

# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten durch Gas

---

Entwicklung statischer CO<sub>2</sub>-Verminderungskostenkurven

Abschlusspräsentation

1

Fragestellung, Zielsetzung und Methodik

2

Ergebnisse und Sensitivitätsanalyse Gas-Bereitstellung

3

Ergebnisse Gas-Anwendung

4

Fazit und Ausblick

# Wissenschaftliche Fragestellungen des Projekts

Wie hoch ist das technische **CO<sub>2</sub>-Verminderungspotenzial** und welche **Kosten** entstehen bei der Realisierung aus System- und Akteurssicht?

Welche **regulatorischen und technischen Hemmnisse** existieren?

Wie stark sind die Verminderungskosten von einzelnen **Stellhebeln** abhängig und welche **Streubreite** der Kosten ergibt sich daraus?

Welche **Wechselwirkungen** bestehen zwischen den untersuchten CO<sub>2</sub>-Verminderungsmaßnahmen?

# Output: Excel-Tool zur Berechnung und Darstellung von CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten

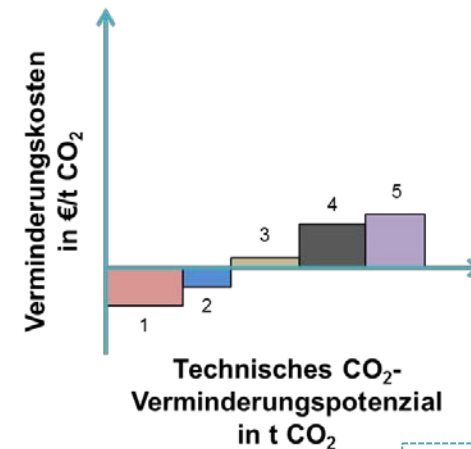
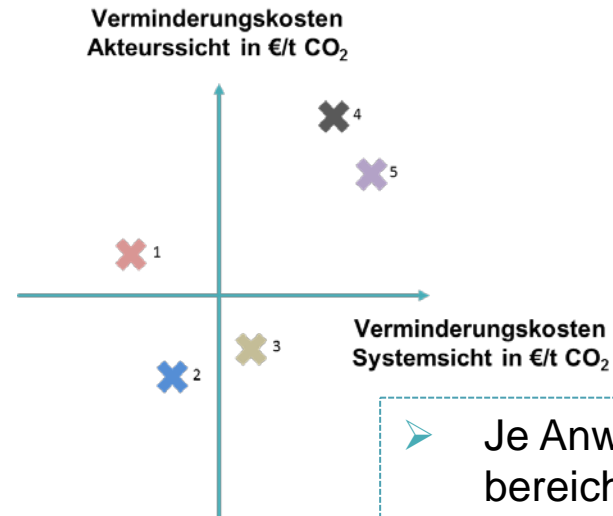
## Übergeordnete Daten:

- Energieträgerpreis
- Emissionsfaktor
- Zinssätze
- ...

## Technologiedaten:

- Leistung
- Jahresvolllaststunden
- Investition
- Lebensdauer
- Wirkungsgrad
- ...

Berechnungs-Tool



# Berechnung von CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten über Differenzkosten und -emissionen

$$k_{CO_2} = \frac{K_{Subst} - K_{Ref}}{E_{Ref} - E_{Subst}} = \frac{\Delta K}{\Delta E_{CO_2}} = \frac{\Delta((K_{CAPEX} \times AF) + K_{O\&M} + K_{vOPEX})}{\Delta E_{CO_2}}$$

$k_{CO_2}$  = spezifische CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten in €/t CO<sub>2</sub>

$K$  = Kosten in €/a

$E$  = Emissionen in €/a

$Subst$  = Substitutionstechnologie

$Ref$  = Referenztechnologie

$(K_{CAPEX} * AF)$  = annuitätische Investition in €/a

$K_{CAPEX}$  = Investition in €

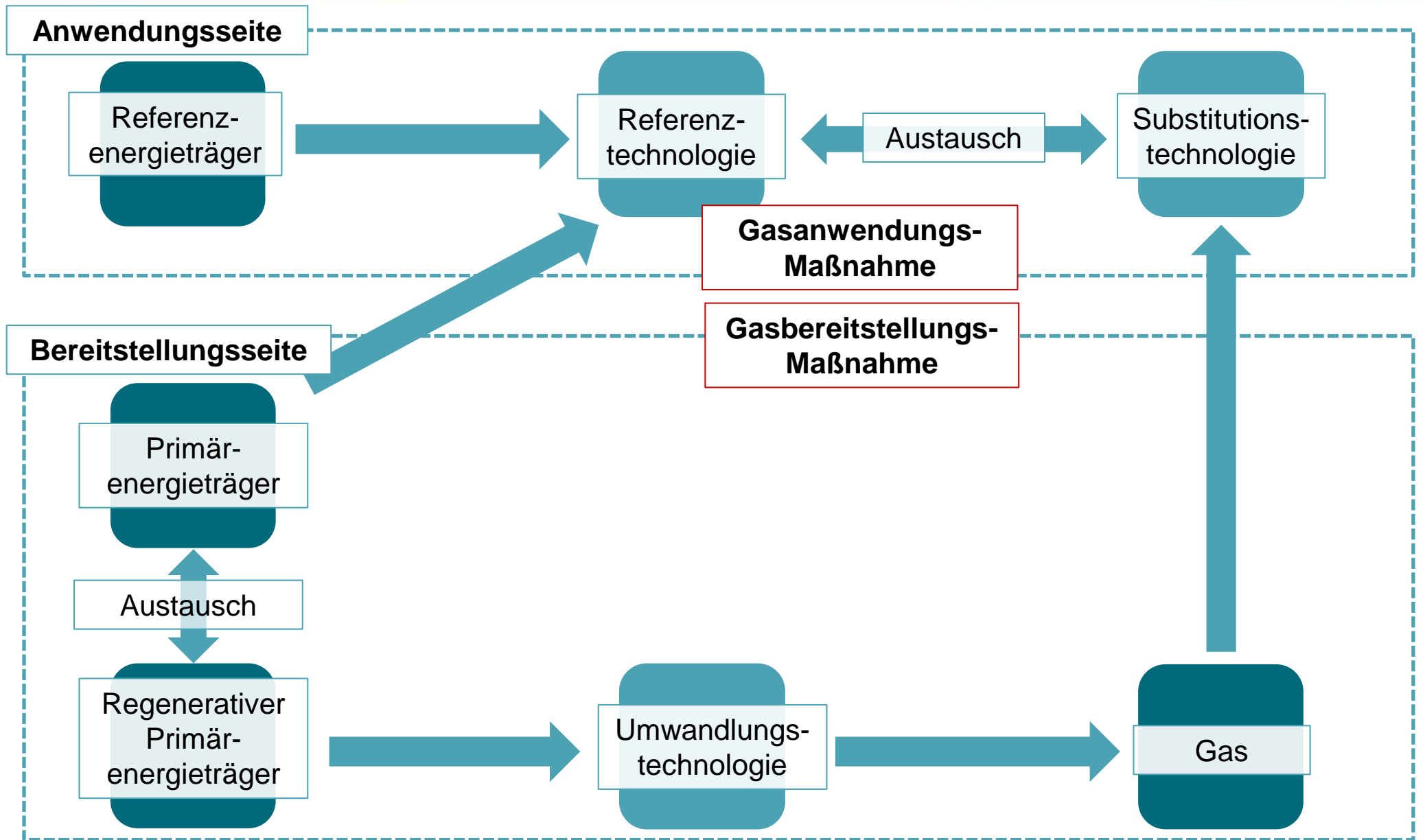
$AF$  = Annuitätenfaktor =  $\frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$ ;  $n$  = Nutzungsdauer in a;  $i$  = Zinssatz

$K_{O\&M}$  = fixe Betriebskosten in €/a

$K_{vOPEX}$  = variable Betriebskosten in €/a

$\Delta E_{CO_2}$  = CO<sub>2</sub>-Verminderung in €/a

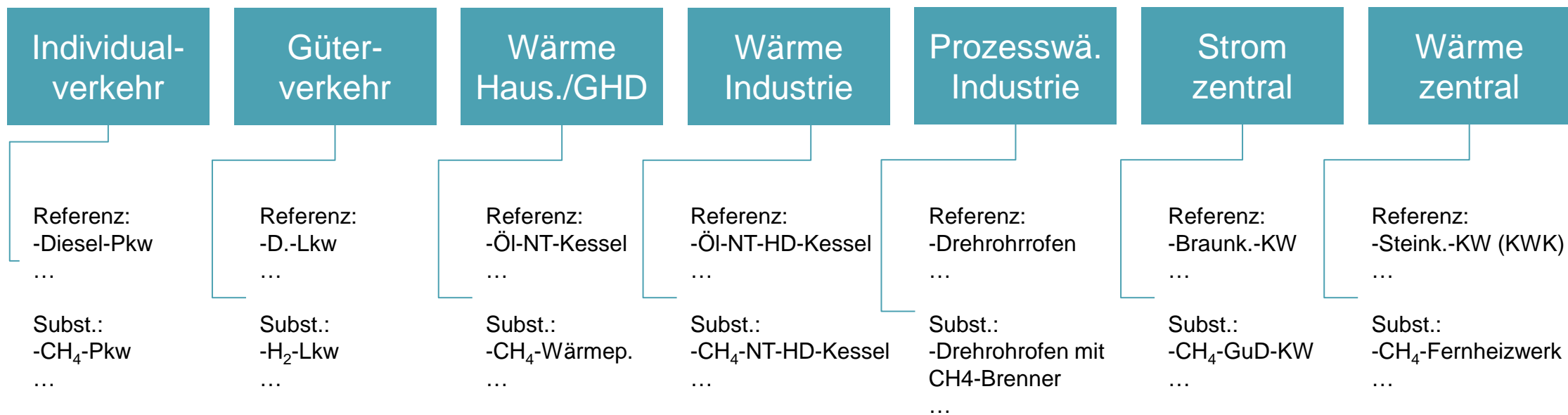
# Unterscheidung zwischen bereitstellungs- und anwendungsseitigen Maßnahmen



# Festgelegte Einschränkungen, Annahmen sowie betrachtete Gase und deren Bereitstellung

- 1 Bereits auf Erneuerbaren Energien basierende und elektrifizierte Anwendungen sowie Fernwärme werden nicht substituiert
- 2 Direktanwendungen von Biogas werden nicht betrachtet, sondern die mögliche Verwendung nach der Aufbereitung
- 3 CH<sub>4</sub>-Einsatz in bisherigen Erdgasanwendungen möglich
- 4 Die relevanten Gase sind Wasserstoff und Methan

# Betrachtete Anwendungstechnologien je Anwendungscluster – Beispiele der betrachteten Technologien



Insgesamt 29 Referenz- und 62 Substitutionstechnologien



# Freiheitsgrade zur Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten

- Form der Gasbereitstellung:
  - Konventionelles Erdgas
  - Methan und Wasserstoff aus Power-to-X
  - Methan und Wasserstoff aus Biomasse



230 potenzielle Maßnahmen

- Jahr der Betrachtung
  - Aktuell
  - 2030
- Ökonomische Sichtweise
  - Akteurssicht
  - Systemsicht



920 CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten

# Die beiden Sichtweisen beschreiben vor allem den Effekt von Steuern, Abgaben, Umlagen auf die Energieträgerkosten

- Berücksichtigte Steuer und Umlagen der Energieträgerpreise
  - Beide Sichtweise
    - Bereitstellungskosten (Beschaffung, Vertrieb und Netzentgelte) aus Sicht des jeweiligen Akteurs enthalten z.B. Infrastruktur bis zum Haushalt
  - Akteurssicht
    - Alle Steuern, Abgaben, Umlagen für die Energieträger aus Sicht des jeweiligen Akteurs
  - Systemsicht
    - Keine Steuern, Abgaben und Umlagen für die Energieträger berücksichtigt
- Akteurstypen
  - Haushalt
  - GHD
  - Industrie
  - Bereitstellung
- Weiterer akteursabhängiger Parameter: Zinssatz

# Allokation der Emissionen und Kosten bei Anwendungstechnologien mit Kraft-Wärme-Kopplung

Allokation der Kosten und Emissionen von KWK Technologien auf die beiden Energieträger elektrische und thermische Energie nach der IEA-Methode:

- $Anteil_{el} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{el} + \eta_{th}}$
- $Anteil_{th} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{el} + \eta_{th}}$



Mit dieser Methode Strom tendenziell besser gestellt als Wärme!  
Anwendung anderer Methoden in der Sensitivitätsanalyse

1

Fragestellung und Zielsetzung

2

**Ergebnisse und Sensitivitätsanalyse Gas-Bereitstellung**

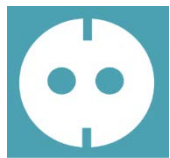
3

Ergebnisse Gas-Anwendung

4

Fazit und Ausblick

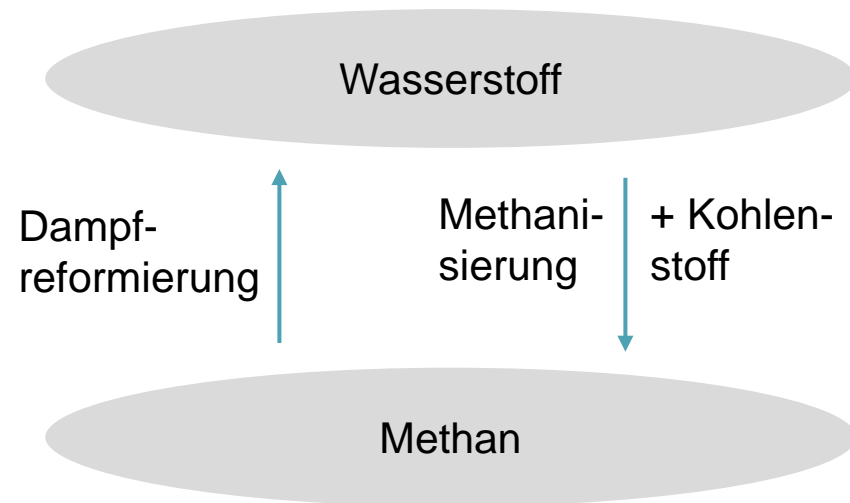
# Relevante betrachtete Gas-Bereitstellungstechnologien



Elektrolyse  
↑ Strom



Vergasung und  
Methanisierung  
↑ Wärme ↑ Strom

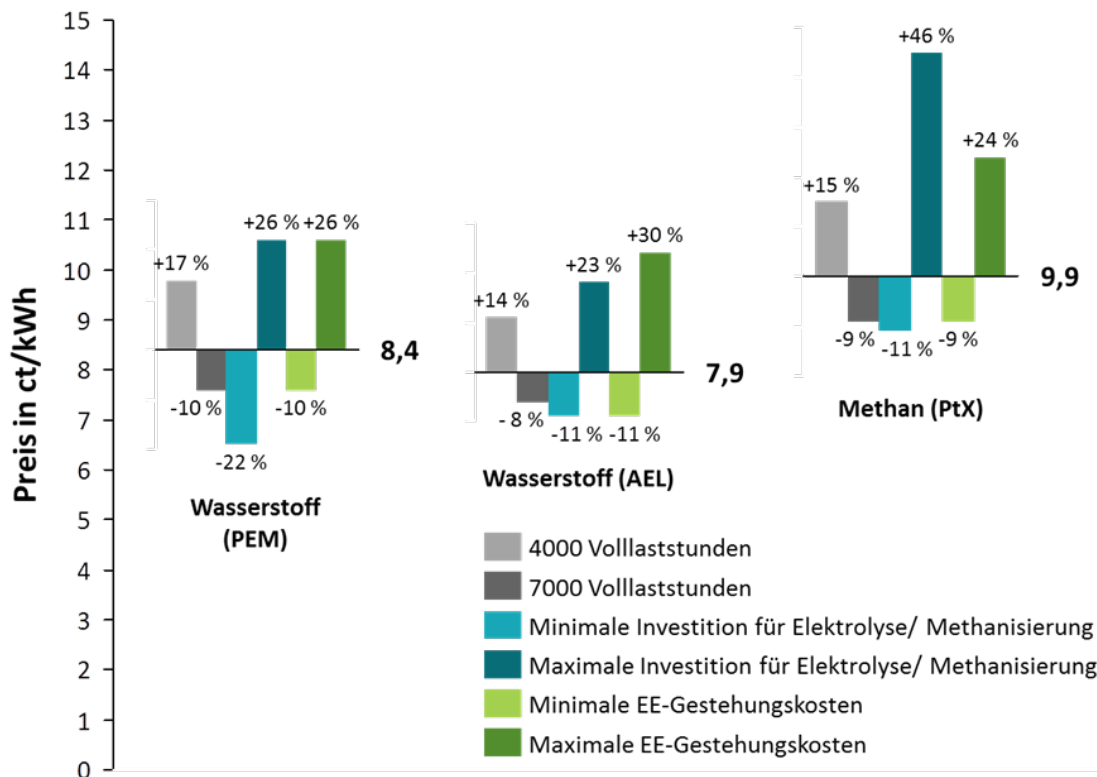


# Sensitivitäten der strombasierten Gas-Bereitstellungstechnologien für 2030

Gas	Technologie	Investition in €/kW		
		Original	Min	Max
Wasserstoff	PEM	820	400	1.300
	AEL	580	400	930
Methan	AEL	960	700	2.000

- Volllaststunden
  - Original 5.500 VLS
  - Minimal 4.000 VLS
  - Maximal 7.000 VLS
- EE-Stromgestehungskosten (Wind onshore und PV-Freifläche)
  - Original 34 €/MWh
  - Minimal 28 €/MWh
  - Maximal 50 €/MWh

## Varierte Daten Sensitivitätsanalyse

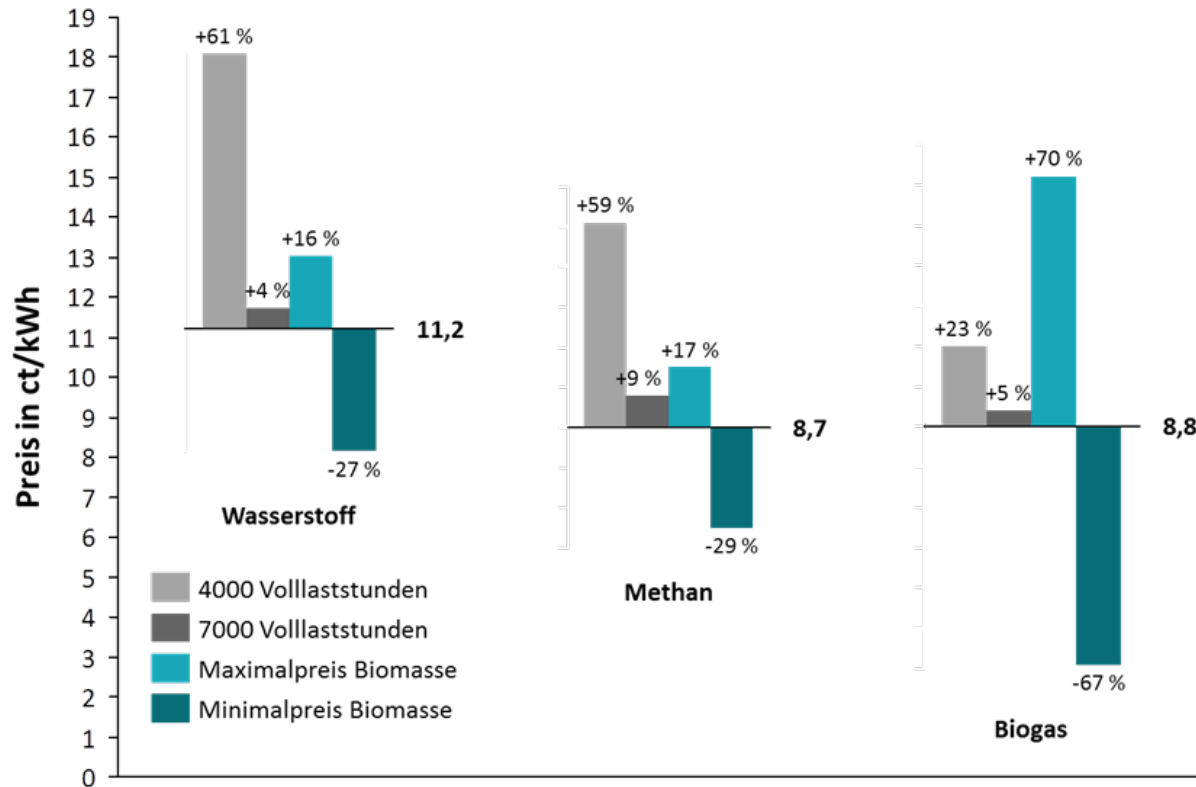


- Stark OPEX-dominierte Technologien
- Die höchste Sensitivität der strombasierten Gas-Bereitstellungstechnologien liegt bezüglich des Strompreises vor

# Sensitivitäten der biomassebasierten Gas-Bereitstellungstechnologien für 2030

- Volllaststunden
  - Original 7.500 VLS
  - Minimal 4.000 VLS
  - Maximal 7.000 VLS
- Preis der Biomasse (C-Quelle)
  - Original
    - Wasserstoff und Methan 52 €/t
    - Biogas 41,5 €/t
  - Maximal 90 €/t
  - Minimal 5 €/t

## Varierte Daten Sensitivitätsanalyse



- Stark OPEX-dominierte Technologien
- Die höchste Sensitivität der biomassebasierten Gas-Bereitstellungstechnologien liegt bezüglich des Biomassepreises vor
- Variation des Biomassepreises bei Biogas stärkeren Effekt da hier

1

Fragestellung und Zielsetzung

2

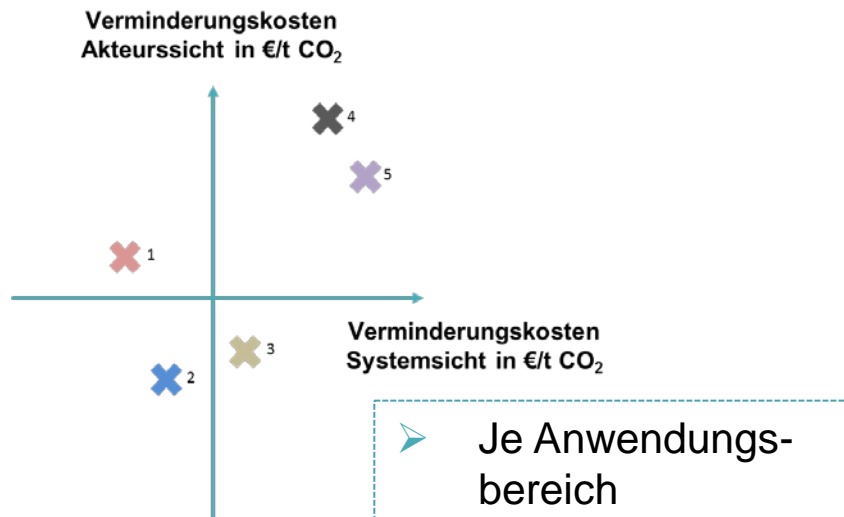
Ergebnisse und Sensitivitätsanalyse Gas-Bereitstellung

3

Ergebnisse Gas-Anwendung

4

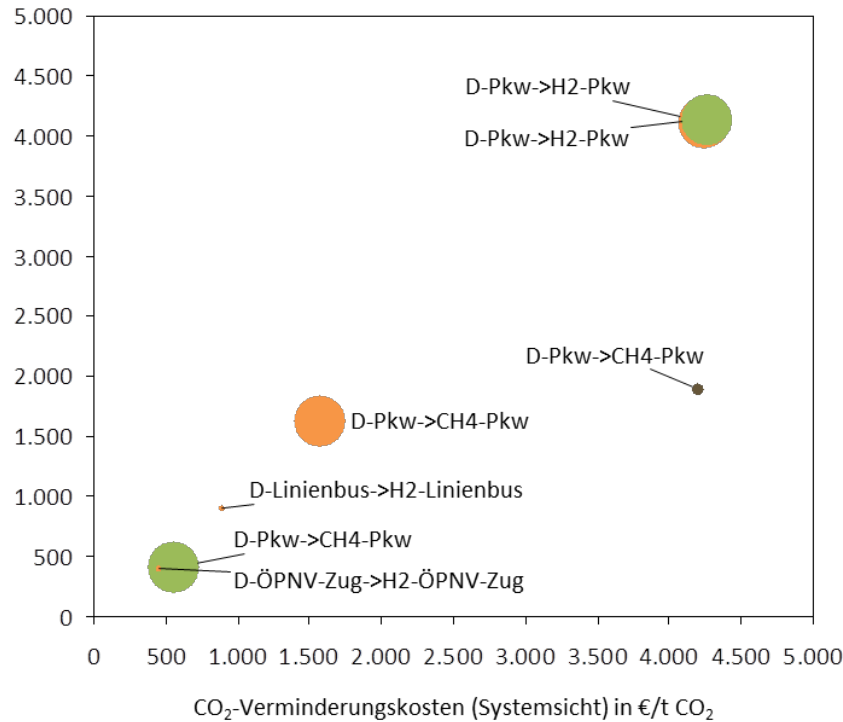
Fazit und Ausblick



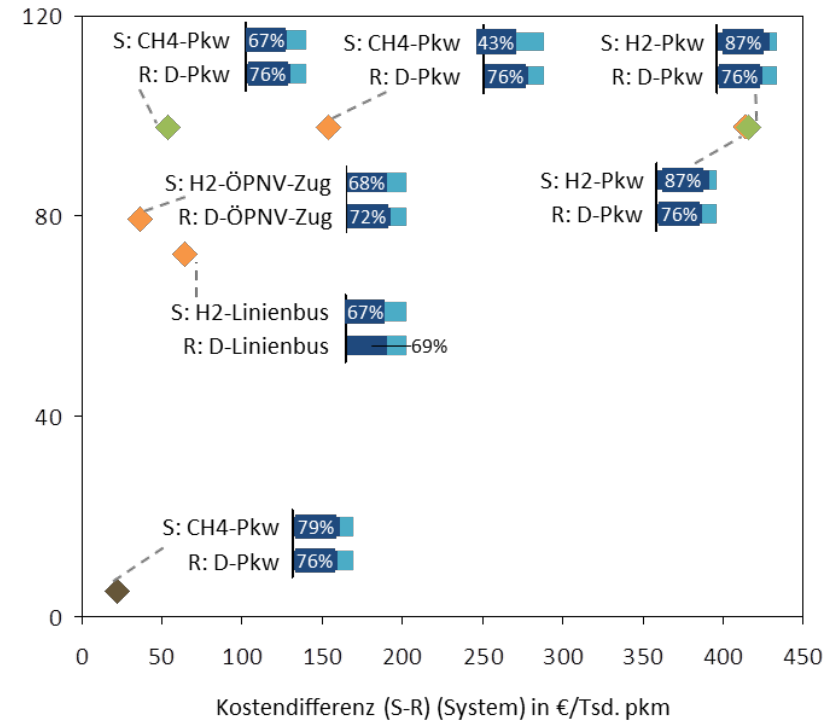


# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten und Kostenstruktur im Individualverkehr – aktuell

CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten (Akteurssicht) in €/t CO<sub>2</sub>



Emissionsdifferenz (R-S) in kg CO<sub>2</sub>/Tsd. pkm



**Legende**

S: Substitutionstechnologie

D: Diesel

Anteil variable Betriebskosten an den annuitätischen Gesamtkosten

R: Referenztechnologie

ÖPNV: Öffentlicher Personennahverkehr

Anteil Fixkosten an den annuitätischen Gesamtkosten

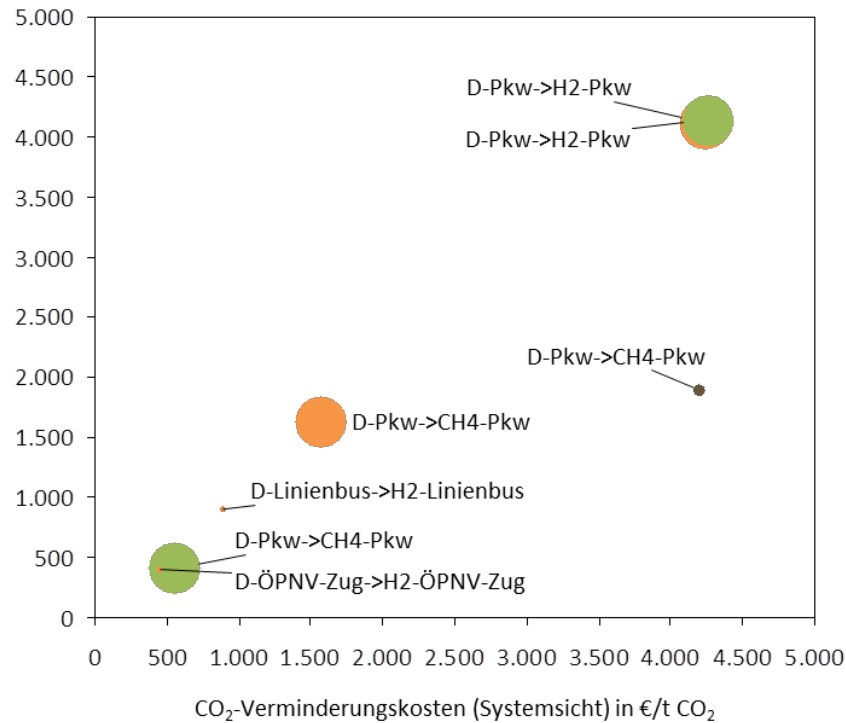
● Erdgas ● Gas aus PtX ● Gas aus Biomasse

⊗ Fläche = Potenzial in t CO<sub>2</sub> (hier: 10 Mio. t CO<sub>2</sub>)

- Aktuell sehr hohe CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten im Individualverkehr
- Hohe CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten und geringes -potenzial für Erdgas-Pkw aufgrund geringer spezifischer Emissionsdifferenz
- CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten für große Verkehrsmittel geringer, -potenzial ist jedoch sehr gering
- Aktuelle Abgabenstruktur bevorzugt gasbasierte Technologien ggü. Diesel und Benzin

# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten im Individualverkehr – Entwicklung von aktuell zu 2030

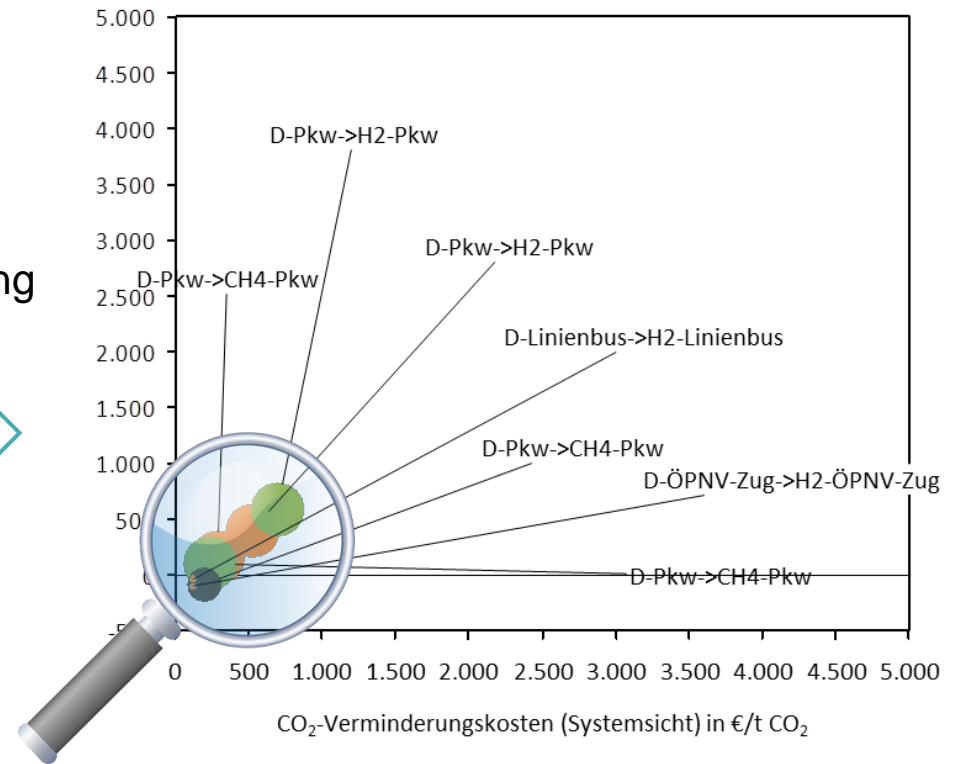
CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten  
(Akteurssicht) in €/t CO<sub>2</sub>



Entwicklung  
bis 2030



CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten  
(Akteurssicht) in €/t CO<sub>2</sub>



**Legende**

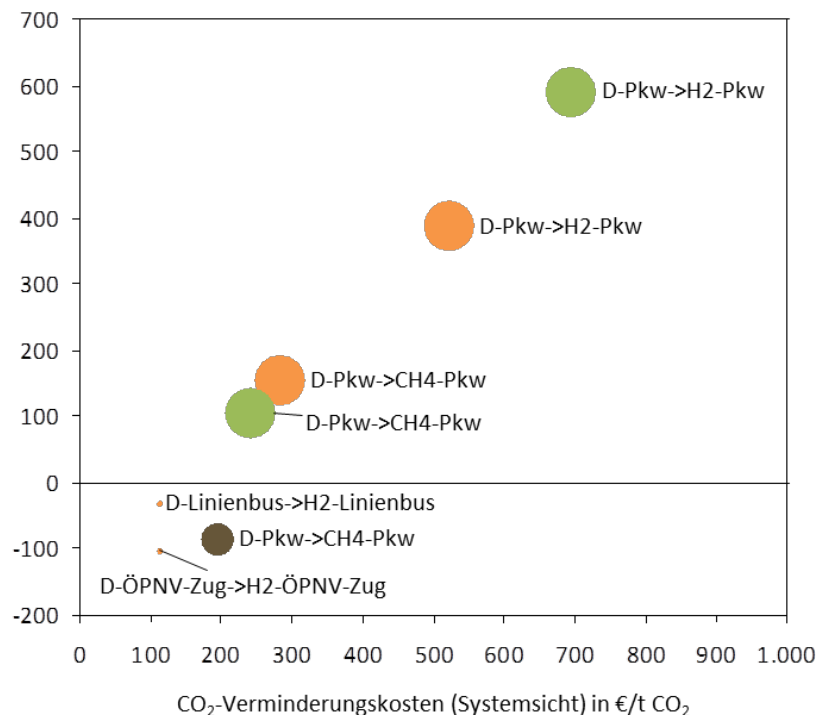
- S: Substitutionstechnologie
- R: Referenztechnologie
- Erdgas
- Gas aus PtX
- Gas aus Biomasse
- D: Diesel
- ÖPNV: Öffentlicher Personennahverkehr

**Legende**

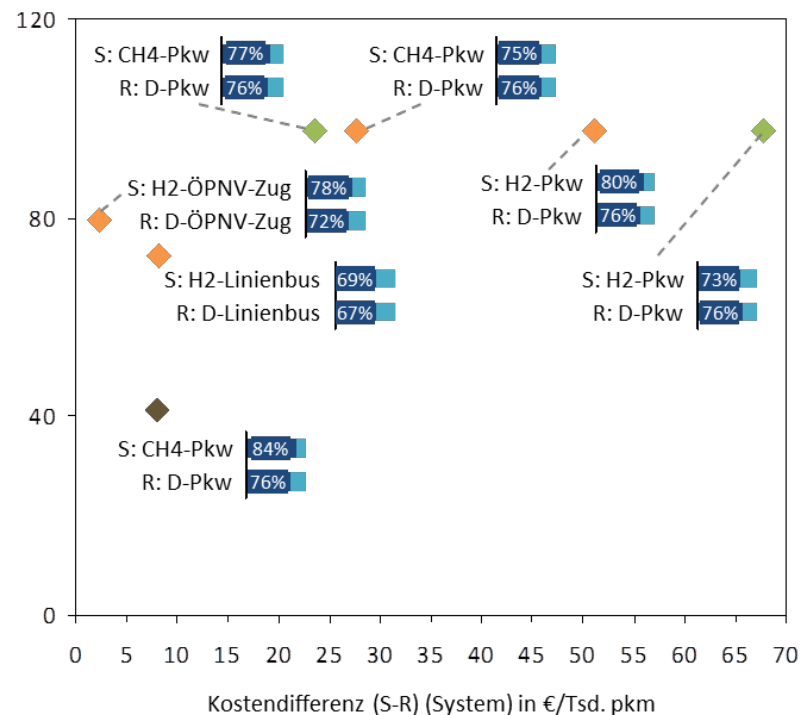
- S: Substitutionstechnologie
- R: Referenztechnologie
- Konventioneller Kraftstoff
- Gas aus PtX
- Gas aus Biomasse
- D: Diesel
- ÖPNV: Öffentlicher Personennahverkehr

# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten und Kostenstruktur im Individualverkehr – 2030

CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten (Akteurssicht) in €/t CO<sub>2</sub>



Emissionsdifferenz (R-S) in kg CO<sub>2</sub>/Tsd. pkm



**Legende**

S: Substitutionstechnologie

D: Diesel

Anteil variable Betriebskosten an den annuitätischen Gesamtkosten

R: Referenztechnologie

ÖPNV: Öffentlicher Personennahverkehr

Anteil Fixkosten an den annuitätischen Gesamtkosten

● Konventioneller Kraftstoff

● Gas aus PtX

● Gas aus Biomasse

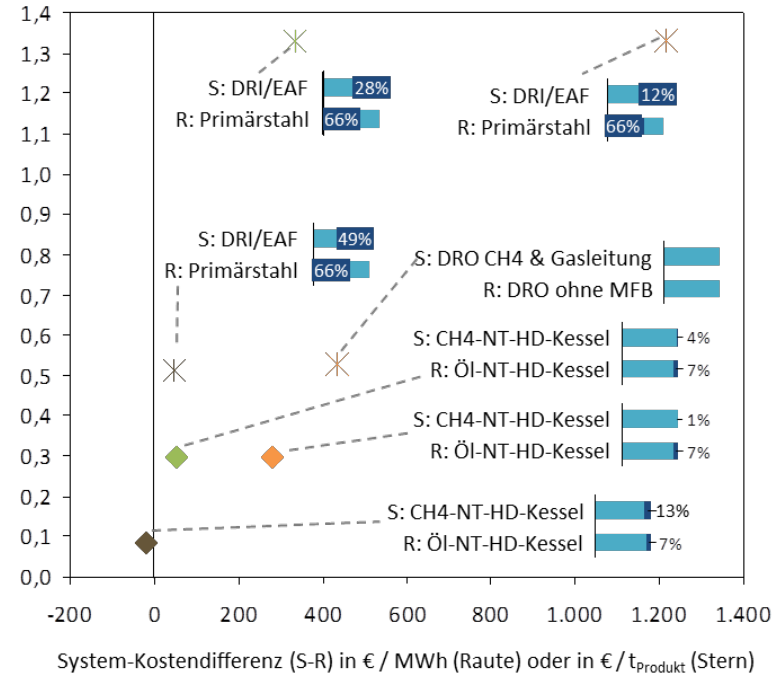
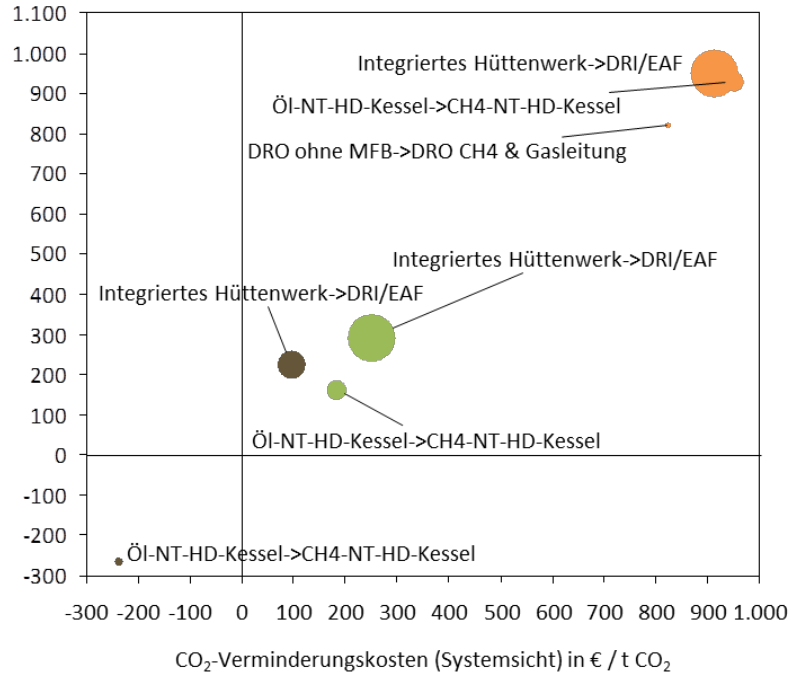
⊗ Fläche = Potenzial in t CO<sub>2</sub> (hier: 10 Mio. t CO<sub>2</sub>)

- Erhebliche Verringerung der CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten im Individualverkehr aufgrund sinkender Gesteungskosten von EE-Gasen und steigenden konventionellen Brennstoffpreisen
- Für H<sub>2</sub>-Technologien schneidet PtX besser ab als Biomasse, für CNG-Technologien genau umgekehrt

# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten und Kostenstruktur im Industriesektor – aktuell

CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten (Akteurssicht) in € / t CO<sub>2</sub>

Emissionsdifferenz (R-S) in t CO<sub>2</sub> / MWh (Raute) oder in t CO<sub>2</sub> / t<sub>Produkt</sub> (Stern)



## Legende

S: Substitutionstechnologie  
 R: Referenztechnologie  
 MFB: Multi-Fuel Brenner  
 DRO: Drehrohrofen Zementindustrie  
 NT – HD: Niedertemperatur - Hochdruck  
 DRI/EAF: Direkt reduziertes Eisen / Elektrolichtbogenofen

● Erdgas ● Gas aus PtX ● Gas aus Biomasse ✖ Fläche = Potenzial in t CO<sub>2</sub> (hier: 2,5 Mio. t CO<sub>2</sub>)

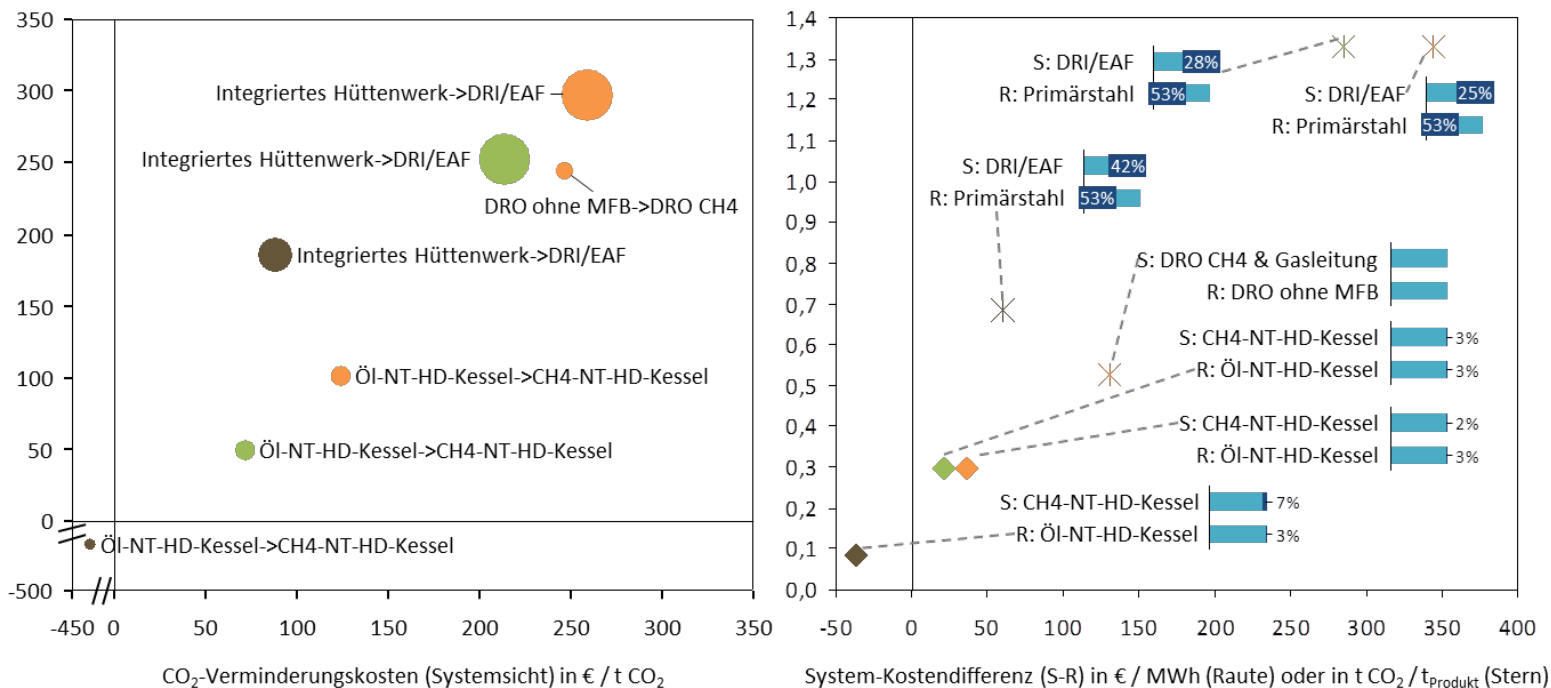
■ Anteil variable Betriebskosten an den annuitätischen Gesamtkosten  
 ■ Anteil Fixkosten an den annuitätischen Gesamtkosten

- Bei Wechsel Stahlerzeugungs-Technologie bevorzugt Abgabenstruktur das Integrierte Hüttenwerk (Brennstoff-befeuert) gegenüber dem Prozess DRI/EAF (neben Brennstoff auch Strombedarf)
- Investitionen spielen untergeordnete Rolle, Betriebskosten sind entscheidender Faktor – daher schneiden Brenner mit Erdgas besser ab als CH<sub>4</sub> aus Biomasse oder PtX
- Im Bereich Niedertemperaturwärme negative CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten

# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten und Kostenstruktur im Industriesektor – 2030

CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten (Akteurssicht) in € / t CO<sub>2</sub>

Emissionsdifferenz (R-S)  
in t CO<sub>2</sub> / MWh (Raute) oder in t CO<sub>2</sub> / t<sub>Produkt</sub> (Stern)



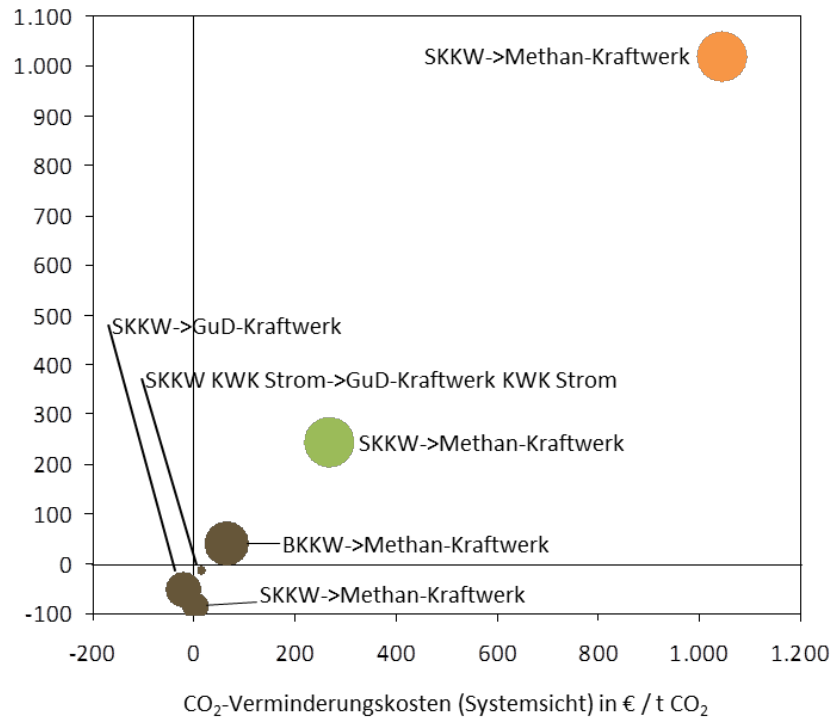
**Legende**

- S: Substitutionstechnologie      DRO: Drehrohrföfen Zementindustrie      Anteil variable Betriebskosten an den annuitätischen Gesamtkosten
- R: Referenztechnologie          NT – HD: Niedertemperatur - Hochdruck      Anteil Fixkosten an den annuitätischen Gesamtkosten
- MFB: Mult-Fuel Brenner          DRI/EAF: Direkt reduziertes Eisen / Elektrolichtbogenöfen
- Erdgas      ● Gas aus PtX      ● Gas aus Biomasse      ✖ Fläche = Potenzial in t CO<sub>2</sub> (hier: 2,5 Mio. t CO<sub>2</sub>)

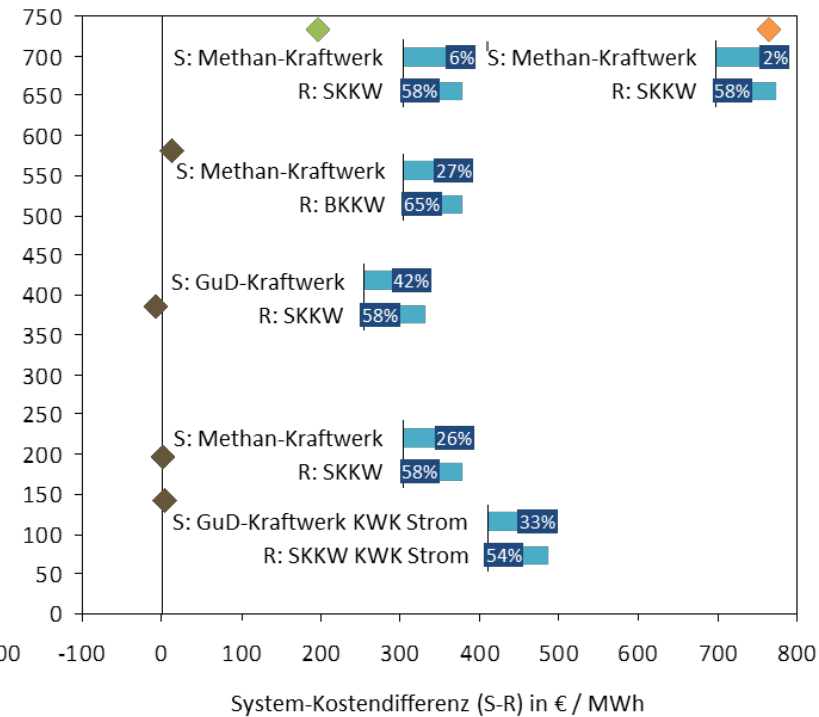
- Bis 2030 erhebliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten zu beobachten - signifikante Senkung der Verminderungskosten für das Hüttenwerk mit PtX-CH<sub>4</sub> zu beobachten
- Aufgrund der steigenden Erdgaskosten werden die Verminderungskosten von Brennern mit Erdgas höher
- Im Bereich Niedertemperaturwärme weiterhin negative CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten

# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten und Kostenstruktur im Bereitstellungssektor – aktuell

CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten (Akteurssicht) in € / t CO<sub>2</sub>



Emissionsdifferenz (R-S) in t CO<sub>2</sub> / MWh



**Legende**

- S: Substitutionstechnologie
- R: Referenztechnologie
- GuD: Methan und Dampf
- SKKW: Steinkohlekraftwerk
- BKKW: Braunkohlekraftwerk
- KWK: Kraftwärmekopplung
- Erdgas
- Gas aus PtX
- Gas aus Biomasse
- ▨ Fläche = Potenzial in t CO<sub>2</sub> (hier: 2,5 Mio. t CO<sub>2</sub>)

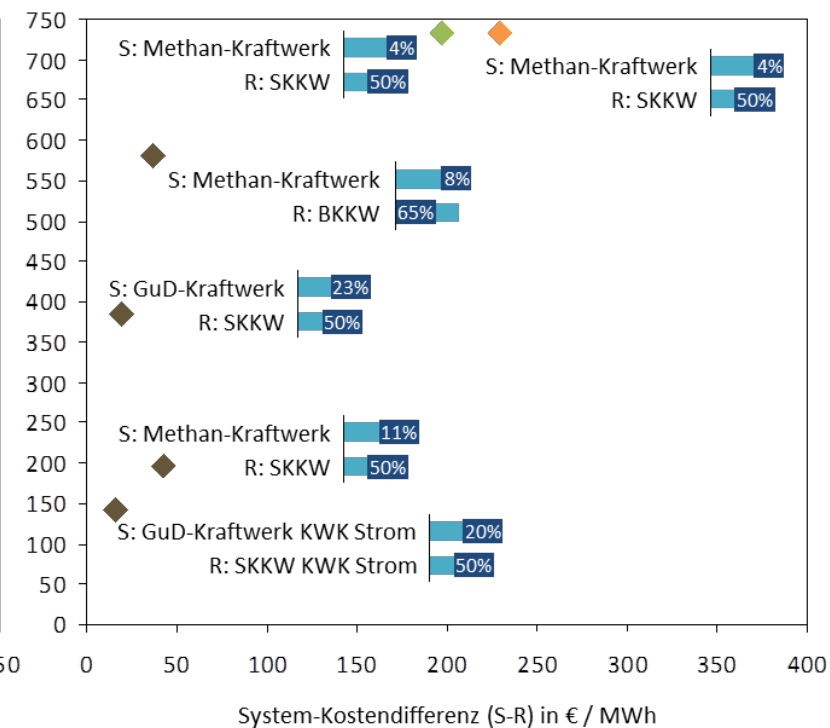
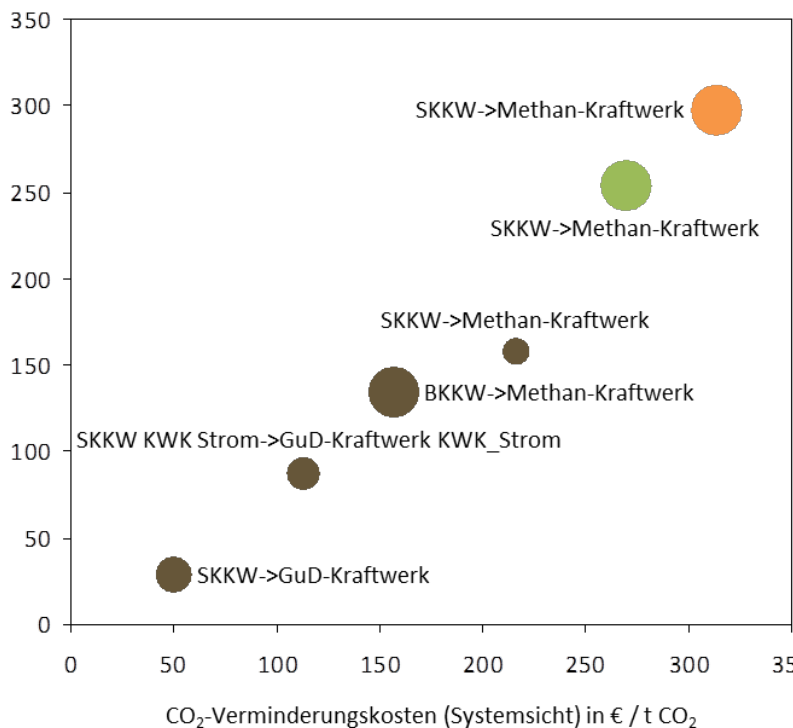
- Anteil variable Betriebskosten an den annuitätischen Gesamtkosten
- Anteil Fixkosten an den annuitätischen Gesamtkosten

- Im Wesentlichen konventionelle GuD-Kraftwerke (KWK und ) mit geringen Verminderungskosten – auch Erdgas befeuerte Methan-Kraftwerke mit negativen Verminderungskosten
- Auf Grund höherer Kosten der Steinkohle-KW hier geringere Verminderungskosten als bei Braunkohle-KW
- Preisstruktur bei Referenztechnologien stark von Fixkosten dominiert, bei Substitutionstechnologien von Betriebskosten

# CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten und Kostenstruktur im Bereitstellungssektor – 2030

CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten (Akteurssicht) in € / t CO<sub>2</sub>

Emissionsdifferenz (R-S) in t CO<sub>2</sub> / MWh



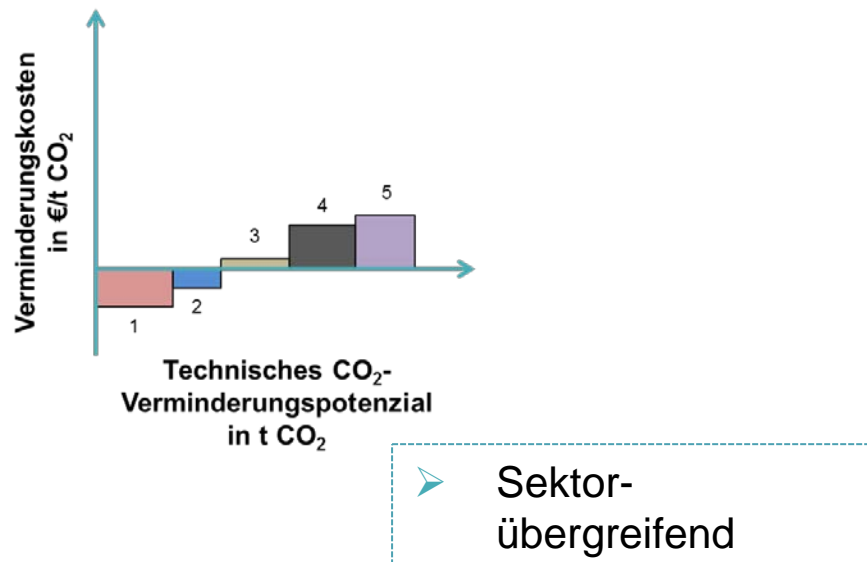
**Legende**

- S: Substitutionstechnologie
- R: Referenztechnologie
- GuD: Methan und Dampf
- SKKW: Steinkohlekraftwerk
- BKKW: Braunkohlekraftwerk
- KWK: Kraftwärmekopplung
- Erdgas
- Gas aus PtX
- Gas aus Biomasse
- Fläche = Potenzial in t CO<sub>2</sub> (hier: 2,5 Mio. t CO<sub>2</sub>)

- Anteil variable Betriebskosten an den annuitätischen Gesamtkosten
- Anteil Fixkosten an den annuitätischen Gesamtkosten

- Bedingt durch stärker steigende Erdgas- als Kohlepreise steigen Verminderungskosten der Erdgas betriebenen Kraftwerke in den positiven Bereich
- Die Verminderungskosten des mit PtX-CH<sub>4</sub> betriebenen Kraftwerks sinken stark, sind jedoch weiter im dreistelligen Bereich

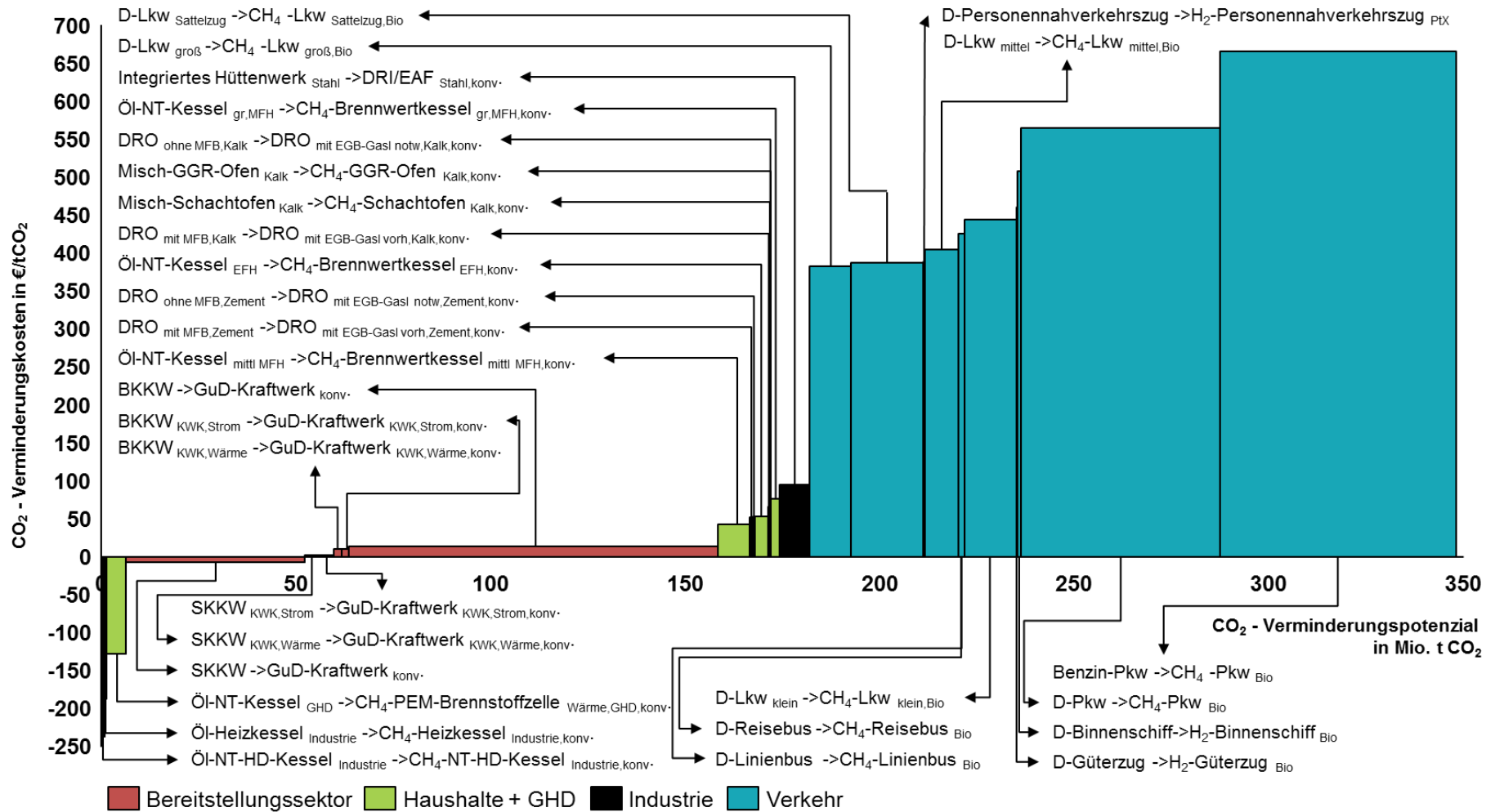
# Vorgehen zur Bestimmung relevanter Maßnahmen für die Kostenkurven



- Je Referenz- wird die Substitutionstechnologie mit geringsten CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten ausgewählt
- Diese Maßnahmen werden Sektor übergreifend nach Höhe der CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten aufgelistet

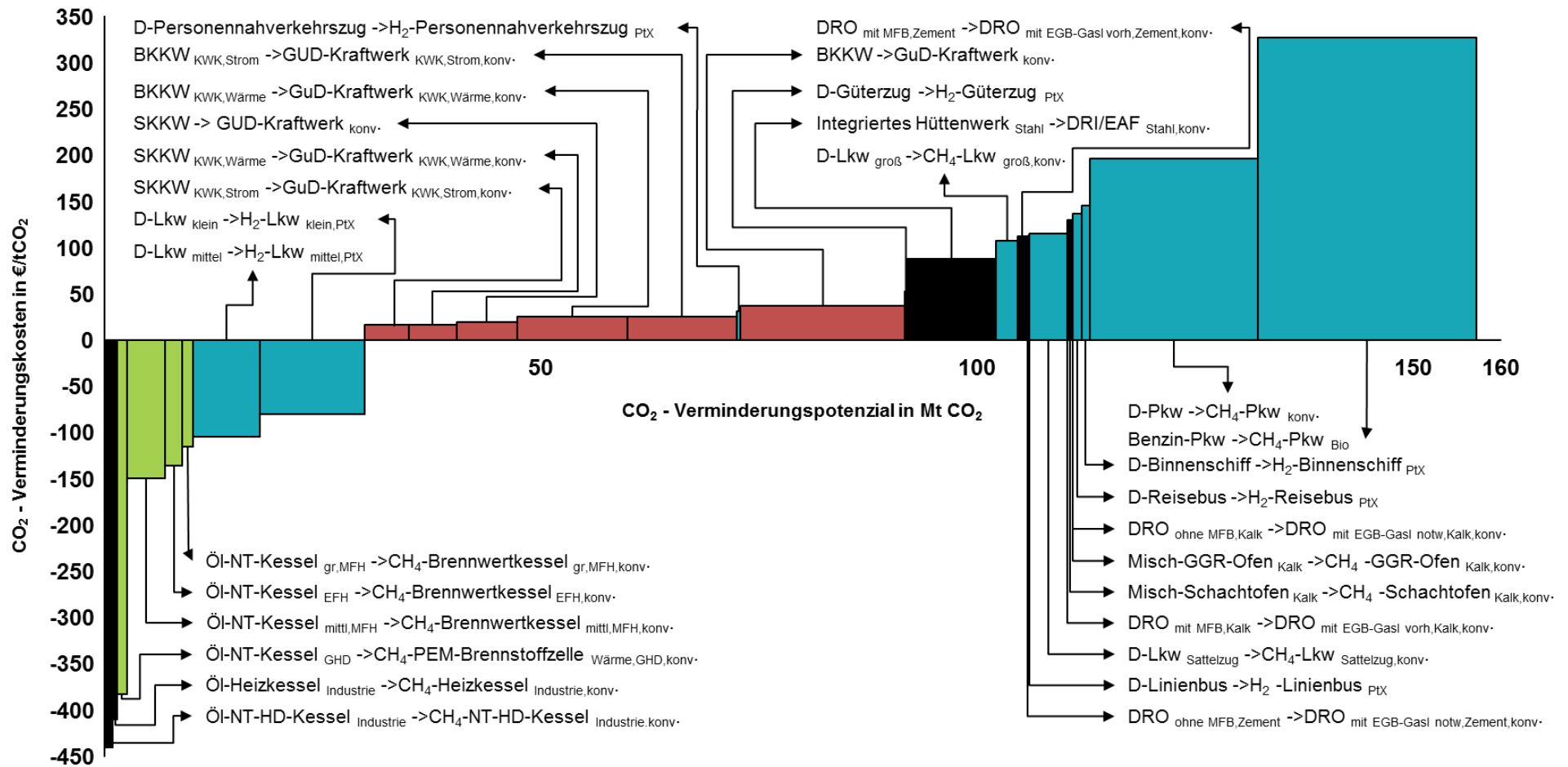


# Kostenkurve – Systemsicht aktuell



CH <sub>4</sub> : Methan	NT-HD: Niedertemperatur-Hochdruck	MFB: Multi-Fuel-Brenner	BKKW: Braunkohlekraftwerk
H <sub>2</sub> : Wasserstoff	GHD: Gewerbe-Handel-Dienstleistungen	DRO: Drehrohrofen	SKKW: Steinkohlekraftwerk
D: Diesel	GGR: Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen	EFH: Einfamilienhaus	GuD: Methan und Dampf
Bio: Biomasse	PtX: Power-to-X	MFH: Mehrfamilienhaus	KWK: Kraftwärmekopplung
EGB: Erdgasbrenner	DRI/EAF: Direkt reduziertes Eisen / Elektrolichtbogenofen		

# Kostenkurve – Systemsicht 2030



■ Bereitstellungssektor 
 ■ Haushalte und GHD 
 ■ Industrie 
 ■ Verkehr

CH <sub>4</sub> :	Methan	NT-HD:	Niedertemperatur-Hochdruck	MFB:	Multi-Fuel-Brenner
H <sub>2</sub> :	Wasserstoff	GHD:	Gewerbe-Handel-Dienstleistungen	DRO:	Drehrohrofen
D:	Diesel	GGR:	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen	EFH:	Einfamilienhaus
Bio:	Biomasse	PtX:	Power-to-X	MFH:	Mehrfamilienhaus
GuD:	Methan und Dampf	KWK:	Kraftwärmekopplung	EGB:	Erdgasbrenner
BKKW:	Braunkohlekraftwerk	SKKW:	Steinkohlekraftwerk	DRI/EAF	Direkt reduziertes Eisen / Elektrolichtbogenofen

1

Fragestellung und Zielsetzung

2

Ergebnisse und Sensitivitätsanalyse Gas-Bereitstellung

3

Ergebnisse Gas-Anwendung

4

**Fazit und Ausblick**

**Technologien:** Große Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Verminderung durch Gase in allen Sektoren. Kosteneffizienter Einsatz vor allem durch den Austausch von Ölkesseln zur Wärmebereitstellung. Mit konventionellem Erdgas kann heute die Hälfte der betrachteten Emissionen eingespart werden.

**Sensitivitäten:** In Abhängigkeit der Kostenstruktur (variable Betriebskosten vs. Fixkosten) sind die Verminderungskosten entweder stark von der Brennstoffkostenentwicklung oder den Volllaststunden und der zukünftigen Entwicklung der Investitionen abhängig.

**Abgabenstruktur:** Die aktuelle Abgabenstruktur führt zu geringen Verzerrungen. Nur im Verkehrssektor zeigen sich starke Unterschiede zwischen System- und Akteurssicht aufgrund der steuerlichen Besserstellung von gasbasierten Brennstoffen.

# Ausblick – Wechselwirkungen von Gasmaßnahmen

Stromsektor

nachhaltige Biomasse

$P(t) \uparrow$

€ und  $CO_2$

Pot.

## Bereitstellung von $CH_4$ und $H_2$ :

konventionell

Pot. ⚡

strombasiert

Pot. ⚡

biomassebasiert

Pot. ⚡

Pot. ⬆

€ und  $CO_2$

## Anwendung von $CH_4$ und $H_2$ :

Anwendung 1

Pot. ⚡

- CH<sub>4</sub>-Technologie 1
- CH<sub>4</sub>-Technologie 2
- H<sub>2</sub>-Technologie

Anwendung 2

Pot. ⚡

- CH<sub>4</sub>-Technologie
- H<sub>2</sub>-Technologie

Anwendung ...

Pot. ⚡

- CH<sub>4</sub>-Technologie
- ...

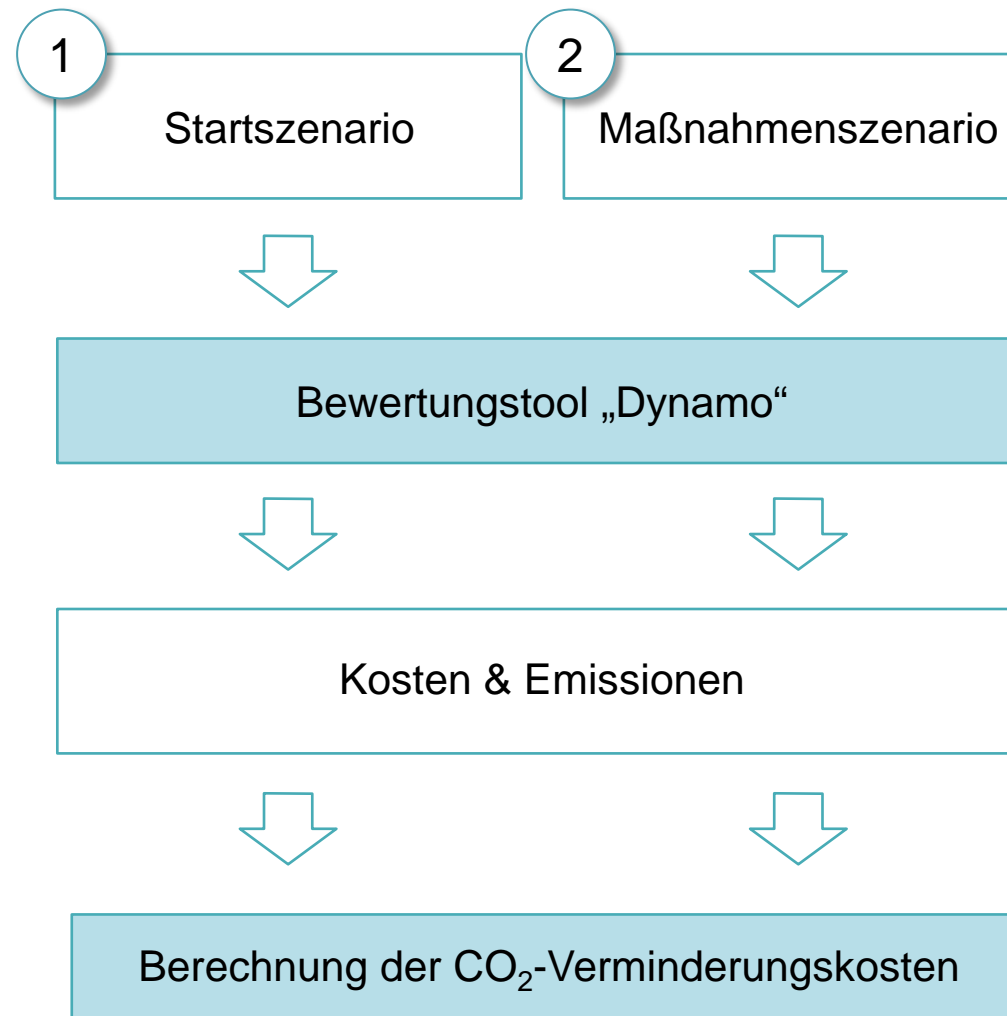
gemeinsame Infrastruktur, Produktionsstätten etc. → € ⬇

Elektrifizierung  
Energieeffizienz

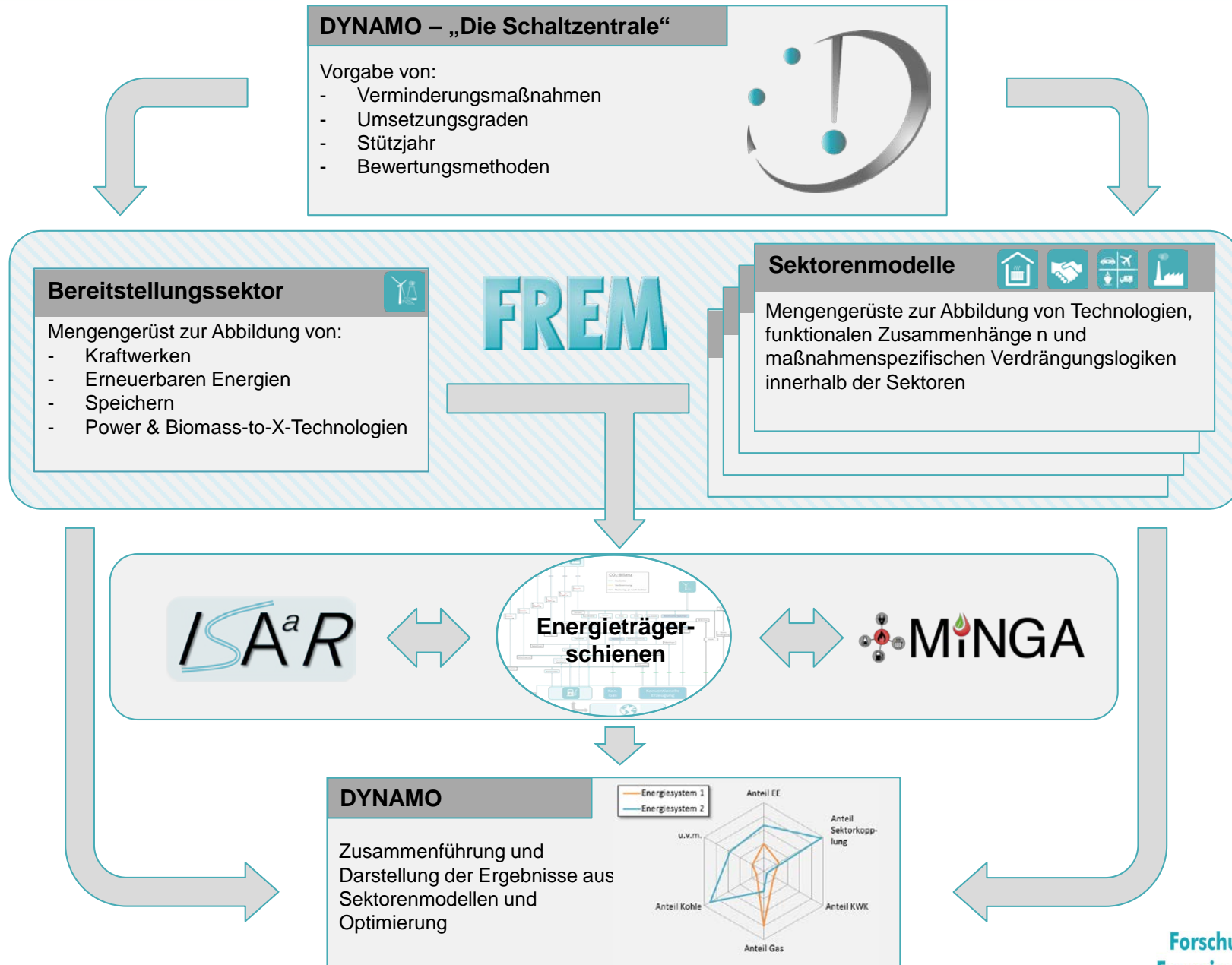
Pot. ⬇

# Ausblick – Von statischen zu dynamischen CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten

*Ziel von **Dynamis**: Entwicklung einer Methodik und eines Tools zur kontinuierlichen und dynamischen Bewertung von CO<sub>2</sub>-Verminderungsmaßnahmen*



# Ausblick – Die Energiesystemmodellandschaft Dynamo



# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

---



Ansprechpartner:

Britta Kleinertz  
+49 (89) 158121-39  
[BKleinertz@ffe.de](mailto:BKleinertz@ffe.de)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.  
Am Blütenanger 71  
80995 München  
[www.ffe.de](http://www.ffe.de)