



# Neue Märkte für Erneuerbare Gase

Status Quo und Ausblick

12.12.2023

Karina Knaus, Christian Furtwängler

# Neue Märkte für Erneuerbare Gase

- ▶ Wie entwickeln sich Märkte?
- ▶ Wo stehen wir bei Erneuerbaren Gasen?
  - ▶ Handelsaktivitäten und Indizes
  - ▶ Wettbewerbsfähigkeit (aktuelles Kostenniveau)
- ▶ Wie geht es weiter?
  - ▶ Markthochlauf
  - ▶ Lernkurven

# Neue Märkte

Wie entwickeln sich Märkte?

Funktionsweise

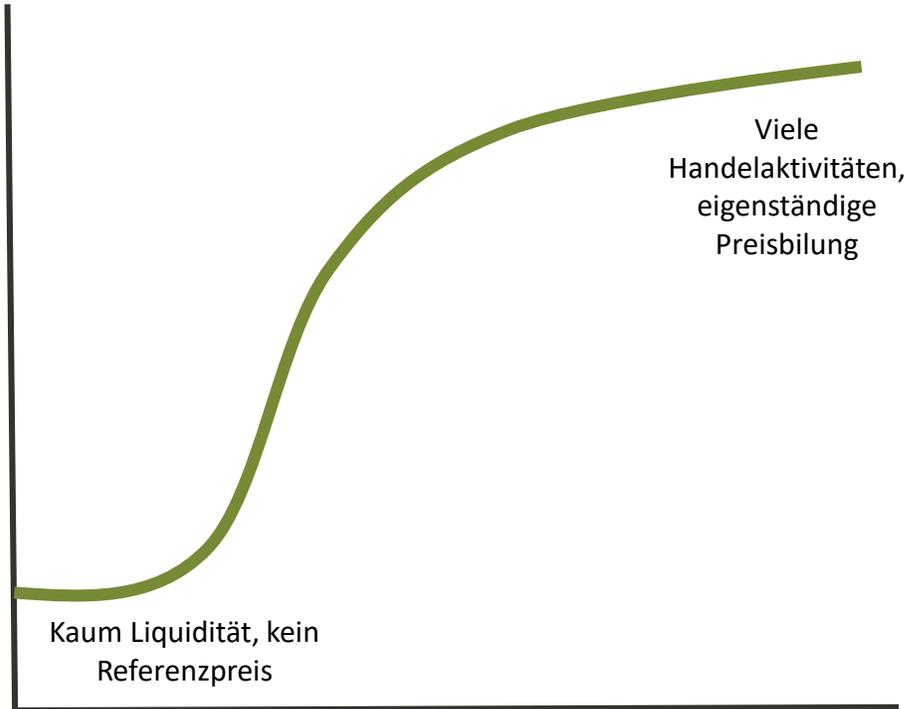
# Mögliche Stufen der Marktentwicklung

**1** Marktstart

**2** Transformation

**3** Mature

Entwicklung



Zeit

# Mögliche Stufen der Marktentwicklung

## 1 Marktstart

## 2 Transformation

## 3 Mature

### Liquidität

Gering

[direkte Beziehungen zwischen Käufern und Verkäufern; wenig Nachfrage]

### Handel

Außerbörslich

[keine standardisierten Produkte; Preisindizes auf Kostenbasis oder dem Chef Trader-Verfahren]

### Preisbildung

Regulatorisch (LCOE-basiert) bzw. langfristige Verträge

[möglicherweise indexiert auf Substitute (z.B. Erdgas)]

### Abgrenzung

Lokale Märkte

# Mögliche Stufen der Marktentwicklung

1 Marktstart

2 Transformation

3 Mature

## Liquidität

In Teilssegmenten

[überwiegend direkte Beziehungen; steigende Nachfrage]

## Handel

Standardisierte Verträge

[möglicherweise Clearing; handelbare Produkte entstehen; geringe Liquidität bei standardisierten Produkten; möglicherweise viele Handelsplätze]

## Preisbildung

Commodity-spezifische Indizes

[langfristige Verträge werden durch kurzfristigere Verträge oder Produkte ergänzt]

## Abgrenzung

Stärkere Marktintegration

# Mögliche Stufen der Marktentwicklung

1 Marktstart

2 Transformation

3 Mature

## Liquidität

Hoch

[liquider Handel mit Herkunftsnachweisen; hohe Wettbewerbsintensität bei ausreichender Anzahl von Käufern und Verkäufern]

## Handel

Teilweise börslich

[Liquidität bei standardisierten Produkten; mögliche Konsolidierung an Handelsplätzen]

## Preisbildung

Eigenständiger Markt

[Grenzkosten-Gleichgewicht; robuste Preissignale für standardisierte Produkte; Herkunftsnachweise reflektieren Preisunterschiede]

## Abgrenzung

Marktintegration

[Globale Märkte oder entsprechend bepreiste Austauschkapazitäten (virtueller Handelspunkt)]

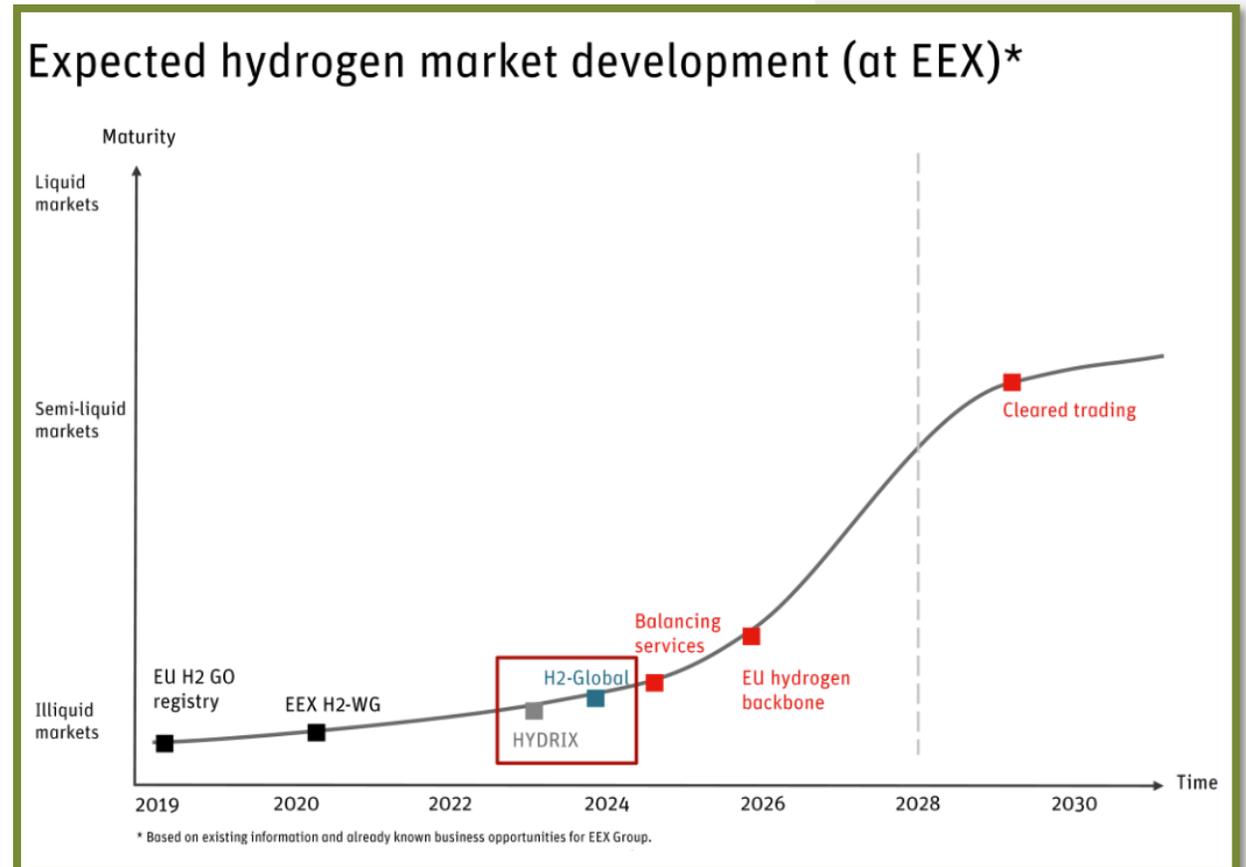
# Handelsaktivitäten

Wo stehen wir bei H<sub>2</sub> und RGGOs?

Status Quo

# Handelsplätze und -aktivitäten

- ▶ CEGH GreenGas Platform  
seit April 2022
  - ▶ 24 Mitglieder
  - ▶ Bulletin Board (Kauf / Verkauf)
  - ▶ Auktionen (geplant)
- ▶ EEX
  - ▶ Handelsplattform H<sub>2</sub> (Hintco)
  - ▶ Auktionen für RGGOs ab 2024 (Frankreich)



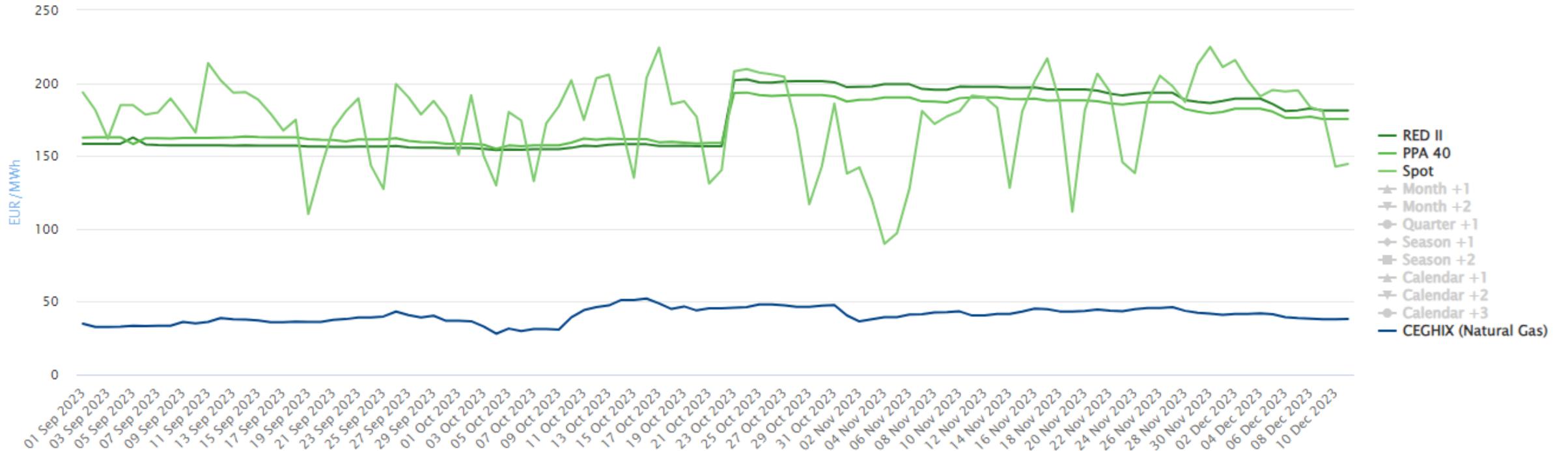
## Verfügbare Preisindizes

- ▶ Erste Preisindizes bereits veröffentlicht
- ▶ Preisreporter veröffentlichen ebenfalls bereits RGGOs und H<sub>2</sub> Benchmarks

Handelsplatz	Preisindizes	Region	Zeitliche Ausprägung
CEGH	CEGH Green Hydrogen Index	Österreich, Zentraleuropa	Spot, Forward und 10 Jahres PPA
EEX	Hydrix	Deutschland	Wöchentlich (auf Basis Angebot und Nachfrage)
HyXchange	HYCLICX	Niederlande	Nur Spot

Quelle: AEA

# Verfügbare Preisindizes



Highcharts.com

CEGHIX is shown per delivery day

# Ableitung eines Kostenniveaus für erneuerbare Gase

Methodik

Status Quo

## Grundlegendes: Kosten sind nicht Preise

- ▶ Preise hängen von Kosten ab – sie sind jedoch nicht das Gleiche
  - ▶ Faktor Wettbewerb
    - Kurzfristige marginale Kosten (perfekter Wettbewerb) vs. Grenzerlös (Monopol)
  - ▶ Faktor Grenz- vs. Fixkosten
    - Produktion muss kurzfristig die marginalen Kosten decken
    - Investitionen müssen langfristig auch fixkostendeckend sein
- ▶ Preise können also grundsätzlich über- oder unter langfristigen Durchschnittskosten liegen
  - ▶ Folgende Folien zeigen ein momentan realistisches Kosten- und somit auch ein mögliches Preisniveau, keine exakten Prognosen!

# Durchschnittskostenbestimmung mittels LCOE

- ▶ LCOx: Levelized costs of x
  - ▶ Hier: LCOE = Levelized costs of energy = durchschnittliche Energiegestehungskosten

$$LCOE = \frac{\text{Kosten in Betrachtungszeitraum}}{\text{Erneuerbare Gasproduktion in Betrachtungszeitraum}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_t$ : Investitionskosten in Jahr  $t$ ,  $B_t$ : Betriebskosten in Jahr  $t$ ,

$E_t$ : Erneuerbare Gasproduktion in Jahr  $t$ ,  $r$ : Zinssatz,  $n$ : Betrachtungszeitraum

- ▶ Zinssatz: durchschnittlicher Kapitalkostensatz des investierenden Unternehmens
  - ▶ Weighted Average Cost of Capital (WACC)
  - ▶ Bestimmung Bottom-up über CAPM (Capital Asset Pricing Model)-Berechnung mit Literaturwerten
  - ▶ Berechneter WACC grüner Wasserstoff: 12,86%

# Marktumfeld: Investitionskosten

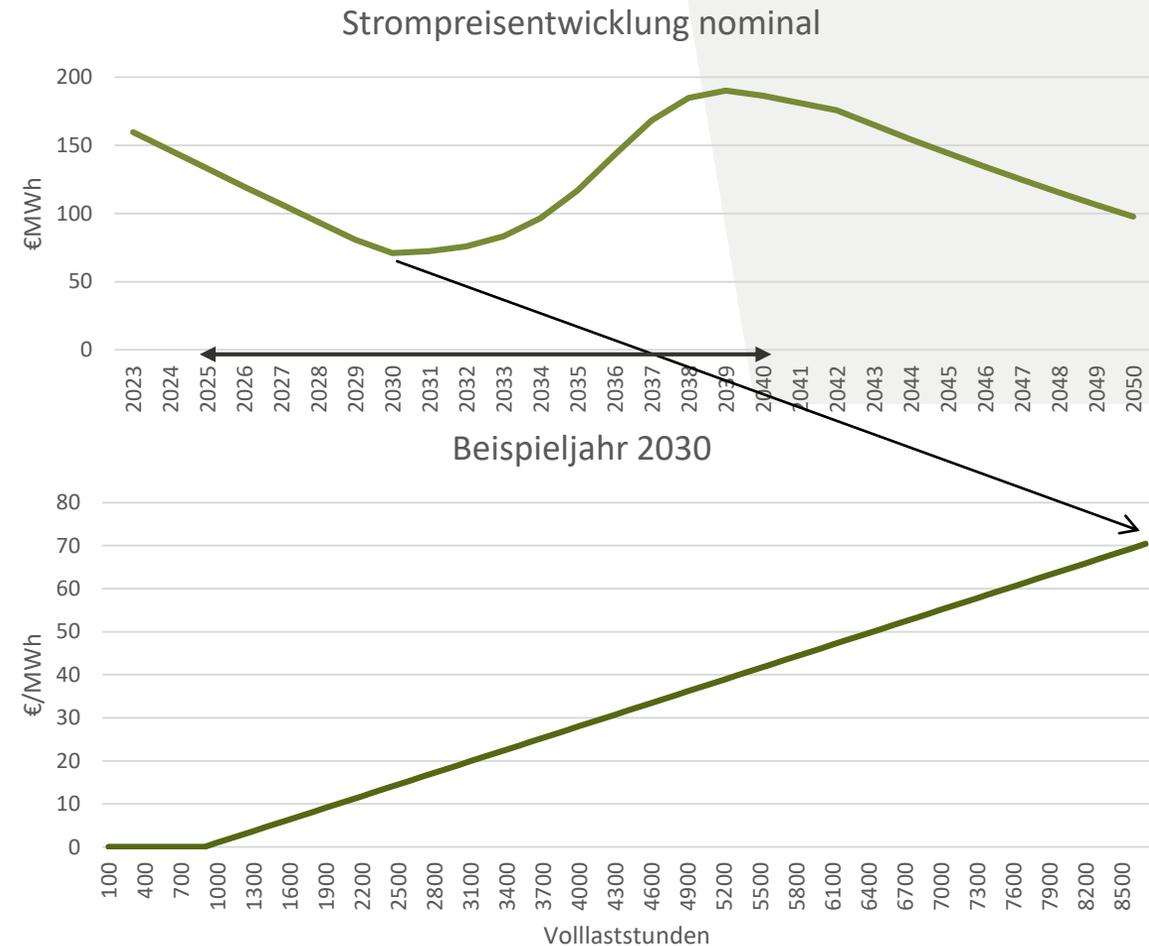
---

- ▶ Wer sich heute für die Investition in eine neue Anlage entscheidet, kann nicht morgen schon produzieren
  - ▶ Momentan setzt sich der Trend der Teuerung mit hohen Inflationserwartungen fort
  - ▶ Kosten für Anlagenkomponenten unsicher
  - ▶ Die Gesamtkosten steigen nicht zwangsläufig gleichförmig mit der Inflation
- ▶ Ansatz: Kurzfristprognose für Teilindizes
  - ▶ Beschreibung über Gesamtinflation und Gaspreisentwicklung
- ▶ Annahme für Berechnung:
  - ▶ Investitionskosten 2025, Betrieb 2026-2040
  - ▶ Betrachtungszeitraum also 16 Jahre

# Marktumfeld: Strompreise (Teil der Betriebskosten)

► Abbildung in zwei Schritten:

1. Bestimmung von Jahresdurchschnittspreisen für Strom
  - Gaspreisszenarien
  - Erwartungen an Ausbau erneuerbaren Stroms
  - „Merit-Order“-Logik → Brennstoffpreise zur Stromerzeugung treiben Strompreise, wenn Erneuerbare nicht zur Deckung der Nachfrage ausreichen
2. Ableitung tatsächliche Stromkosten:
  - Beschaffungsenergiepreise im Großhandel für Strom zur Wasserstoffproduktion niedriger als Jahresdurchschnitt Base
  - Man produziert gezielt in den günstigeren Stunden des Jahres
  - Aber: je höher Volllaststundenzahl, desto höher Strompreis



# Ableitung eines Kostenniveaus für grünen Wasserstoff

Produktion per Elektrolyse in Österreich

Status Quo

## Gegenstand und allgemeine Annahmen

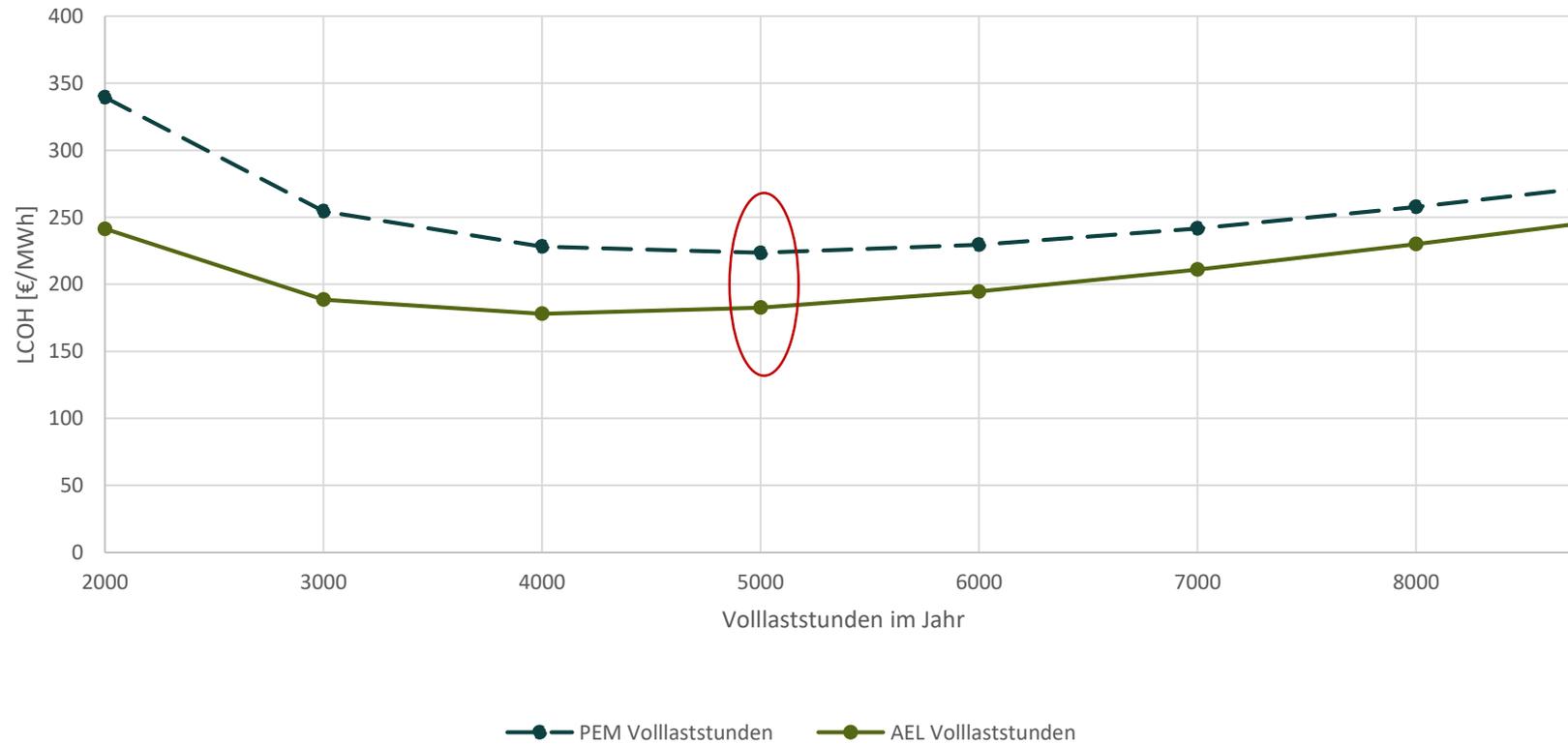
- ▶ Untersuchung PEM-Elektrolyse (PEMEL) und Alkalische Elektrolyse (AEL)
- ▶ Parametrierung eines „mittleren“ Szenarios und Untersuchung verschiedener Sensitivitäten
- ▶ Investitionskosten (CAPEX): Brownfield-Ansatz
  - ▶ Grundstück, Wasseranschluss, Stromanschluss, H<sub>2</sub>-Ableitung ... vorhanden
  - ▶ Quelle: Hydrogen TCP IEA (2020) für 2020 und Anpassung mit Inflation
- ▶ Berücksichtigte Betriebskosten (OPEX):
  - ▶ Wartung und Instandhaltung (aus Studie IndWEDe)
  - ▶ Versicherung (2% CAPEX)
  - ▶ Trinkwasserpreis 0,2 €/l, Verbrauch 13,8 kg H<sub>2</sub>O/kg H<sub>2</sub>
  - ▶ OPEX steigen mit Inflation (langfristig: 2%)

## Kostenannahmen „mittleres Szenario“

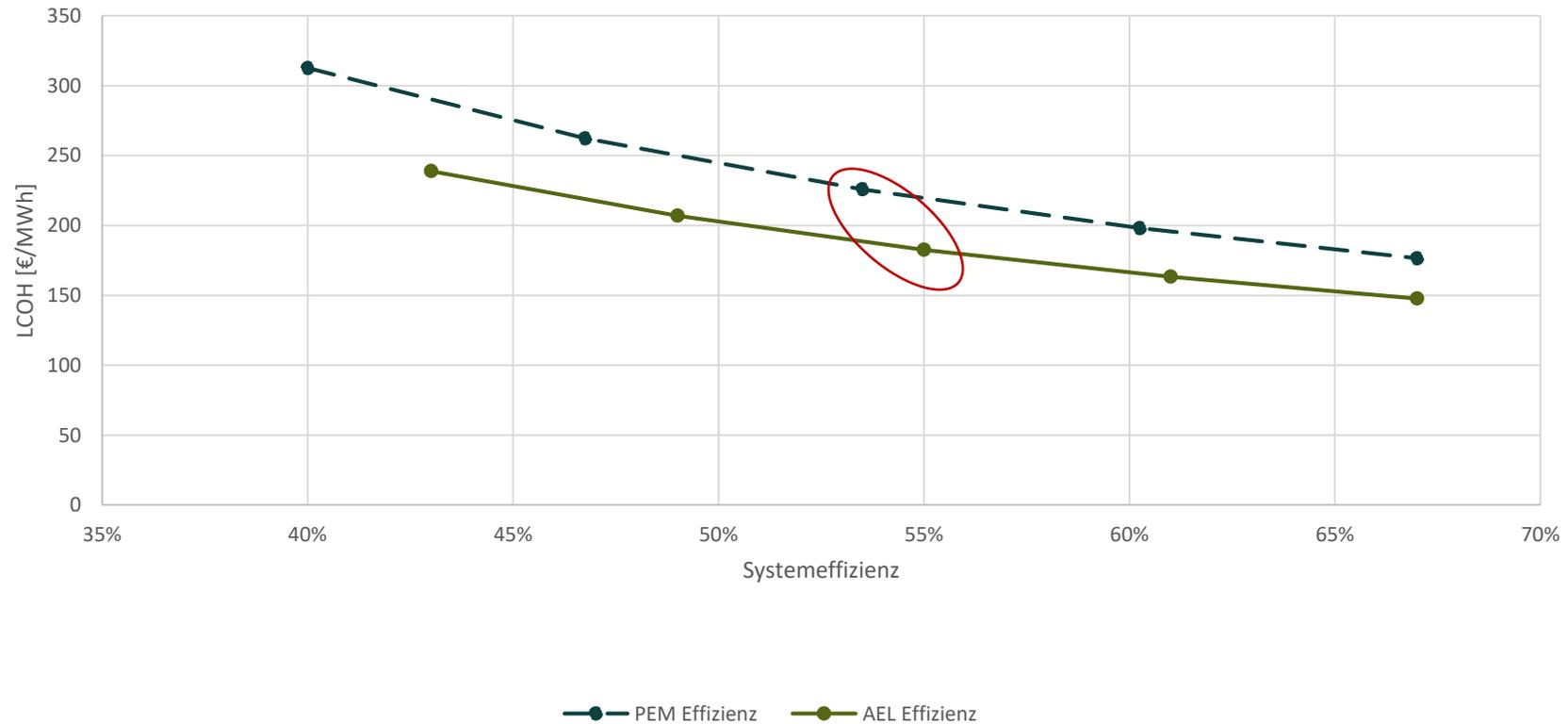
- ▶ Angenommene Kostensteigerung
  - ▶ Investkosten beider Elektrolysen 2022 → 2025: ca. 5%
  - ▶ Betriebskosten außer Strom zur Elektrolyse 2022 → 2026: ca. 20%
  
- ▶ Viele dieser Parameter sind diskutierbar
  - ▶ Sensitivitätsanalyse gleich
  
- ▶ Ergebnisse sind jedoch jedenfalls **dreistellig**

„Mittleres Szenario“	PEMEL	AEL
Leistung [MW]	5	5
Wirkungsgrad (%)	54	55
Volllaststunden (VLS)	5.000	5.000
CAPEX 2022 [€/kW]	1.686	1.128
CAPEX 2025 [€/kW]	1.769	1.184
OPEX 2022 [€/MWh] ohne Strom	18,4	17,7
OPEX 2026 [€/MWh] ohne Strom	22,1	21,3
Durchschnittlicher Bezugsstrompreis 2026- 2040 [€/MWh]	52,54	52,54
WACC [%]	12,86	12,86
<b>LCOE<sub>15</sub> [€/MWh]</b>	<b>223,50</b>	<b>182,62</b>

# Sensitivitätsanalyse I: Volllaststunden

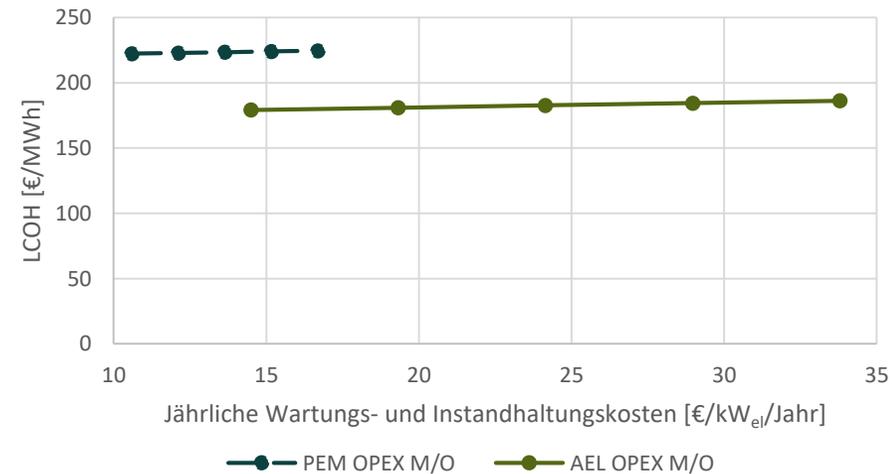
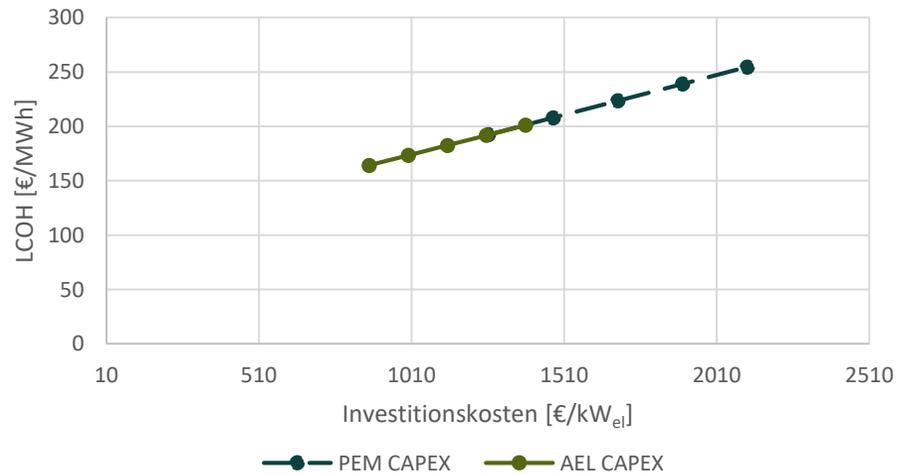


# Sensitivitätsanalyse II: Effizienz

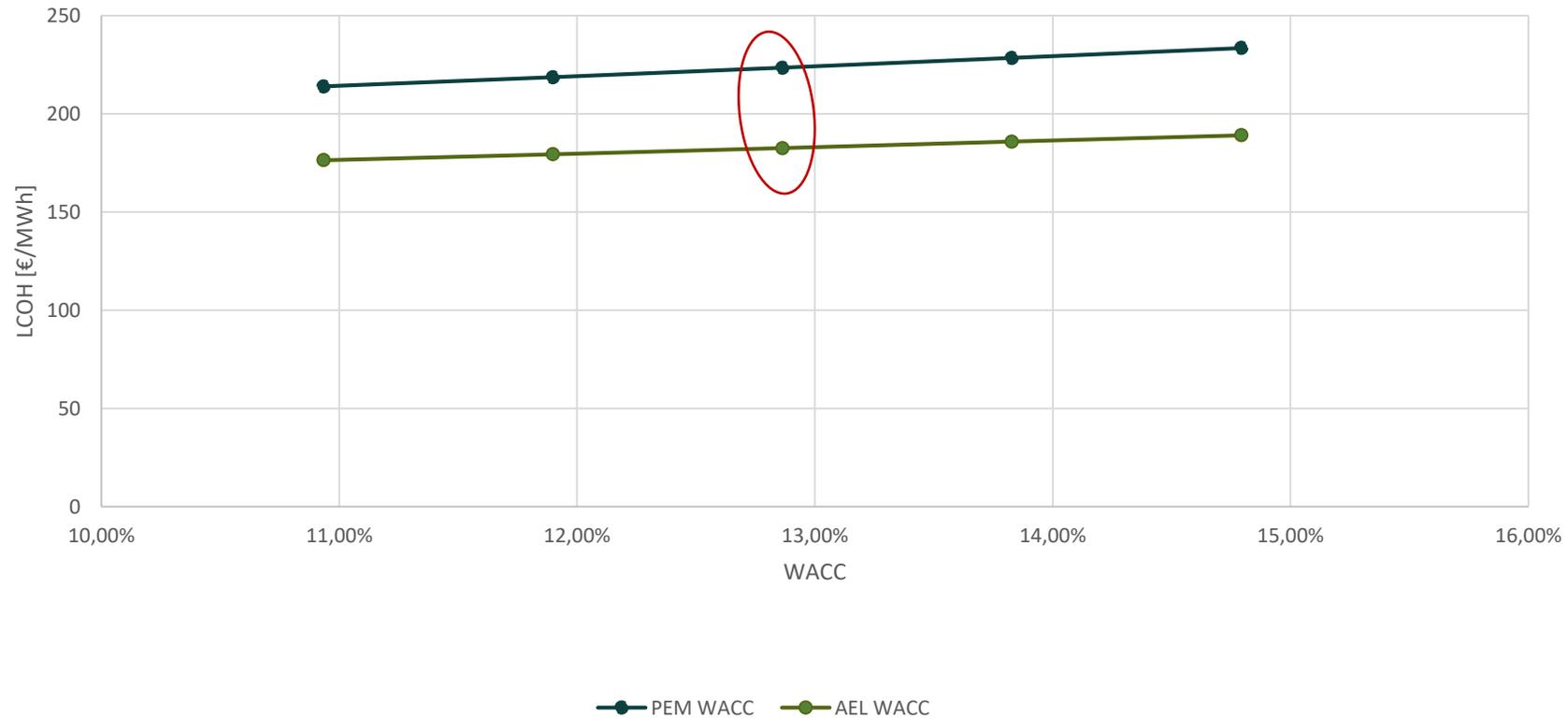


## Sensitivitätsanalyse III: Variation Investitionskosten & O&M-Kosten (ohne Strom)

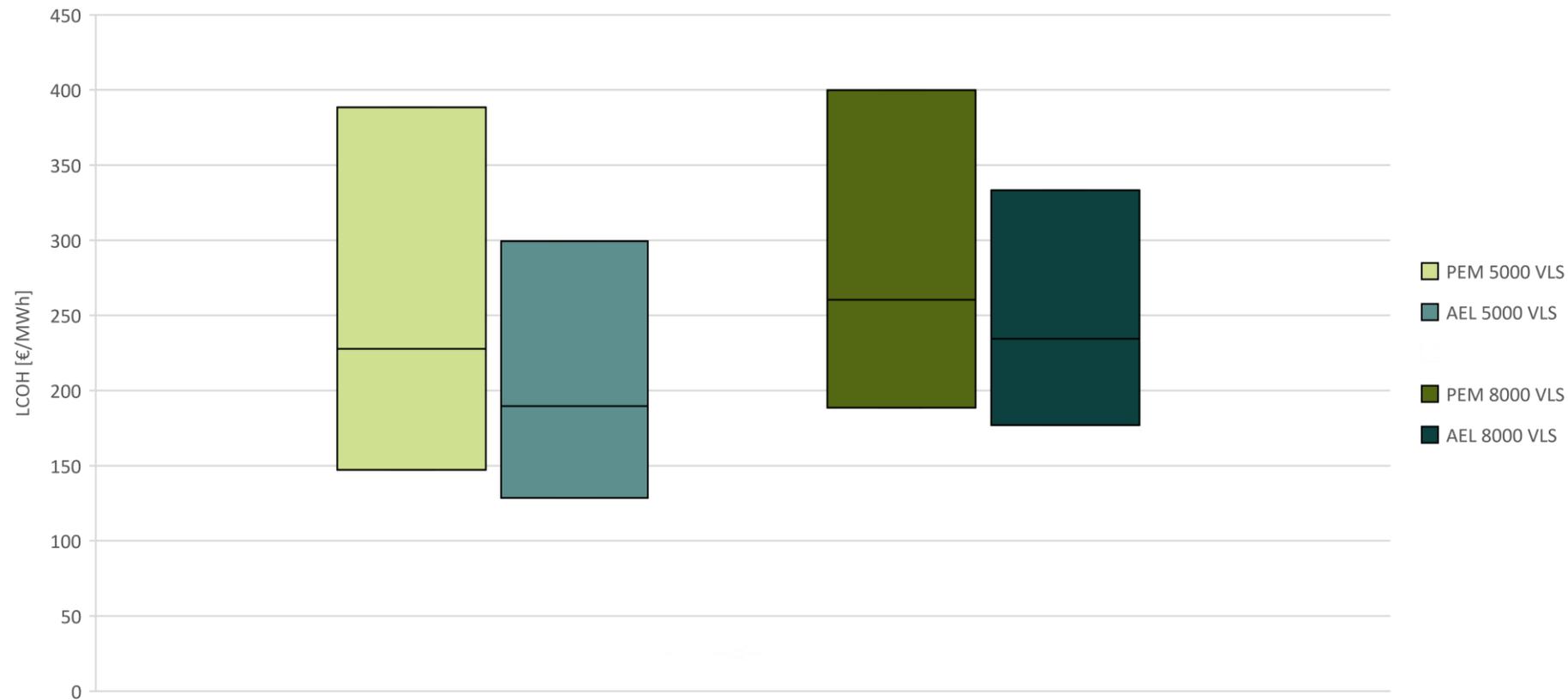
- ▶ Variation um -/+ 25%, bzw. -/+ 40%
- ▶ Investitionskosten haben höheren Einfluss auf Gesamtkosten
  - ▶ Preise immer > 150 €/MWh



# Sensitivitätsanalyse IV: WACC



# Gesamtspannweiten der Variationen (alle gleichzeitig)



# Ableitung eines Kostenniveaus für Biomethan

Produktion per Elektrolyse in Österreich

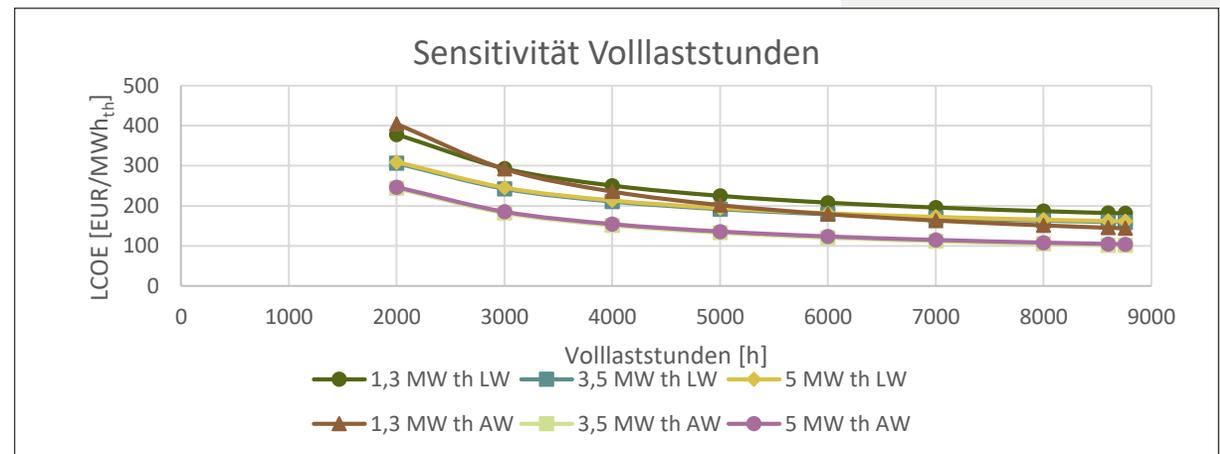
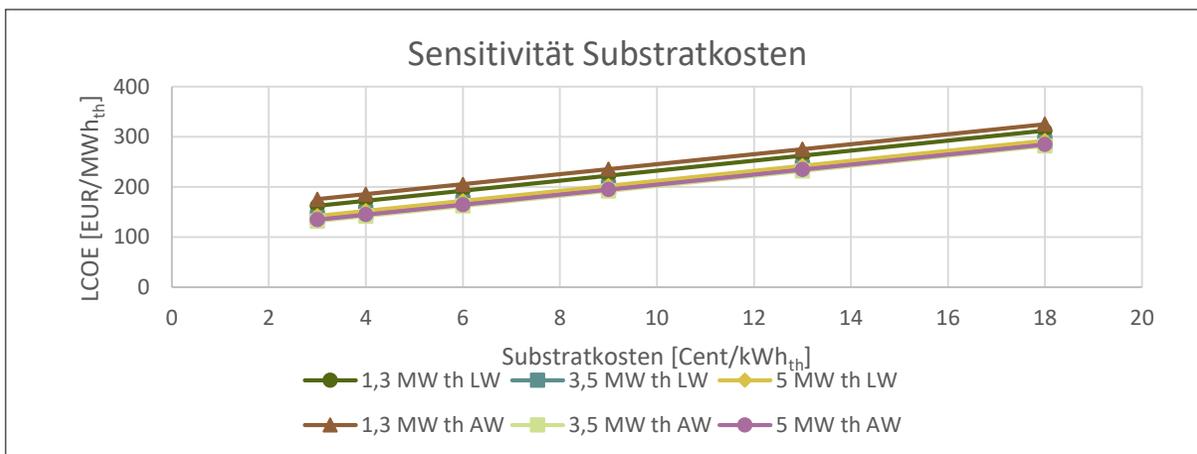
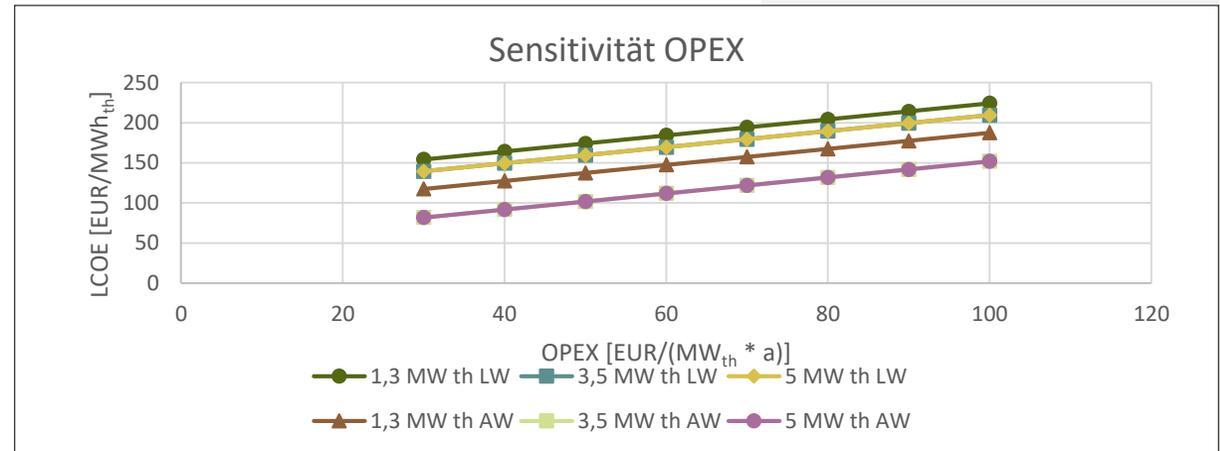
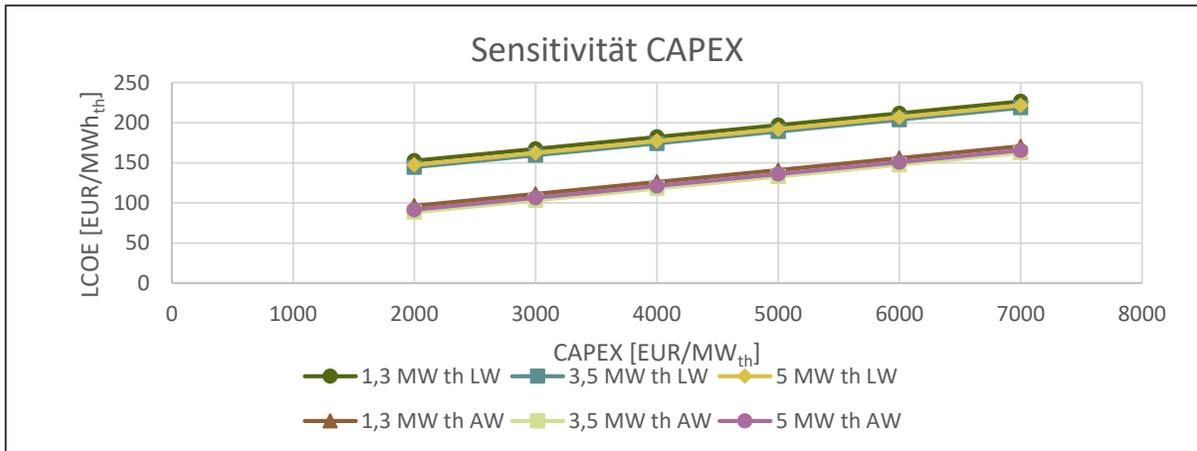
Status Quo

## Betrachtete Konfigurationen

- ▶ Variation über zwei Anwendungsfälle und drei Anlagengrößen
- ▶ Fortschreibung Substratkosten über Substitutionsbrennstoff- und Inflationsannahmen
- ▶ LCOE liegen im Standardfall über 100 €/MWh
- ▶ Sensitivitätsanalysen s. nächste Folie

Parameter	Anlagengröße landwirtschaftlich [MW]			Anlagengröße abfallwirtschaftlich [MW]		
	1,3	3,5	5	1,3	3,5	5
CAPEX [€/kW]	4.000	3.000	3.000	5.300	2.900	2.900
OPEX [€/MWh]	58	50	53	58	50	53
Transportkosten [€/MWh]	0	0	0	7,62	7,62	7,62
Durchschnittliche Substratkosten 2026-2040 [€/MWh]	60,9	60,9	60,9	0	0	0
Volllaststunden (VLS)	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600
<b>LCOE<sub>15</sub> [€/MWh]</b>	<b>182,23</b>	<b>159,41</b>	<b>162,41</b>	<b>145,40</b>	<b>101,83</b>	<b>104,83</b>

# Sensitivitätsanalysen

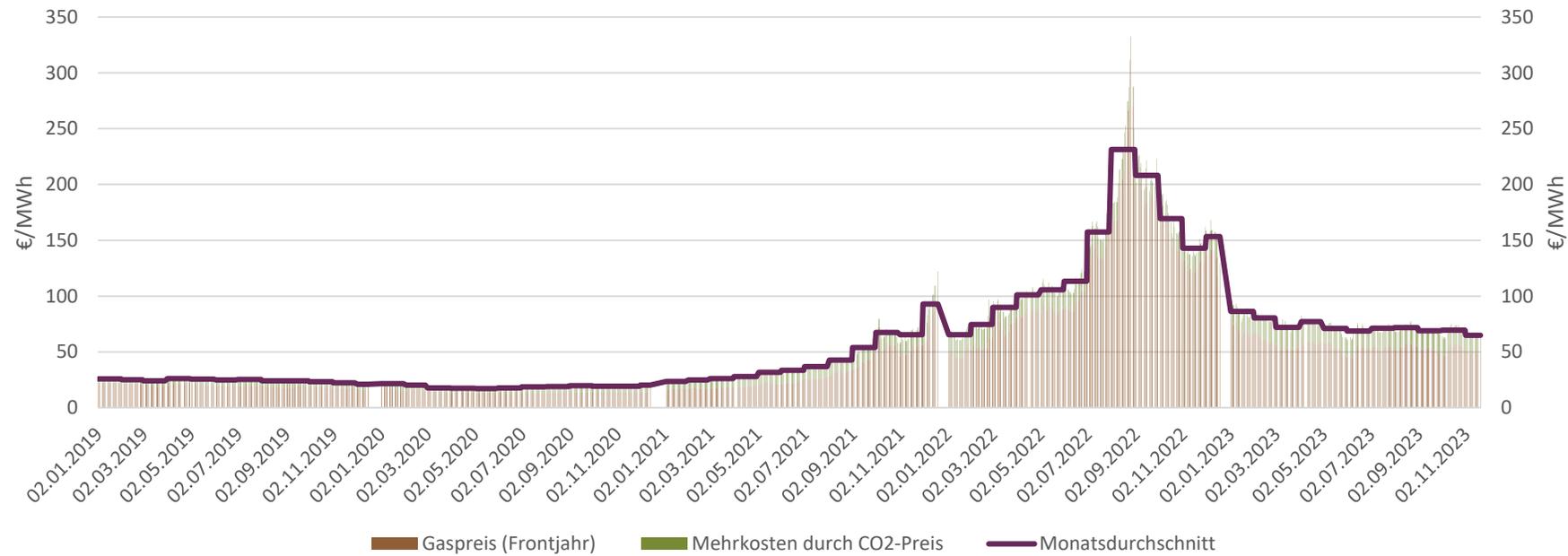


# Einordnung

Grünes H<sub>2</sub> vs. fossile Alternativen

Status Quo

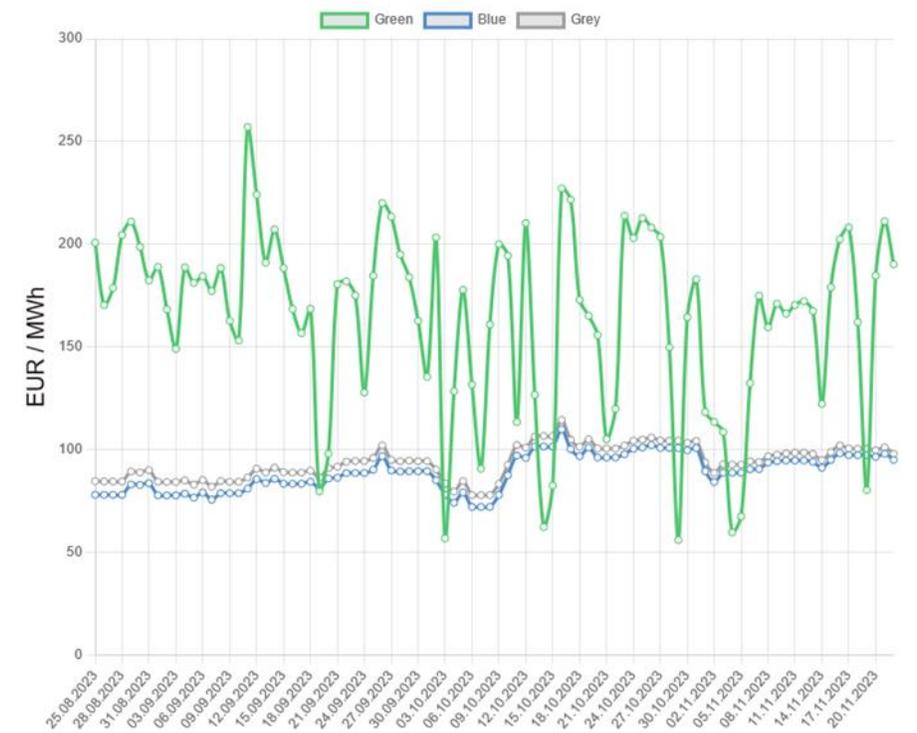
# H<sub>2</sub>-Nutzung als Energieträger: Erdgaspreisentwicklung



- Seit ca. März 2023: recht stabiles Preisniveau bei ca. 70 €/MWh
- Fossiler Brennstoff ist momentan trotz Preissteigerungen noch deutlich günstiger als grüner Wasserstoff
- Insbesondere für energetische Nutzung ist grünes H<sub>2</sub> preislich (noch) nicht attraktiv

# Marginale Kostenentwicklung

- ▶ Kurzfristige Perspektive
  - ▶ „Würde ich in dieser Stunde/an diesem Tag grünes oder graues H<sub>2</sub> einsetzen?“
  - ▶ Punktuell: ja, meistens: nein
  
- ▶ Systeminhärentes „Preisproblem“
  - ▶ Kosten grauen Wasserstoffs hängen von Gaspreis und CO<sub>2</sub>-Preis ab
  - ▶ Strompreise hängen von Gaspreisen und CO<sub>2</sub>-Preis ab, aber mit Umwandlungsverlusten, d.h. ca. bis zu zweimal höher
  - ▶ Wenn kein erneuerbarer Stromüberschuss vorhanden ist, ist grauer Wasserstoff attraktiver
  - ▶ Gilt grundsätzlich auch für PPA (Preisindizierungen) und Direktstrombezug (Opportunitätsverluste)
  
- ▶ Kompetitives grünes H<sub>2</sub> benötigt weiteren Ausbau erneuerbarer Energien



Quelle: Hydex (E-Bridge), Stand 25.11.2023

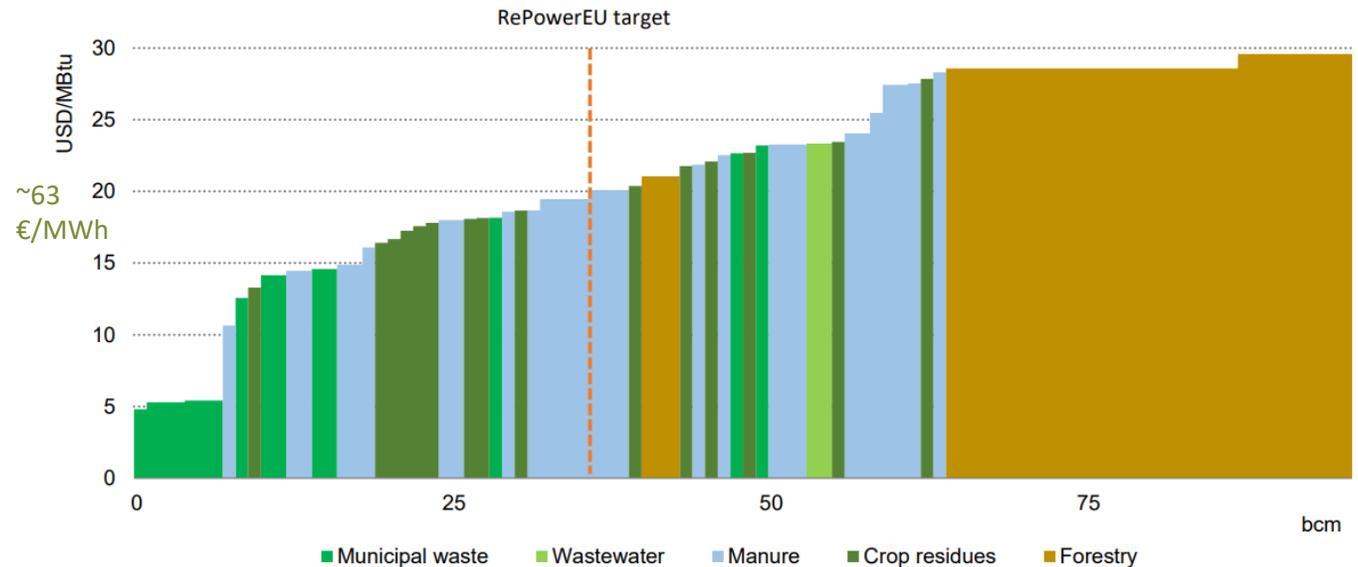
# Wie geht es weiter?

Markthochlauf, Lernkurven

Ausblick

# IEA – Prognose zur mittelfristigen Kostenentwicklung für Biomethan

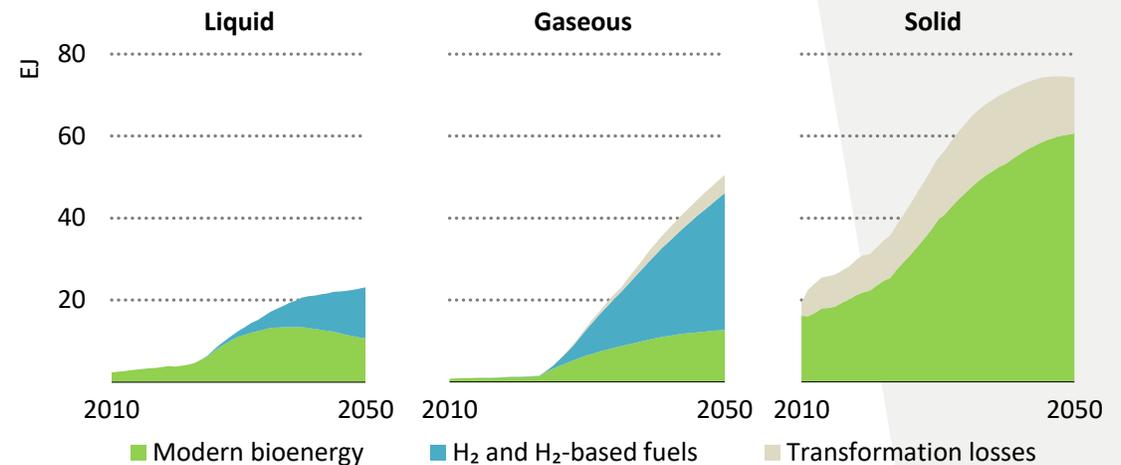
- ▶ Bioenergieeinsatz wird global und europaweit wachsend gesehen
  - ▶ Die Produktion von Biomethan und Biogas könnte sich global bis 2030 verfünffachen
  
- ▶ Prognostiziertes marginales Kostenniveau 2030 bei Zielerreichung RePower EU bei ca. 60-65 €/MWh
  - ▶ entspricht in etwa dem aktuellen Preisniveau für Erdgas + CO<sub>2</sub>



Quelle: IEA (2023), Supply cost curve of biomethane potential in the European Union, 2030

# Erwarteter Markthochlauf

- ▶ Handelsaktivitäten: ab 2026, Liquidität vermutlich nicht vor 2030
  
- ▶ Lokale Märkte voraussichtlich zeitlich vor nationalen vor globalen Märkten
  - ▶ Nachfrage vs. Netzausbau
  
- ▶ Unklare Handelsströme international
  - ▶ 2030 zwischen 14-420 GW geplanter installierter Elektrolyseurleistung weltweit
  - ▶ IEA: „(Global) Planned hydrogen exports could reach 16 Mt by 2030, though almost all projects are at early stages and less than one-third have identified a potential off-taker.“



Quelle: IEA (2023), Low-emissions fuel demand in the NZE Scenario, 2010-2050

# SEG | Servicestelle Erneuerbare Gase

---

Danke für die Aufmerksamkeit!

**Karina Knaus, PhD**

Centerleitung Volkswirtschaft, Konsument:innen und Preise

[karina.knaus@energyagency.at](mailto:karina.knaus@energyagency.at)

(0)1 586 15 24-115 / 0664 966 72 38

**Christian Furtwängler, MSc**

Senior Expert Energy Economics

[christian.furtwaengler@energyagency.at](mailto:christian.furtwaengler@energyagency.at)

(0)1 586 15 24-161 / 0664 618 02 87