung 120 TWh/a
- Pipelinetransport mit elektrischen Verdichtern
- $H_2$ -Bereitstellungskosten in DEU:
  - 2020: 0,14 €/kWh (LHV)
  - 2050: 0,07 €/kWh (LHV)



# EE-Methan durch Methanisierung von grünem Wasserstoff in der MENA-Region



$$\eta_{\text{LHV}} = \frac{\dot{E}_{\text{EE-Methan,aus}}}{P_{\text{el}}} = 46 \%$$

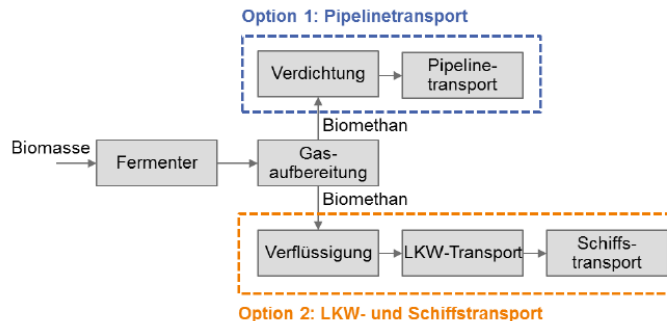
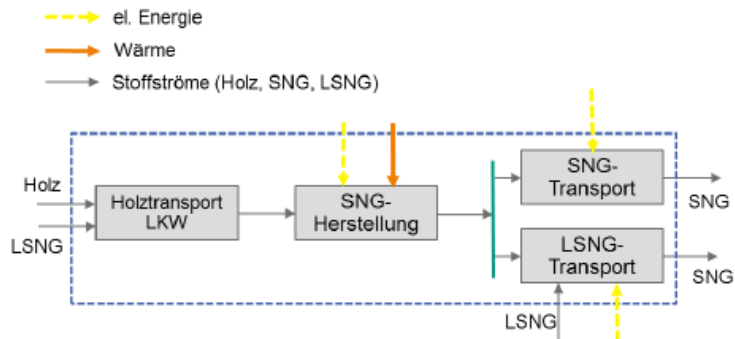
- EE-Methanbereitstellung 120 TWh/a
- CO<sub>2</sub>-Bereitstellung hat starken Einfluss auf die Kosten
- EE-Methan kann in bestehender Infrastruktur ohne Anpassungen transportiert werden



# Bereitstellung von klimafreundliche und methanreiche Gase aus Schweden

## SNG: Vergasung von Biomasse

- 40 dezentrale Anlagen (à 223 MW)
- Ausnutzungsgrad
  - Ohne PtG: 63 %
  - Mit PtG: 70 %



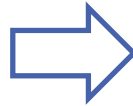
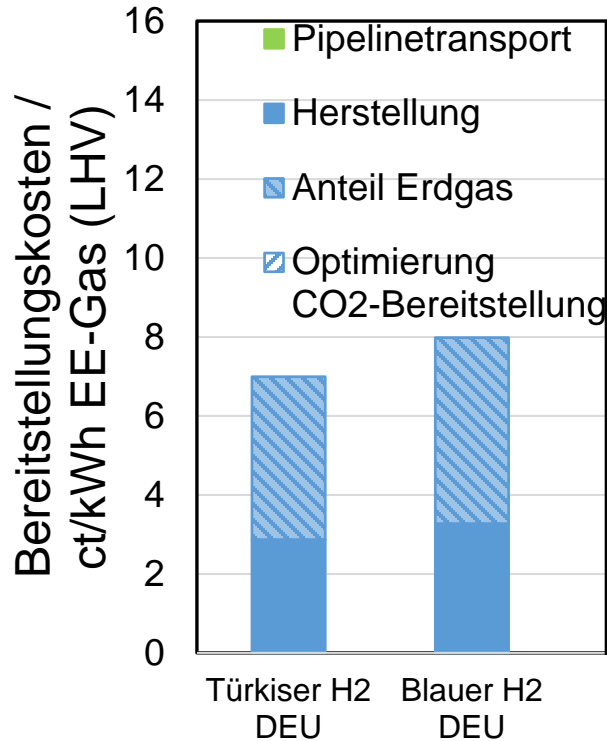
## Biogas

- Gestehungskosten 9,5 ct/kWh
- Auslegung Transport entspricht dem von SNG

# Vergleich der Bereitstellungskosten klimafreundlicher Gas in DEU

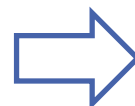
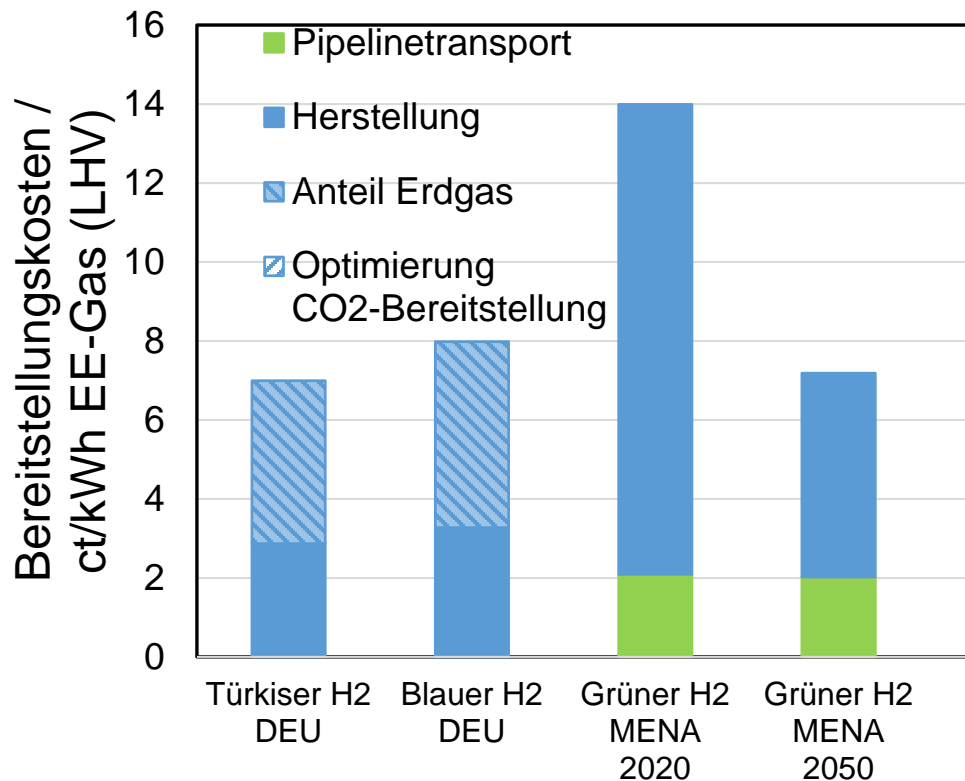


# Bereitstellungskosten verschiedener erneuerbarer Gase



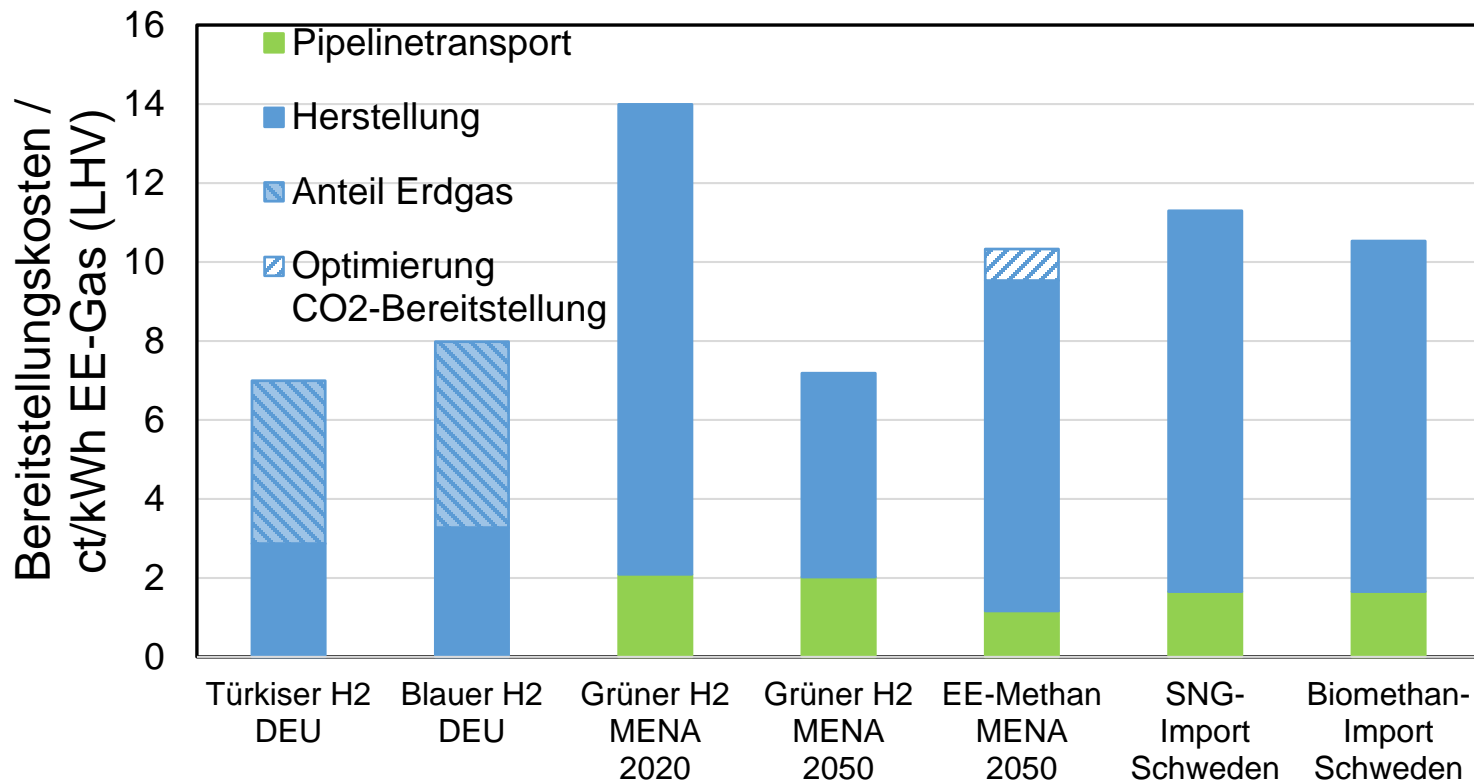
Erdgasbezugskosten haben entscheidenden Einfluss (hier 25 €/MWh)

# Bereitstellungskosten verschiedener erneuerbarer Gase

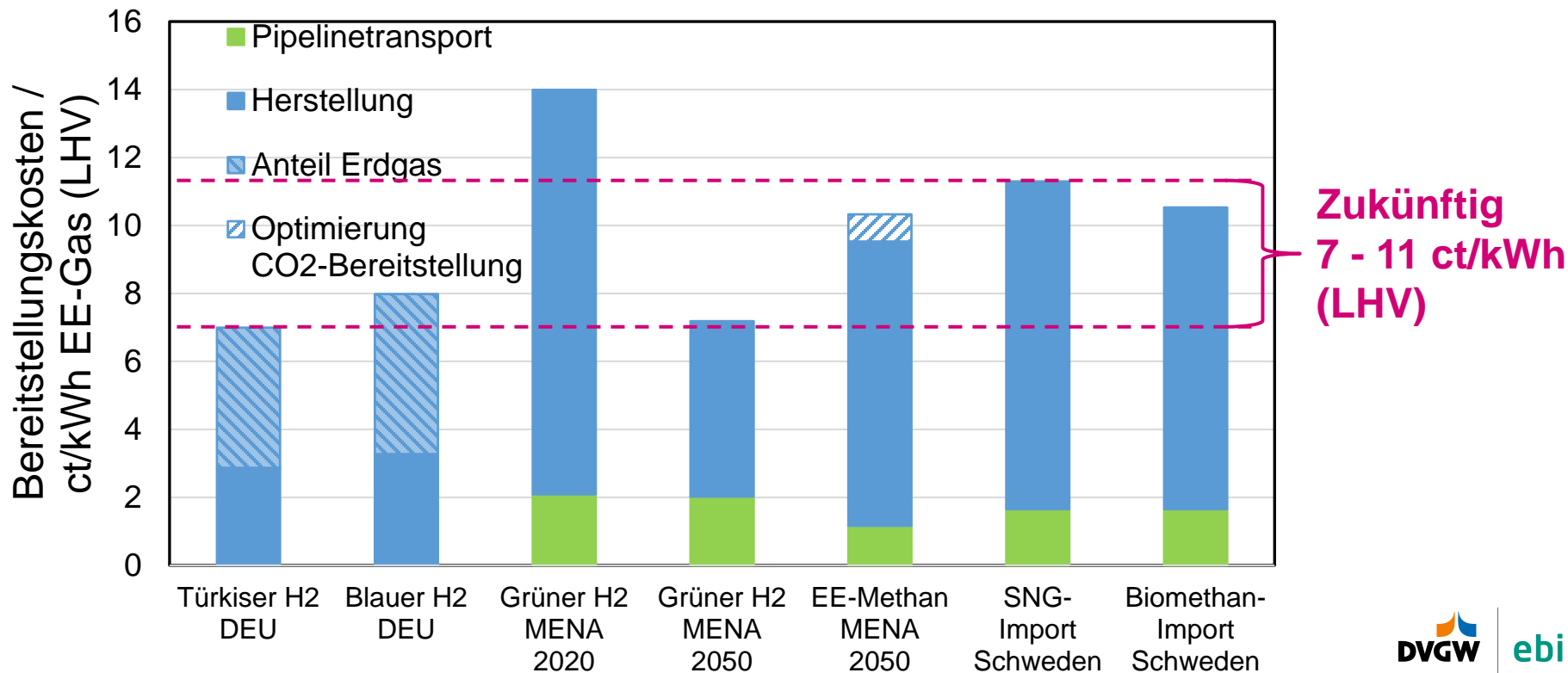


Bis 2050 wird Kostenreduktionspotenzial von bis zu 50 % für grünen H<sub>2</sub> erwartet

# Bereitstellungskosten verschiedener erneuerbarer Gase



# Bereitstellungskosten verschiedener erneuerbarer Gase

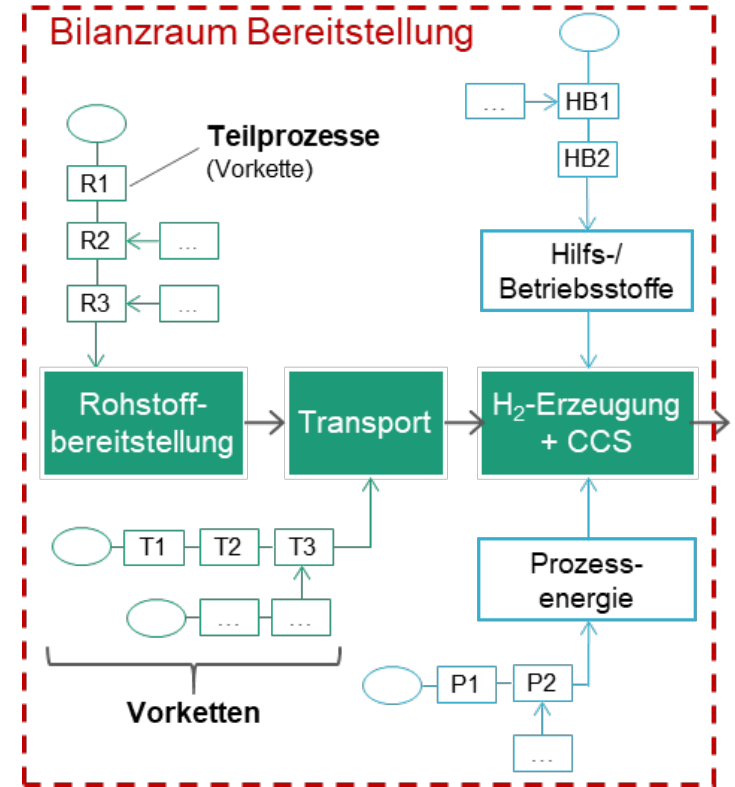


# THG-Emissionen blauer, türkiser und grüner Wasserstoff

# Berechnung der THG-Emissionen für Wasserstoff: Blau, türkis und grün

## Berücksichtigung von:

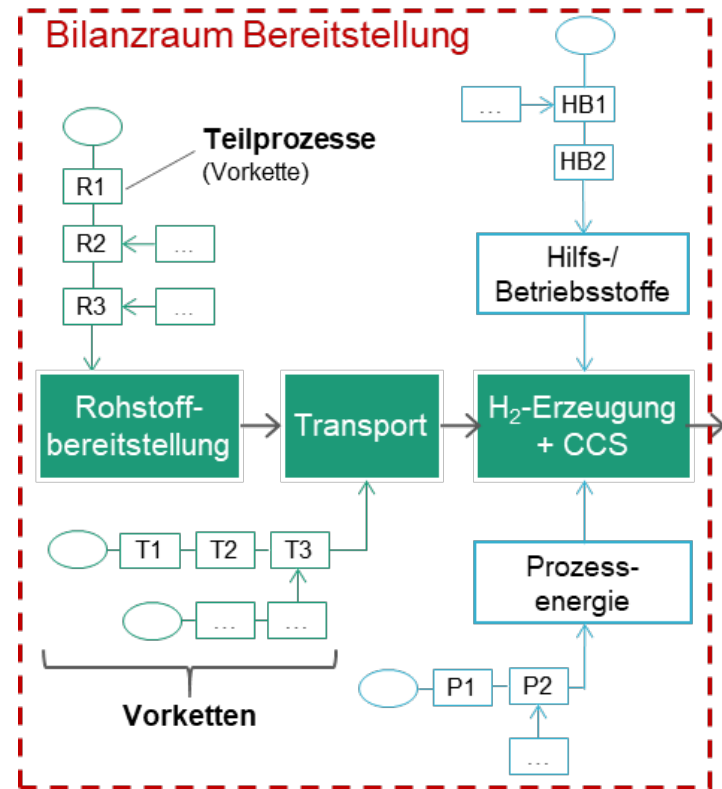
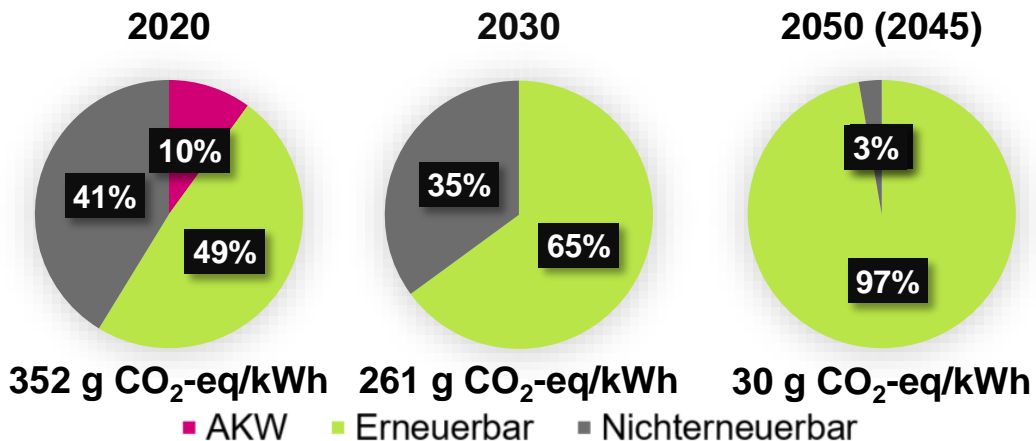
1. Vorkettenemissionen Erdgas- und Biomethan-Bereitstellung
2. CCS im Fall von blauem Wasserstoff
3. Best-Case-Variante
4. Zeitliche Entwicklung des Emissionsfaktors Strom (D) [3]:



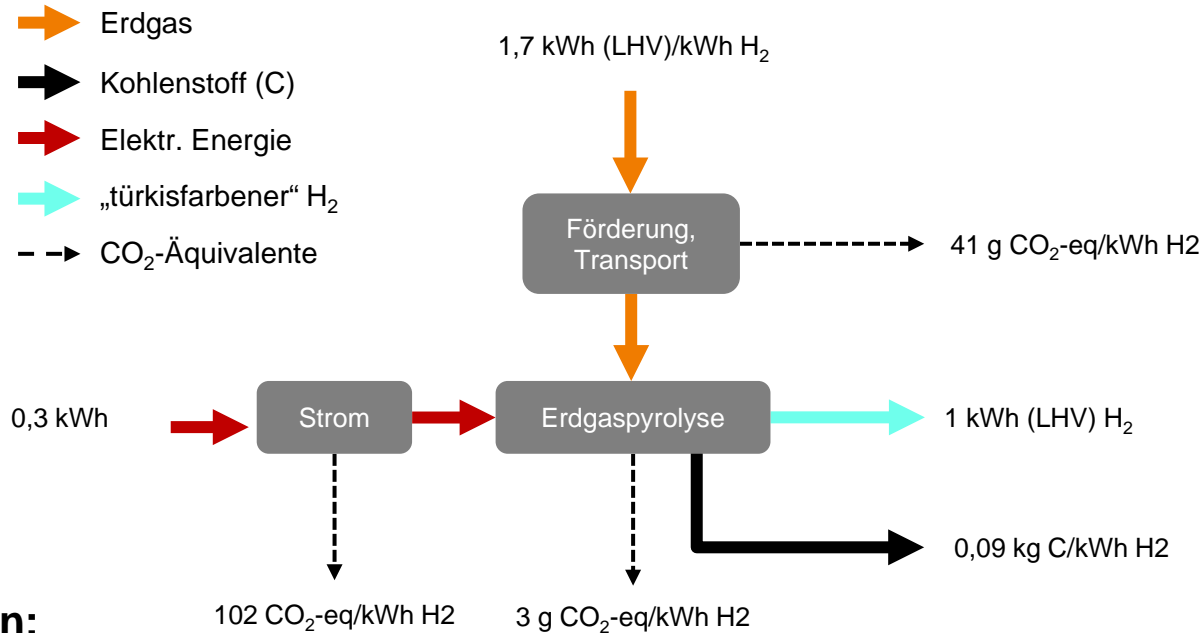
# Berechnung der THG-Emissionen für Wasserstoff: Blau, türkis und grün

## Berücksichtigung von:

1. Vorkettenemissionen Erdgas- und Biomethan-Bereitstellung
2. CCS im Fall von blauem Wasserstoff
3. Best-Case-Variante
4. Zeitliche Entwicklung des Emissionsfaktors Strom (D) [3]:



# Berechnung der THG-Emissionen – Bilanzraum der Erdgaspyrolyse

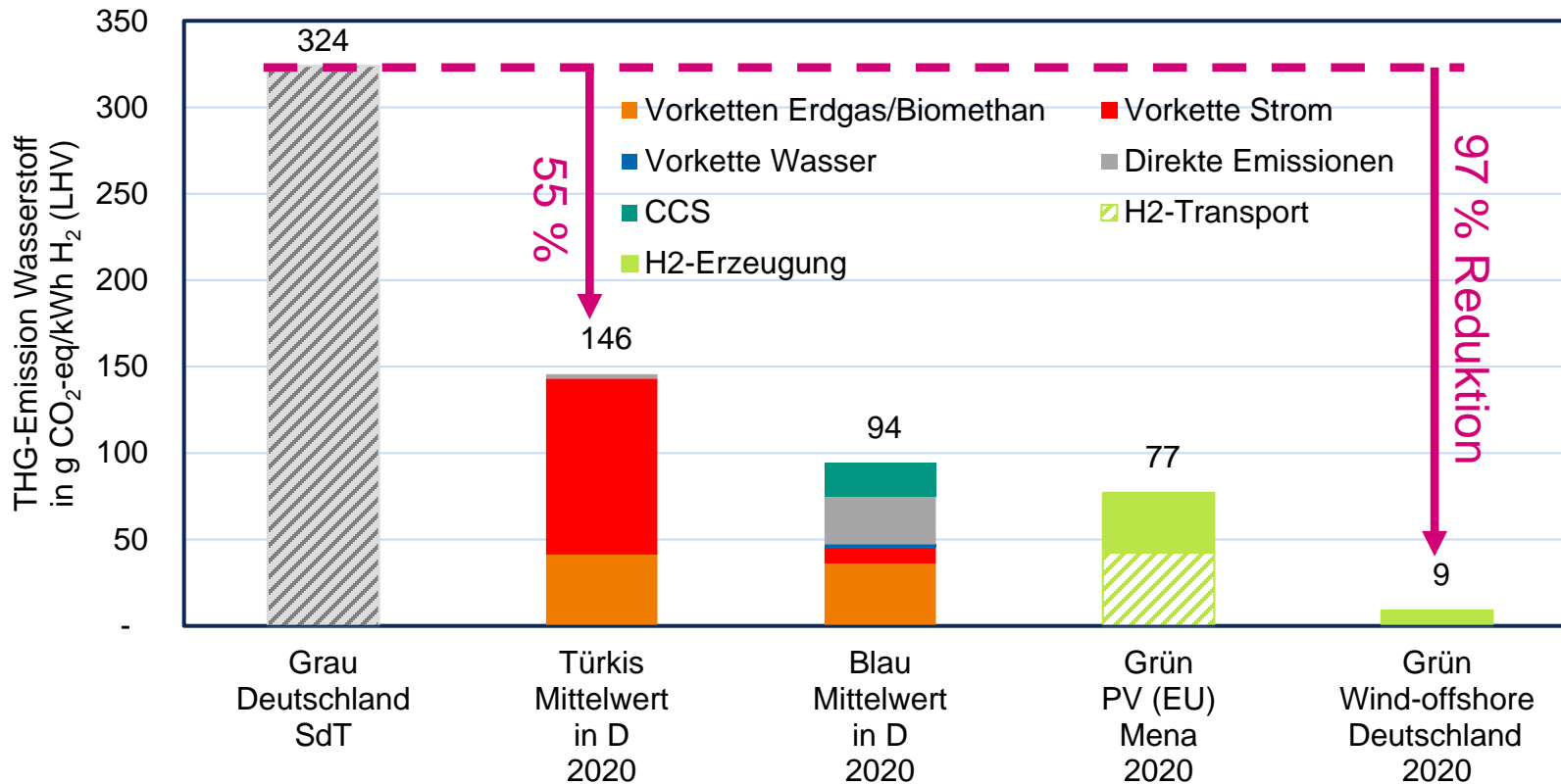


**Randbedingungen:**  
Keine Nachnutzung des Kohlenstoffs betrachtet



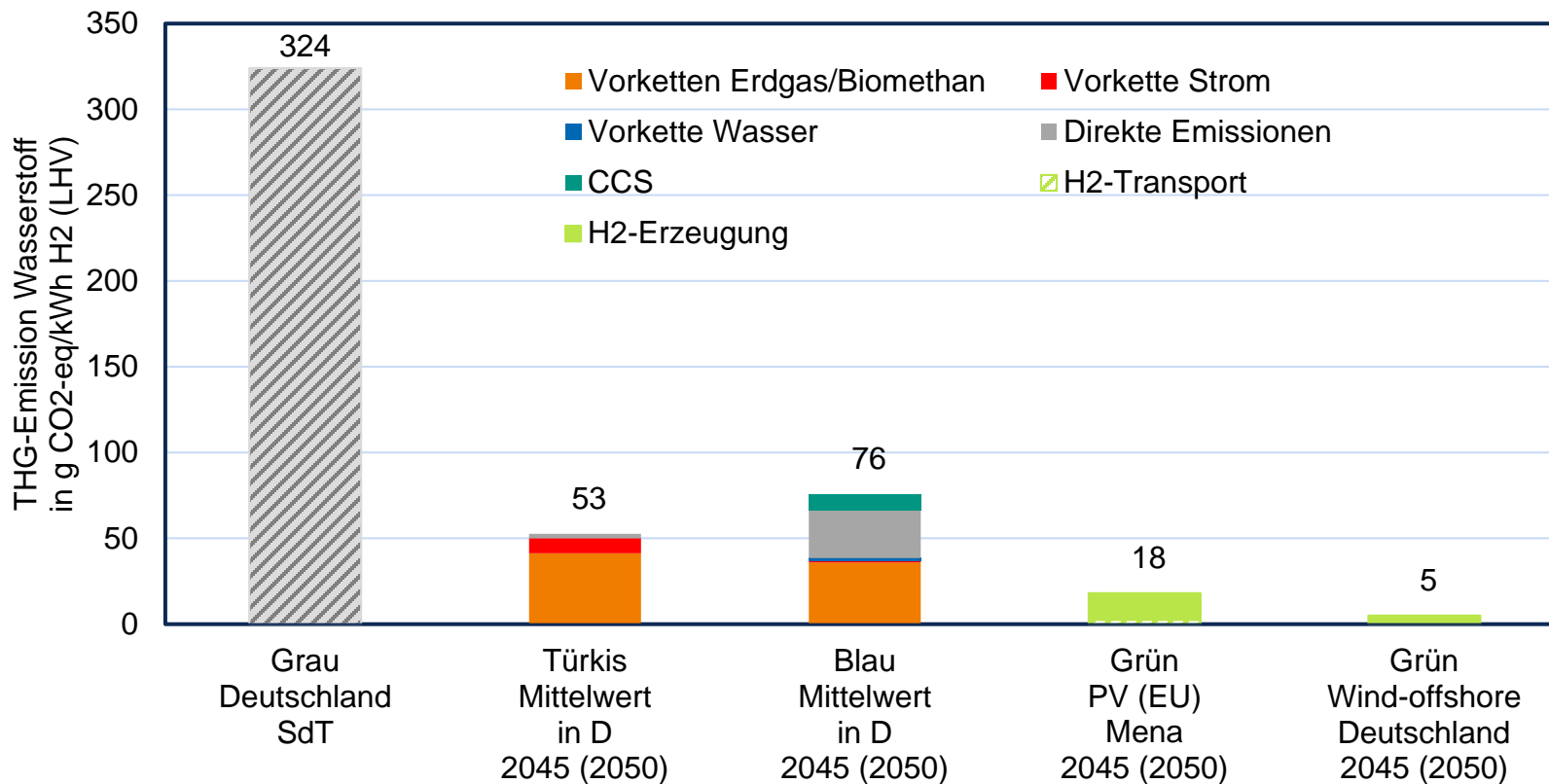
# THG-Minderungspotenzial von blau über türkis bis grün

## Stand heute (2020)



# THG-Minderungspotenzial von blau über türkis bis grün

## Perspektive bis 2045 (2050)

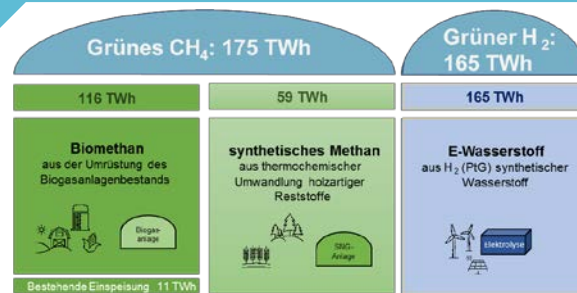


# Zusammenfassung

# Zusammenfassung und Ausblick

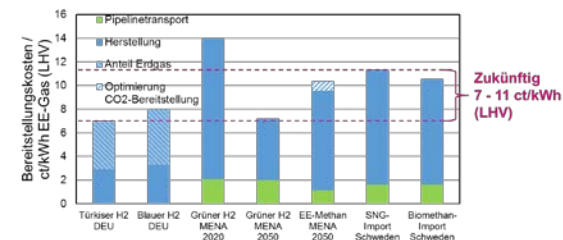
## Welches Potenzial (methanreich) gibt es?

DEU 340 TWh, Import: 600 TWh



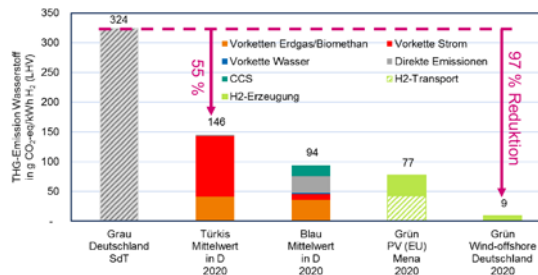
## Bereitstellungsverfahren und Bereitstellungskosten?

Es stehen ausgereifte Technologien zur Verfügung  
bei Bereitstellungskosten von 7 – 11 ct/kWh (LHV)



## Wie sind die Treibhausgasemissionen?

55 – 97 % Reduktionspotenzial  
bei blau, türkis oder grünem H<sub>2</sub>



## Es gibt viel zu tun!

- ➔ Zum Erreichen der Klimaziele werden klimafreundliche Gase benötigt
- ➔ Import von klimafreundlichen Gasen aufbauen
  - CH<sub>4</sub>-Import aus EU nach DEU kann Bedarf decken bei Einsatz von PtG
  - Die Bewertung zeigt, dass H<sub>2</sub> aus Marokko eine kostengünstige Option ist
- ➔ Ausbau der heimischen Produktion von klimafreundlichen Gase
- ➔ Bereitstellung der H<sub>2</sub>-Infrastruktur muss umgehend beginnen
- ➔ Definition von klimafreundlichem Wasserstoff notwendig

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



Friedemann Mörs  
Tel.: 0721 6084-1474  
moers@dvgw-ebi.de  
www.dvgw-ebi.de

Nr.	Quelle
[1]	Bär et al., EWP 4/2021
[2]	Deliverable 1.1 des Projekt Roadmap Gas 2050
[3]	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan: gemäß der VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013“, Jun. 2020. [Online] Verfügbar unter: <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=4">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=4</a> . Zugriff am: 17. Februar 2022.
[4]	Große et al. (2021): Carbon Footprint of Natural Gas 1.1. Abschlussbericht. Hg. v. Zukunft Gas GmbH
[5]	Russ, Manfred (2017): Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte. Vergleich zusätzlicher Erd-gas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen. Abschlussbericht. Hg. v. thinkstep AG
[6]	Wachsmuth et al. (2021): Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA)
[7]	Prussi et al. (2020): JEC Well-to-Tank report v5. Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context.
[8]	Heneka et al. (2018): Vergleichende Bewertung von PtX-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen. Abschlussbericht PtX-Studie
[9]	IFEU, DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt und JOANNEUM RESEARCH, „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien: Abschlussbericht“, Dessau-Roßlau, Texte 68/2020, Nov. 2019.
[10]	M. Delpierre, J. Quist, J. Mertens, A. Prieur-Vernat und S. Cucurachi, „Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis“, Journal of Cleaner Production, Jg. 299, S. 126866, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126866.
[11]	K. Bareiß, C. de La Rua, M. Möckl und T. Hamacher, „Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems“, Applied Energy, Jg. 237, S. 862–872, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
[12]	R. Bhandari, C. A. Trudewind und P. Zapp, „Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review“, Journal of Cleaner Production, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.