



**Grininix**  
ENERGY SOLUTIONS

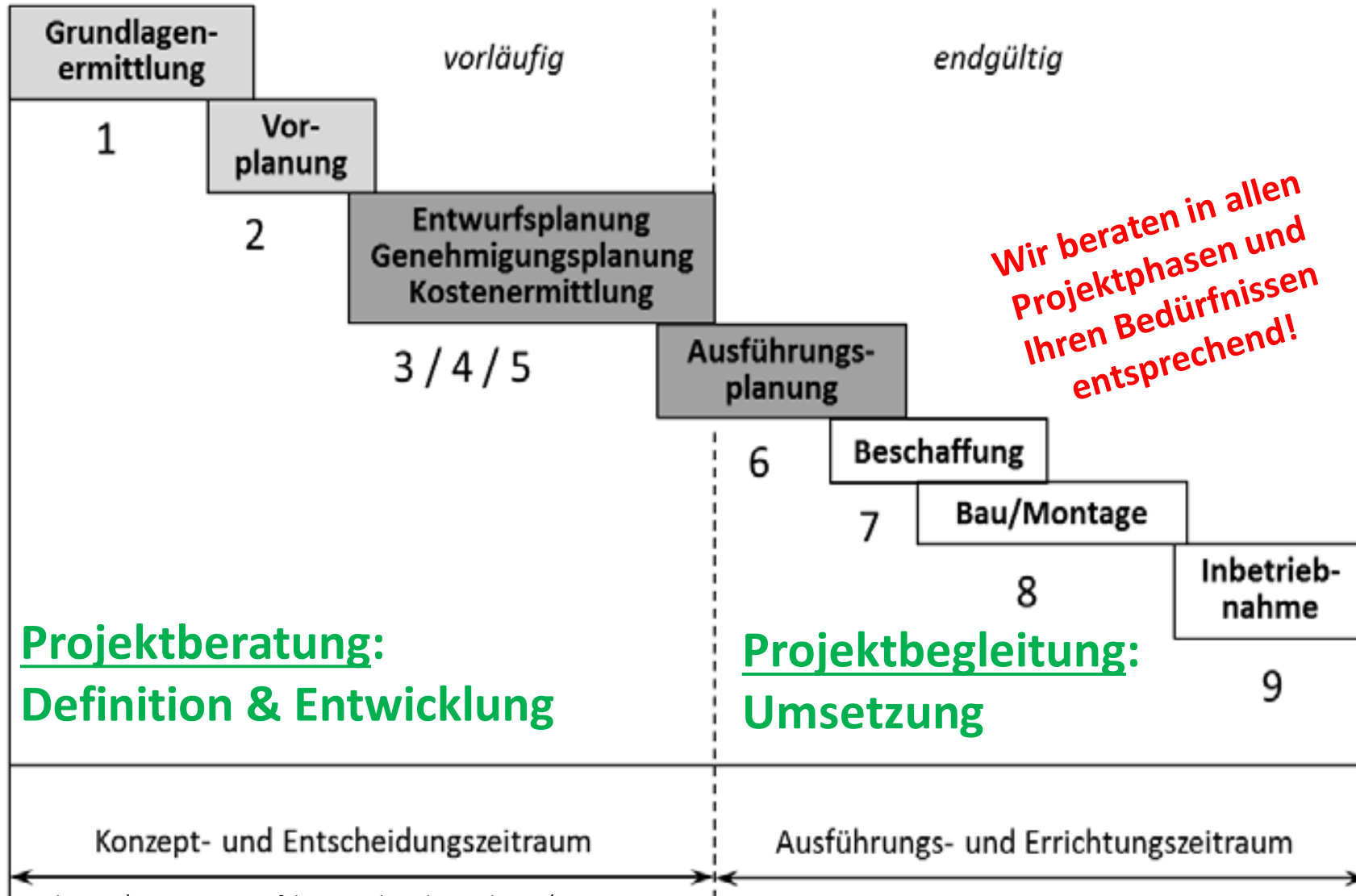
## **Import von synthetischem Methan für die Schweiz**

27. September 2022

Rapperswil

Jachin Gorre

# Grinix GmbH



## Jachin Gorre

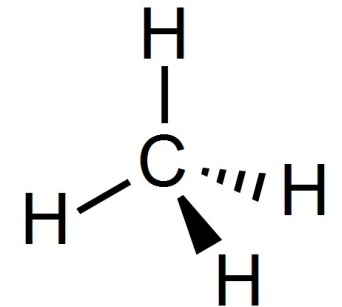
- 🌱 Verfahrenstechniker
- 🌱 10 Jahre Expertise im Bereich Power-to-X
- 🌱 Internationale Projekterfahrung

# Power-to-X

- Ziele sind
  - Defossilisierung und
  - wirtschaftliche Umsetzung der Energiewende

• Wasserstoff ist ein idealer Energieträger

• Herstellung von Methan für die finale Anwendung oder als Transportmedium für Wasserstoff



→ Projekterfolg von Gestehungskosten und Abnahmepreis abhängig

# Grundlagen zur Berechnung des Business Case in den meisten Machbarkeitsstudien

🍃 Anlagengröße

🍃 Investitionskosten für Hauptgewerke

🍃 Abschreibung (Dauer)

*Gasgestehungskosten (CHF/MWh)*

=

🍃 Betriebskosten

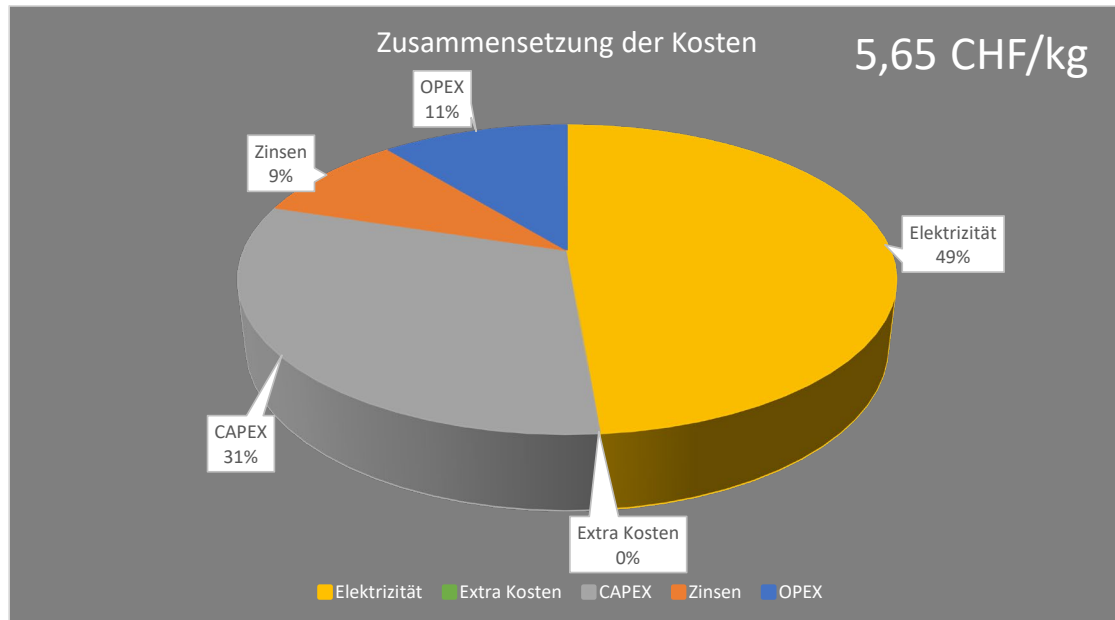
🍃 Fixkosten (% vom CAPEX)

🍃 Volllaststunden

🍃 Stromkosten

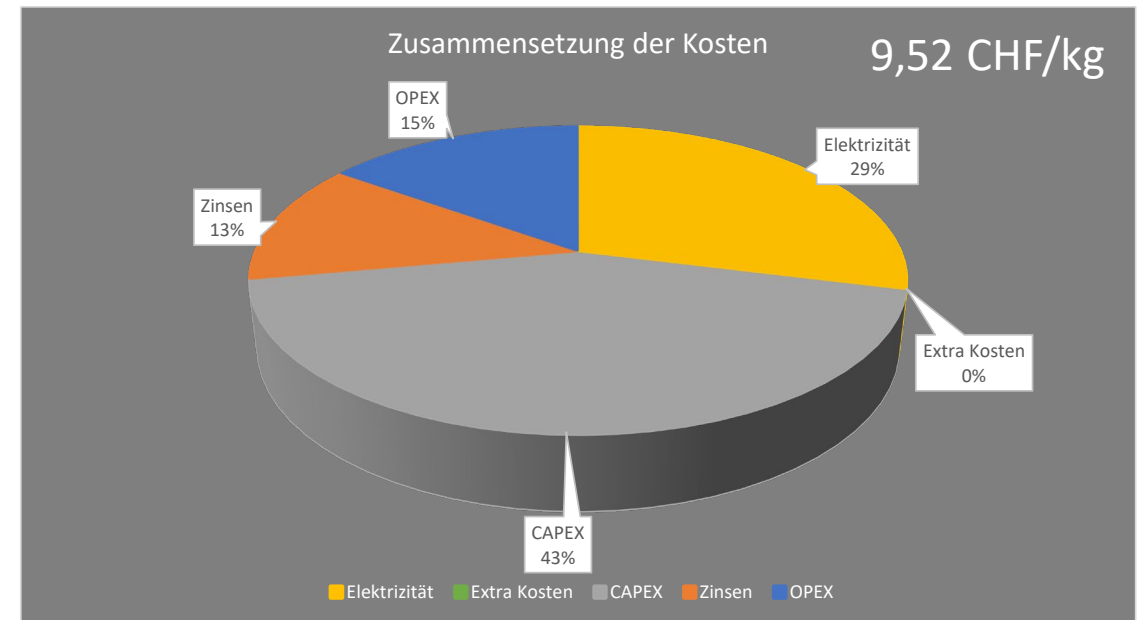
$$\frac{\text{Abschreibung (CHF/a)} + \text{Betriebskosten (CHF/a)}}{\text{Anlagengröße (MW)} * \text{Volllaststunden (h/a)} * \text{Effizienz}}$$

# H<sub>2</sub>-Gestehungskosten aus Wasser & Solar in CH



## Wasserkraft-to-H<sub>2</sub>:

Leistung 50 MW, **Vollast 3500 h**, Strom 5,0 Rp/kWh,  
Abschreibung 10 a, Zinsen 5 %



## Solar-to-H<sub>2</sub>:

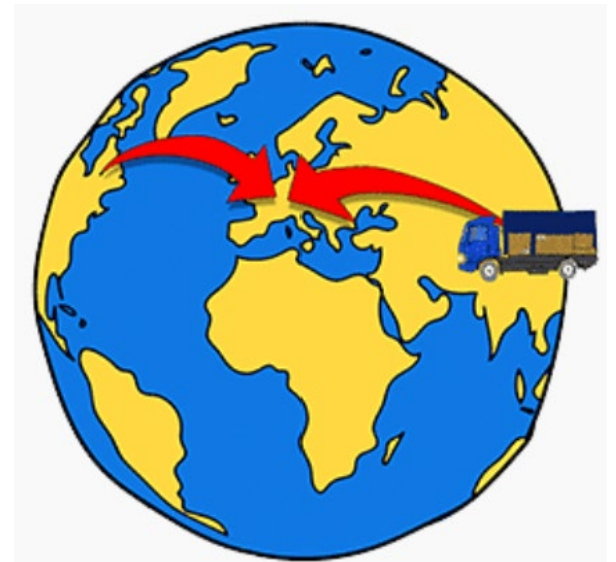
Leistung 50 MW, **Vollast 1500 h**, Strom 5,0 Rp/kWh,  
Abschreibung 10 a, Zinsen 5 %

- 🌱 CAPEX: Elektrolyse, Balance of Plant, Infrastruktur
- 🌱 OPEX: Variable und fixe Betriebskosten
- 🌱 Elektrizität: Elektrolyse, Balance of Plant

# Gasgestehungskosten

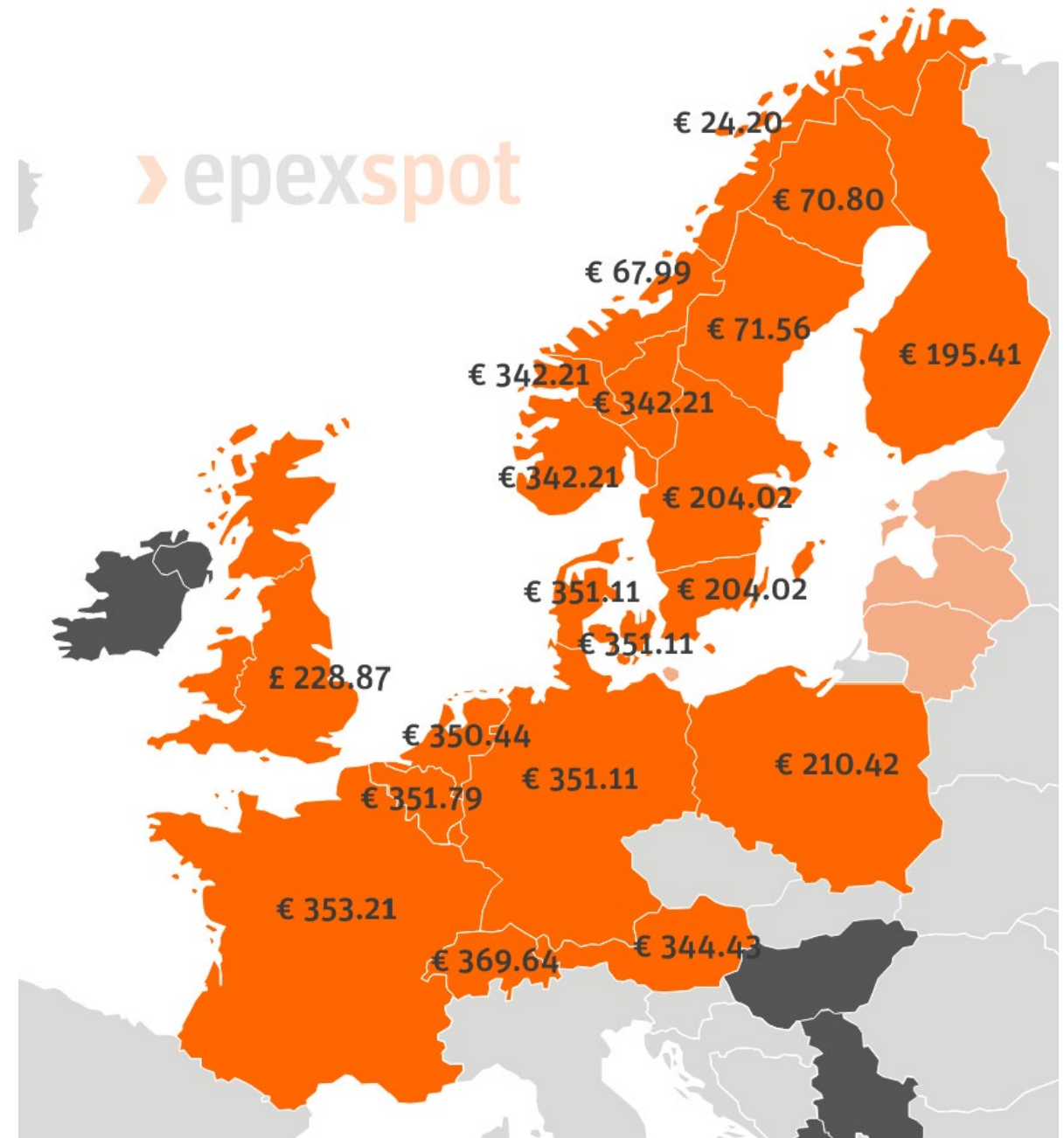
- ❖ Zu den H<sub>2</sub>-Gestehungskosten kommen noch weitere Kosten und Marge
  - ❖ Aufbereitung (Verdichtung, Verflüssigung oder Umwandlung zu Derivaten)
  - ❖ Transportkosten
  - ❖ Gewinnmarge
- ❖ Einfache Berechnung spiegelt nicht die Komplexität einer PtX-Anlage wider
  - ❖ Gestehungskosten stark von Betriebskonzept abhängig
  - ❖ Eine frühzeitige techno-ökonomische Optimierung des Betriebs- und Strombezugskonzepts hilft

❖ Alternative:

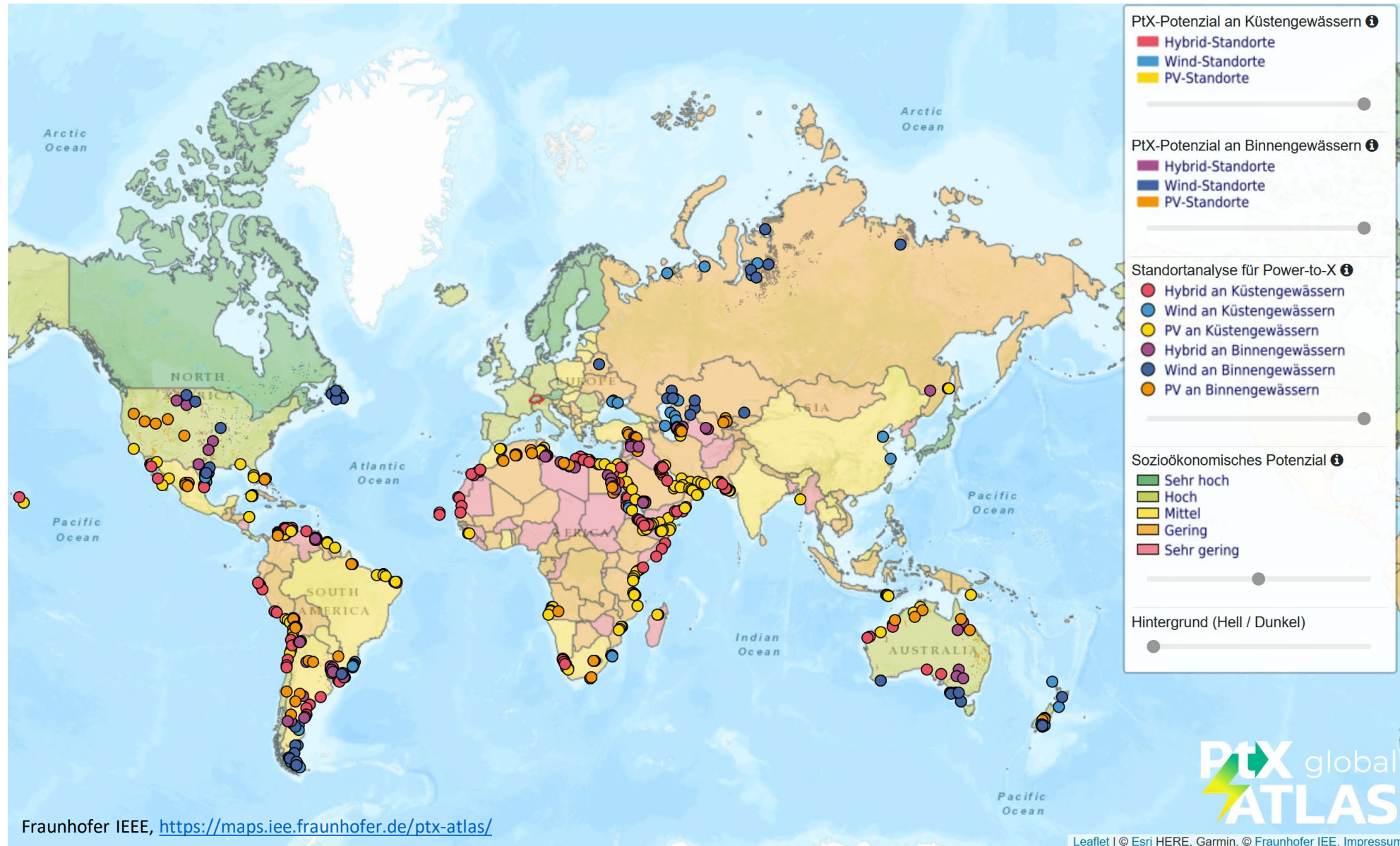


# Power-to-Gas in Europa

- Nach aktueller Strompreislage in Europa nur in Teilen Norwegens, Schwedens und Islands wirtschaftlich darstellbar
- Weltweit gibt es weitere attraktive Standorte

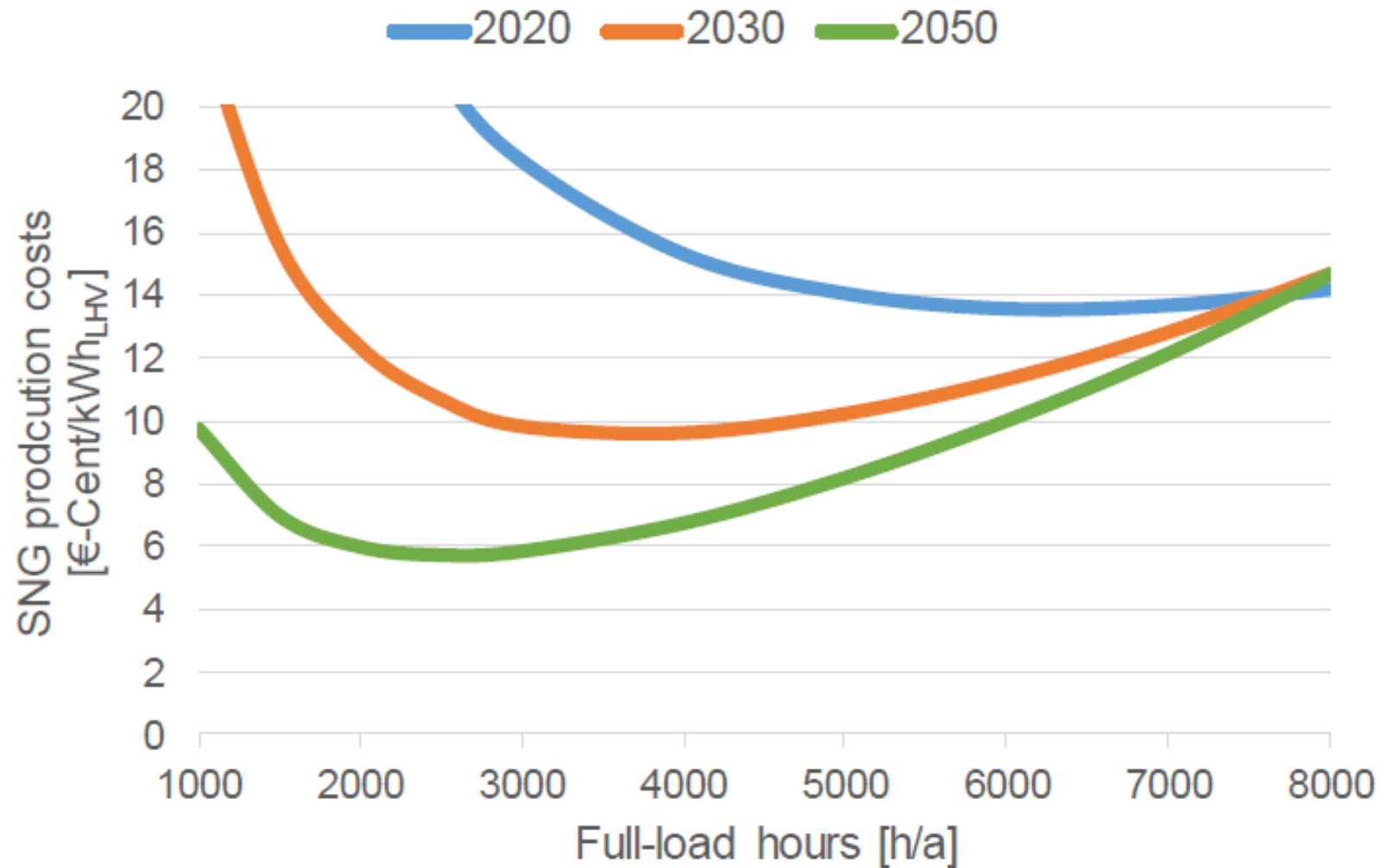


# Power-to-Gas weltweit





# Gestehungskosten SNG Morgen



Quelle: STORE&GO PtG Roadmap

Anm.: Die Entwicklung der PtG Technologie ist abhängig von den Entscheidungen in der Energie- und Klimapolitik. D.h. die hier getroffenen Annahmen zur zukünftigen Entwicklung können sich dramatisch ändern und haben einen großen Einfluss auf die zukünftigen Gasgestehungskosten.

# Einflussgrößen der SNG-Gestehungskosten (1/2)

Einflussgröße	Details	Optimierungspotential
<b>Investitionskosten</b>	Economy of Scale & Numbers	Technologieentwicklung und Skalierung
	Balance of Plant	Zentrale Wasseraufbereitung für die Elektrolyse
	Anbindung an Bestand und Netze	(Genehmigungs-) Planung rechtzeitig starten
	Redundanz	3x 50 oder 2x 100
<b>Betriebskosten</b>	klassische Fixkosten	Weniger Personal durch Automatisierung Synergien mit lokalen Geschäftsfeldern schaffen
	Wartung und Reparaturmaßnahmen	In Zeiten mit statistisch wenig verfügbarer Energie durchführen
	Rohstoffe (Wasser, CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> )	Konzentrierte CO <sub>2</sub> -Quellen nutzen CO <sub>2</sub> -Reduktion als Service
	Hilfsmedien (Kühlwasser, Instrumentenluft, Stickstoff)	Synergien mit anderen Gewerken nutzen

# Einflussgrößen der SNG -Gestehungskosten (2/2)

Einflussgröße	Details	Optimierungspotential
<b>Strombezugskonzept</b>	Betriebsstunden vs. Stromkosten	PPA mit zusätzlichem Bezug von der Börse
	Standby(verbrauch)	Abwägung zwischen hoher Flexibilität (niedrige Stromkosten, hohes Standby) und maximale Betriebsstunden
	Netzentgelte	Mögliche Reduktion oder Befreiung bei direkter Kopplung an EE-Anlagen
<b>Rechtliche Rahmenbedingungen</b>	Anerkennung als „grünes“ SNG	Physischer Import nach aktueller Gesetzeslage notwendig
<b>Transport</b>	Abhängig von der Cargo-Grösse	Containerbasiert bis zu 40 CHF/MWh Integrierte LNG-Speicher im Schiff < 10 CHF/MWh
<b>Nebenprodukte und Zusatzeinnahmen</b>	Abwärme	Abnahme sinnvoll, aber nicht um jeden Preis Interne Nutzung zu bevorzugen (für CO <sub>2</sub> -Wäsche)
	Sauerstoff	Lokale Abnahme finden, da Transport selten kostendeckend

# Aktuelle Grenzen von Import-Geschäftsmodellen

## ❖ **Strompreis**

- ❖ Bei direkter Kopplung an PV und Wind hat man günstigen, aber fluktuierenden Strombezug und niedrige Betriebsstunden
- ❖ Gesetzliche Rahmenbedingungen

## ❖ **CO<sub>2</sub>**

- ❖ Verfügbarkeit und Preis

## ❖ **OPEX**

- ❖ Die meisten Business Cases betrachten nur die „produktiven“ Betriebsstunden
- ❖ Was kostet der Strom- oder Wärmebezug im „Hot-Standby“?

## ❖ **Nutzung der Nebenprodukte**

- ❖ Weitere Investitionskosten zur Aufbereitung und Übergabe
- ❖ Meist keine Akkumulation von SNG-Produktion und Abnehmer(n) Nebenprodukte

## ❖ **Transport zum Abnehmer**

- ❖ Direkte Abnahme oder Einspeisung ins Netz zu bevorzugen
- ❖ Transportkosten machen bei kleinen Liefereinheiten hohen Anteil der Gesamtkosten aus

## ❖ **Fossiler Preis als Benchmark**

- ❖ Ist der Kunde bereit einen Mehrpreis für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung zu bezahlen?

# Fazit

Lohnt sich der Import von SNG?

☘ JA!

☘ Mehrschichtiges Strombezugskonzept

☘ Grundlast sichern

☘ Variabler Anteil zur Optimierung des Strompreises

☘ Aufbau eines Anlagenportfolio zur Risikoverteilung

☘ Lokale Verfügbarkeit und Kosten von CO<sub>2</sub> prüfen

☘ Langfristige Abnahmeverträge des Endprodukts

☘ Think Big

☘ Spezifische Kosten durch Anlagengröße senken

☘ Transportkosten senken

☘ Milchkannenprinzip

☘ Technische Herausforderungen

☘ Standby

☘ Lebensdauer bei hohen Lastwechseln

☘ ...



**Grinix**  
ENERGY SOLUTIONS

**Fragen? Gerne jetzt oder persönlich beim **

**Let the fossils rest in peace**

**Kontakt: Jachin Gorre | [gorre@grinix.de](mailto:gorre@grinix.de) | +49 151 190 253 16**



**Grininix**  
ENERGY SOLUTIONS

**Back-Up**

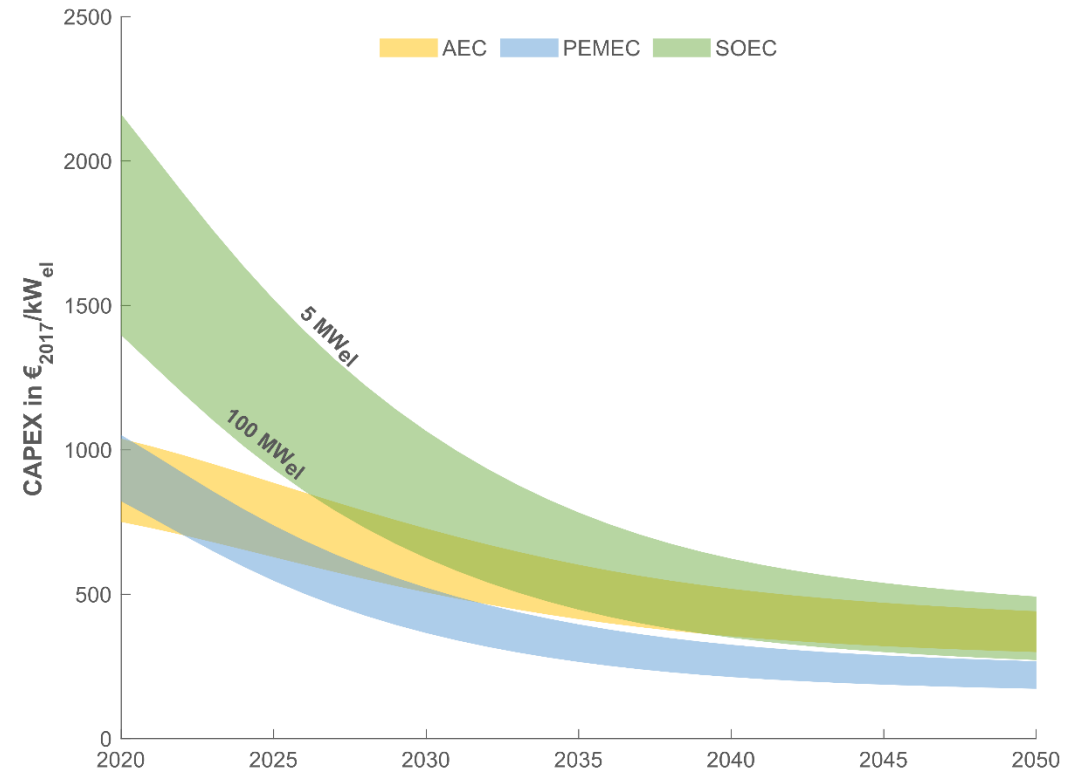
# Kostenentwicklung des Elektrolyse-Systems (1/2)

- Elektrolysesysteme zeigen **vielversprechende Kostenreduktionspotenziale** durch
  - Technologieentwicklung** (Kostensenkung durch eine Erhöhung des Produktionsvolumens)
  - Skalierungseffekte** (Kostensenkungen als Folge einer Größenzunahme)

Technology	5 MW <sub>el</sub> system CAPEX € <sub>2017</sub> /kW		100 MW <sub>el</sub> system CAPEX € <sub>2017</sub> /kW	
	2020	2050	2020	2050
AEC	1040	440	750	300
PEMEC	1050	270	820	170
SOEC	(2160)	490	(1400)	270

- Es wird eine **durchschnittliche Lernrate von 13%** angenommen (jedes Mal, wenn die Produktion sich verdoppelt, reduziert sich der CAPEX um 13%)

Cost development of electrolysis systems related to scaling effects and technological learning

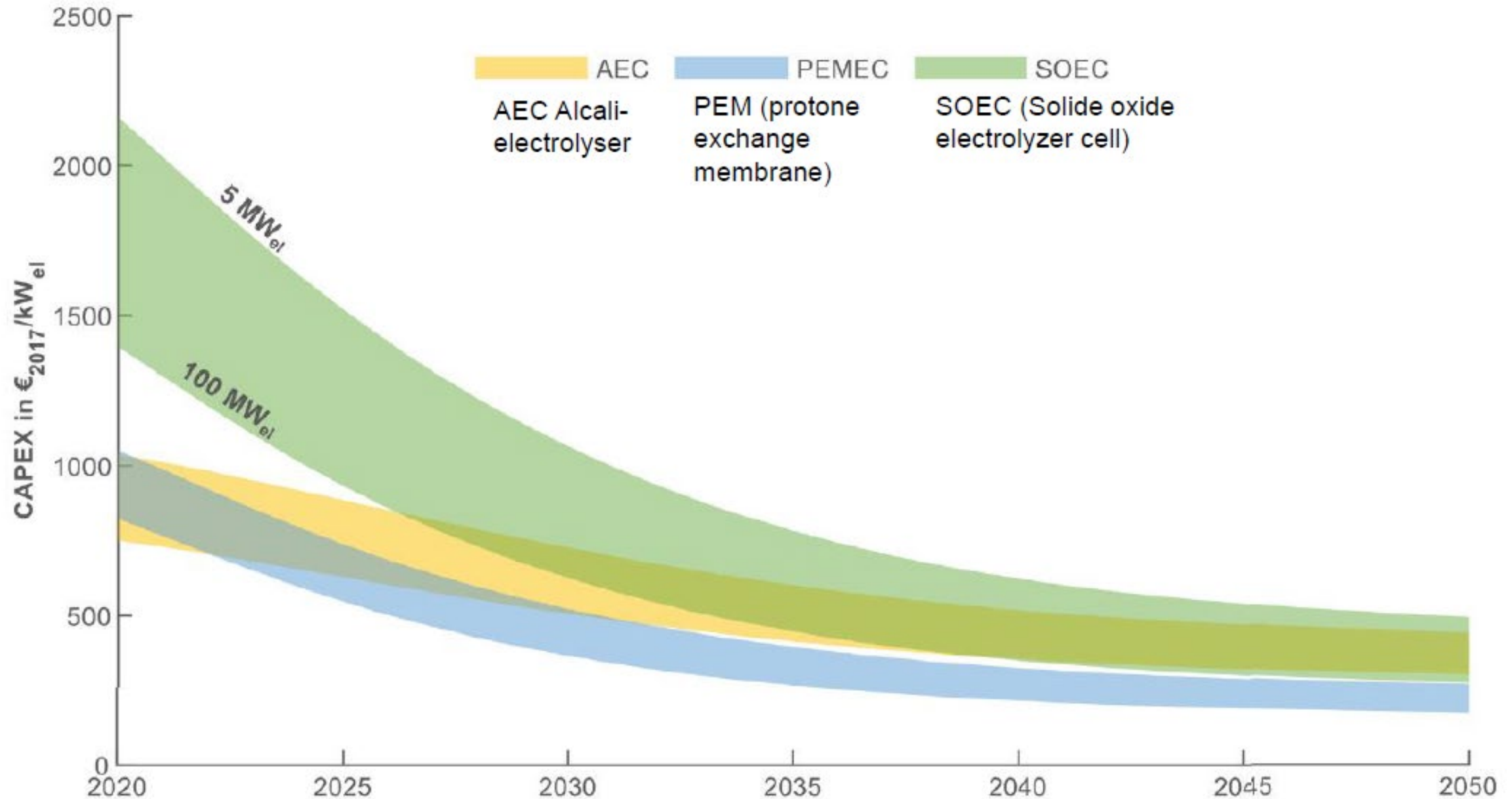


Hinweis: Das realisierte Bauvolumen von Power-to-Gas-Anlagen und damit die gewonnenen Erfahrungen (technologisches Lernen) hängen von der Entwicklung der zukünftigen weltweiten Nachfrage nach PtX-Produkten ab, die von klimapolitischen Maßnahmen (z.B. Kohlenstoffsteuern, Umfang staatlicher F&E, Subventionen und Markteinführungsprogrammen) und wirtschaftlichen Faktoren (z.B. Wirtschaftswachstum) abhängt.

Quelle: STORE&GO Power-to-Gas Roadmap 2020



# Kostenentwicklung des Elektrolyse-Systems (2/2)



# Kostenentwicklung der Methanisierung

