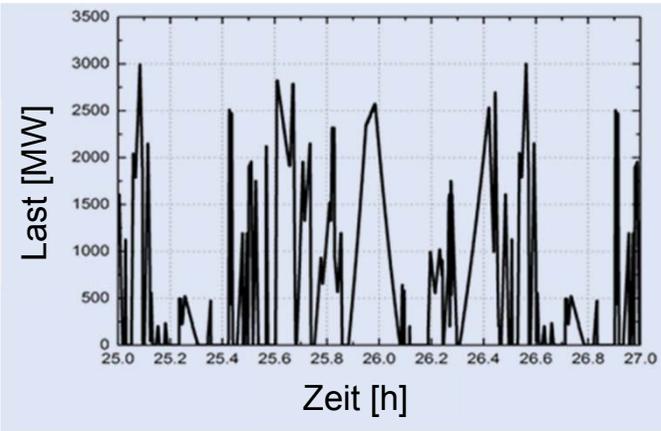


# Elektrolyseure und Brennstoffzellen zur Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff in der Energiewirtschaft - Stand und Perspektiven

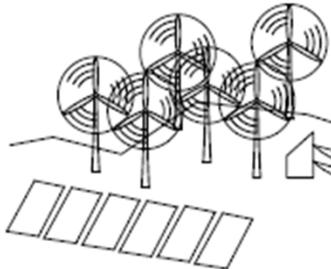
16.10.2019 | Ludger Blum, Martin Müller

Forschungszentrum Jülich  
Institut für Energie und Klimaforschung  
IEK-3 / Elektrochemische Verfahrenstechnik  
[l.blum@fz-juelich.de](mailto:l.blum@fz-juelich.de)

# Wasserstoff zur Speicherung und Nutzung erneuerbarer Elektrizität



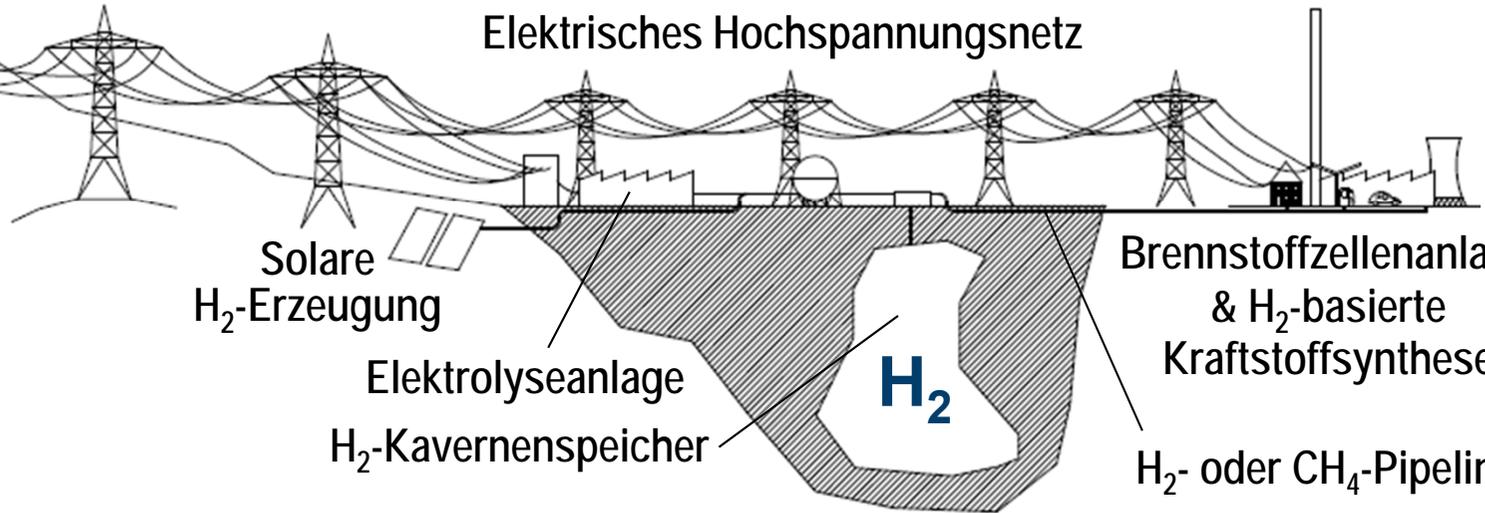
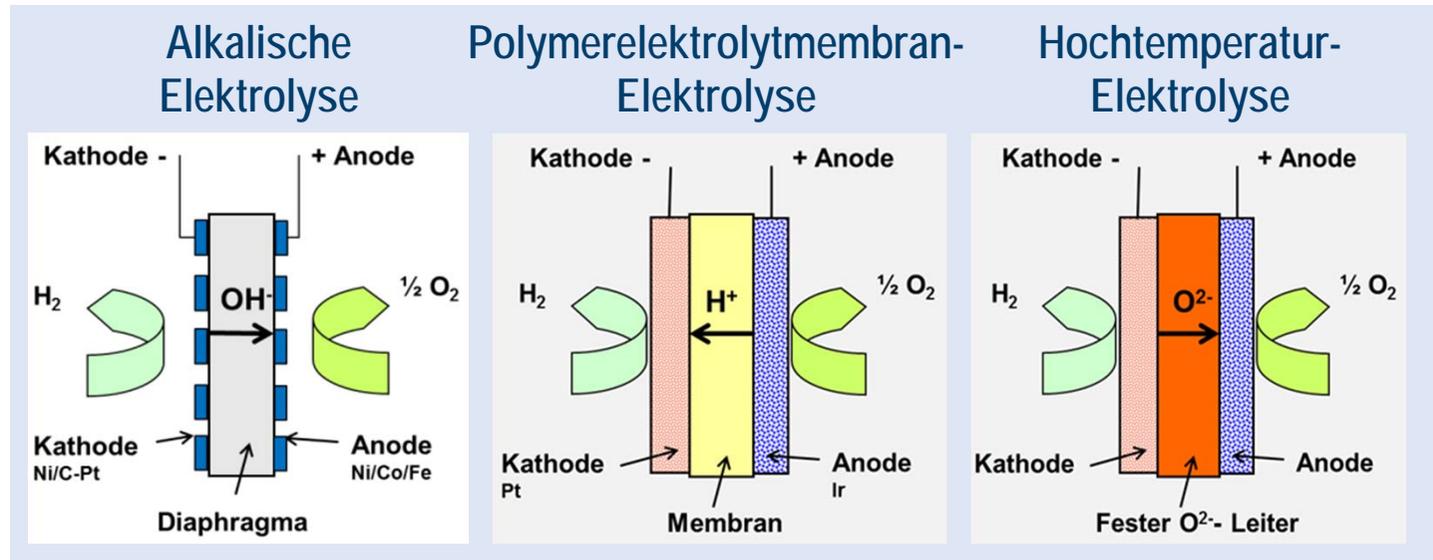
Windenergieanlagen



Photovoltaik

## Wasserstoff (H<sub>2</sub>)

Hu: 3,00 kW/Nm<sup>3</sup>  
 10,80 MJ/Nm<sup>3</sup>  
 33,33 kWh/kg  
 120,00 MJ/kg



# Elektrolyseure und Brennstoffzellen.....

## Inhalt

- Übersicht BZ- (Eignung für H<sub>2</sub>-Betrieb) und Elektrolyse-Typen
- Status stationäre Brennstoffzellen
- Verschiedene Elektrolysetypen – Weshalb / Weshalb nicht?
- Thermodynamik / Reaktionen
- Systemaspekte, Hersteller, Kostensituation
- Details zur SOE
- Weitere Möglichkeiten der SOE: Ko-Elektrolyse, reversibler Betrieb
- Ergebnisse 5/15 kW rSOC-Test
- SOC Aktivitäten weltweit, Reallaborprojekte in Deutschland
- Zusammenfassung und Ausblick

# Übersicht BZ- (Eignung für H<sub>2</sub>-Betrieb) und Elektrolyse-Typen

BZ	Typ	Elektrolyt	Temperaturbereich	H <sub>2</sub> -Betrieb	Elektrolyse
AFC	Alkaline Fuel Cell Alkalische BZ	hochkonzentrierte Kalilauge (6-7 M)	60 – 120°C	Ja	AEL
PEFC (PEM)	Polymer Electrolyte FC Polymerelektrolyt BZ	protonenleitende Kunststoffmembran	60 – 90°C	Ja	PEEL
PAFC	Phosphoric Acid FC Phosphorsäure BZ	hochkonzentrierte Phosphorsäure	200 - 250°C	Ja	----
MCFC	Molten Carbonate FC Karbonatschmelze BZ	Gemisch aus Lithium- und Kaliumkarbonat	600 - 700°C	Nein	----
SOFC	Solid Oxide FC Oxidkeramische BZ	sauerstoffionen- leitfähige Keramik (Zirkonoxid 8YSZ)	600 – 1000°C	Ja	SOE(C)

# Status stationäre Brennstoffzellen

## Anforderungen an ortsfeste Anwendungen

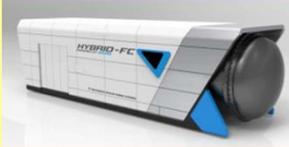
	<b>“Mikro-KWK“ Hausenergie- Versorgung</b>	<b>BHKW</b>	<b>Dezentrale Stromversorgung</b>
<b>Leistungsgröße</b>	1...5 kW	10...1000 kW	100...5000 kW
<b>Lebensdauer</b>	> 10 a		
<b>Betriebszeit der BZ</b>	40.000...80.000 h		
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	> 35 %	> 45 %	> 55 %
<b>Spezifische Zielkosten</b>	3.000 €/kW <sub>e</sub>	1000 - 1.500 €/kW <sub>e</sub>	500 - 1.500 €/kW <sub>e</sub>
<b>Zulässiger Leistungsverlust*</b>	0,13...0,25 % pro 1.000 h		

\*) bestimmt durch 10 % Leistungsverlust während der gesamten Lebensdauer

# Status stationäre Brennstoffzellen: Hausenergie (alle mit NG)

<b>Systeme &amp; Unternehmen</b>	 Viessmann / Hexis	 Viessmann / Panasonic	 SenerTec/Remeha ?	 Buderus / Solid Power	 Panasonic	 AISIN / Kyocera
<b>BZ - Typ</b>	SOFC	PEFC	PEFC	SOFC	PEFC	SOFC
<b>Elektrische Leistung</b>	1,0 kW	0,75 kW	0,75 kW	1,5 kW	0,75 kW	0,7 kW
<b>Thermische Leistung</b>	1,8 kW	1 kW	1,1 kW	0,6 kW	1 kW	0,6 kW
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	35 %	37 %	37 %	<b>60 %</b>	37%	53 %
<b>Gesamtwirkungsgrad</b>	95 %	92 %	92 %	85 %	92 %	87 %
<b>Anzahl Anlagen</b>	> 300	> 2.000	?	> 1.000	<b>&gt; 250.000</b>	<b>&gt; 50.000</b>
<b>Lebensdauer Stack</b>	7 – 8 Jahre	12 Jahre	80.000 h	> ?	> ?	> 70.000 h
<b>Preis</b>	ca. 20.000 €	19.500 €	?	ca. 20.000 €	7.900 €	9.950 €

# Status stationäre Brennstoffzellen: BHKW / dez. Stromvers.

Systeme & Unternehmen	 Hydrogenics / C/US/D	 Doosan Fuel Cell America	 Bloom Energy / US	 MHES / J	 Convion / FI
<b>BZ - Typ</b>	PEFC – H <sub>2</sub>	PAFC – NG/H <sub>2</sub>	SOFC - NG	SOFC - NG	SOFC - NG
<b>Elektrische Leistung</b>	1.000 kW	200/400 kW	250 kW	250 kW	50 kW
<b>Thermische Leistung</b>	1.500 kW	215/500 kW	? kW	? kW	25 kW
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	> 50 %	40 % (NG)	52 %	52 %	> 55 %
<b>Gesamtwirkungsgrad</b>	? %	90 % (NG)	? %	? %	82 %
<b>Anzahl Anlagen</b>	< 10	< 5 (NG: 400)	ca. 2.500	6	< 5
<b>max. Betriebszeit</b>	? h	80.000 h (NG)	? h	< 5.000 h	> 4.000 h

Ballard: 1.1 MW ClearGen™ Anlage bei Toyota Motor Sales USA (TMS) (ev. 2 weitere Anl.)

NedStack: 2011 eine 1 MW Anlage bei Solvay in Belgien und 2016 eine 2 MW Anlage in China bei Ynnovate Sanzheng

# Stationäre Brennstoffzellen: Zwischenfazit

## μKWK

- befindet sich im Hausenergiebereich in der Markteinführung:
  - EU: < 10.000 Anlagen installiert
  - Japan: > 300.000 Anlagen installiert
- PEFC und SOFC teilen sich den Markt
- Brennstoff: ausschließlich Erdgas
  - grundsätzlich auch für H<sub>2</sub> geeignet, aber bislang keine Infrastruktur

## KWK und dezentrale Stromerzeugung

- Steigender Bedarf, z.B. im Bereich Datencenter
- PEFC nur mit H<sub>2</sub> sinnvoll (erste Anlagen im MW-Bereich)
- PAFC und SOFC auch für H<sub>2</sub> geeignet, aber bislang kaum Nachfrage
- SOFC Anlagen von Bloom energy (ausschließlich mit Erdgas) beherrschen den Markt

# Hochtemperatur-Elektrolyse – Weshalb?

Die Vorteile eines SOE-Systems beruhen im Wesentlichen auf der hohen Betriebstemperatur:

- ❖ Hohe Reaktionsgeschwindigkeit → geringe kinetische Verluste  
→ Niedrige Betriebsspannung → hoher Zellwirkungsgrad
- ❖ Keine Edelmetallkatalysatoren
- ❖ Einkopplung „kostenloser“ Abwärme aus anderen Prozessen  
→ hoher Systemwirkungsgrad
- ❖ Ko-Elektrolyse von  $\text{H}_2\text{O}$  und  $\text{CO}_2$   
→ Direkte Produktion von Synthesegas
  - kein zusätzlicher Reaktor erforderlich
  - hoher Wirkungsgrad möglich, vor allem wenn Abwärme des chemischen Reaktors zur Dampfproduktion im SOE-System verwendet werden kann
- ❖ Reversibler Betrieb (SOFC – SOE) mit dem selben Stack möglich

# Hochtemperatur-Elektrolyse – Weshalb nicht?

Die Nachteile eines SOE-Systems beruhen im Wesentlichen auf der hohen Betriebstemperatur:

- ❖ Baugröße wegen keramischem Elektrolyten begrenzt  
→ viele Stacks für große Leistung
- ❖ Aufheizzeiten im Bereich von Stunden  
→ geringere Dynamik (gilt nicht für Lastwechsel)
- ❖ Entwicklungsstand liegt hinter dem von PEEL und AEL

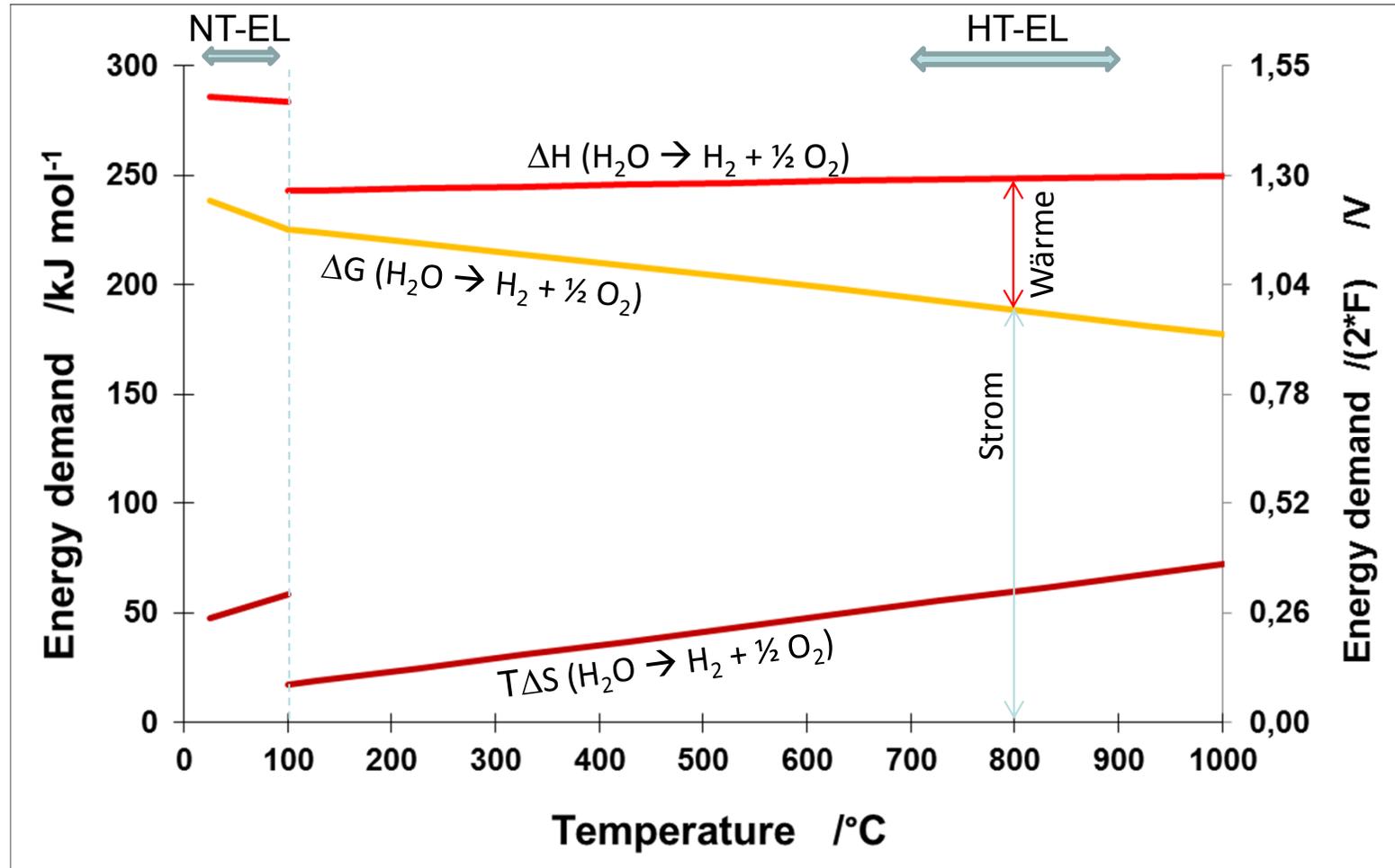
# PEM-Elektrolyse (PEEL) gegenüber Alkalischer Elektrolyse (AEL)

- ❖ Höhere Leistungsdichten
- ❖ Keine heißen Kreisläufe mit hochkonzentrierte Kalilauge
- ❖ Durch Feststoffmembran Differenzdrücke möglich
- ❖ Bessere Dynamik und Teillastfähigkeit

## Aber:

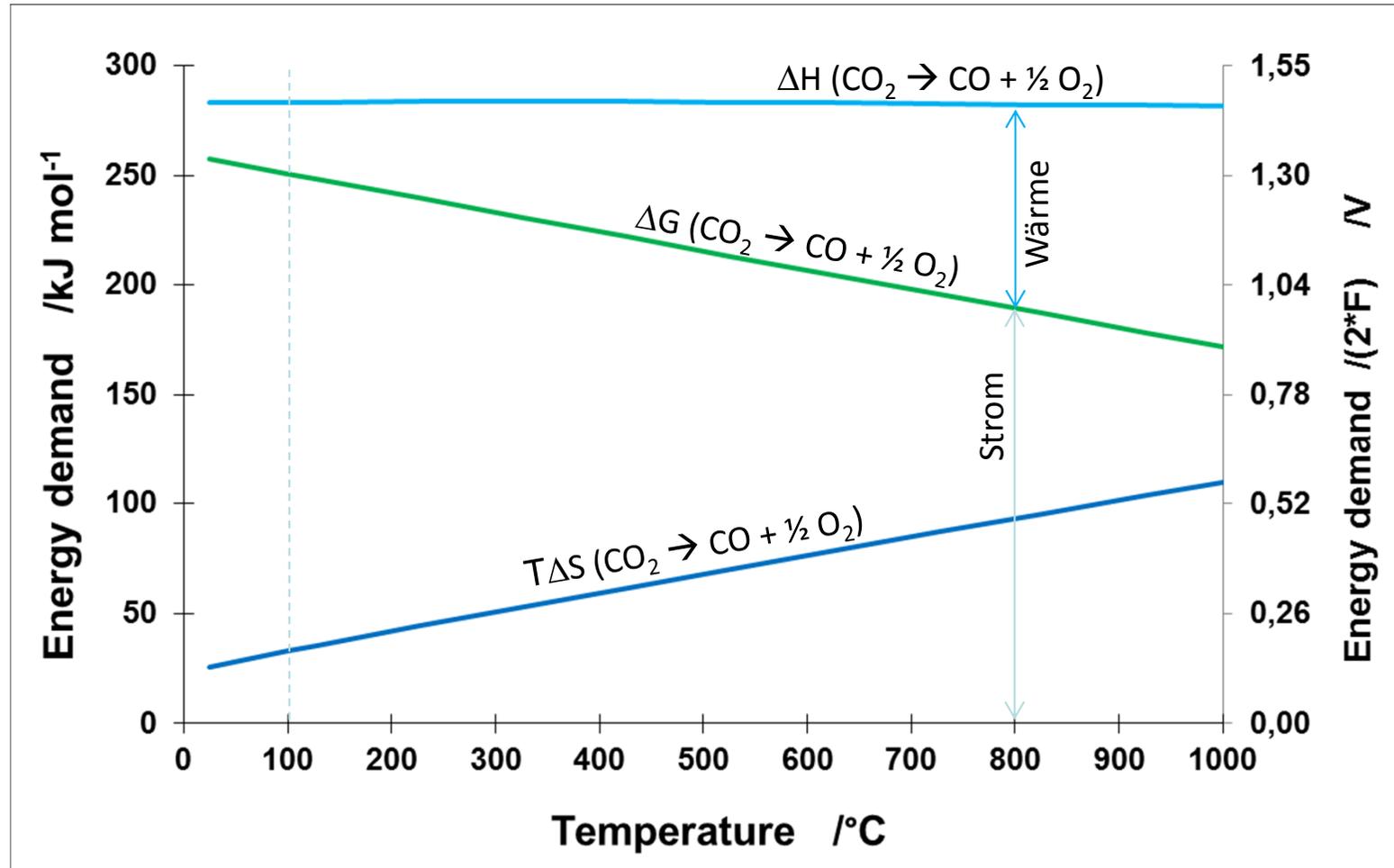
- ❖ Versorgungsproblem mit Iridium als Sauerstoffelektrode
- ❖ Weniger ausgereift als AEL
- ❖ Anlagenkosten (noch) höher als bei AEL
- ❖ Nachweis Langzeitstabilität noch zu erbringen

# Temperaturabhängigkeit des Energiebedarfs für die Reduktionsreaktionen von H<sub>2</sub>O



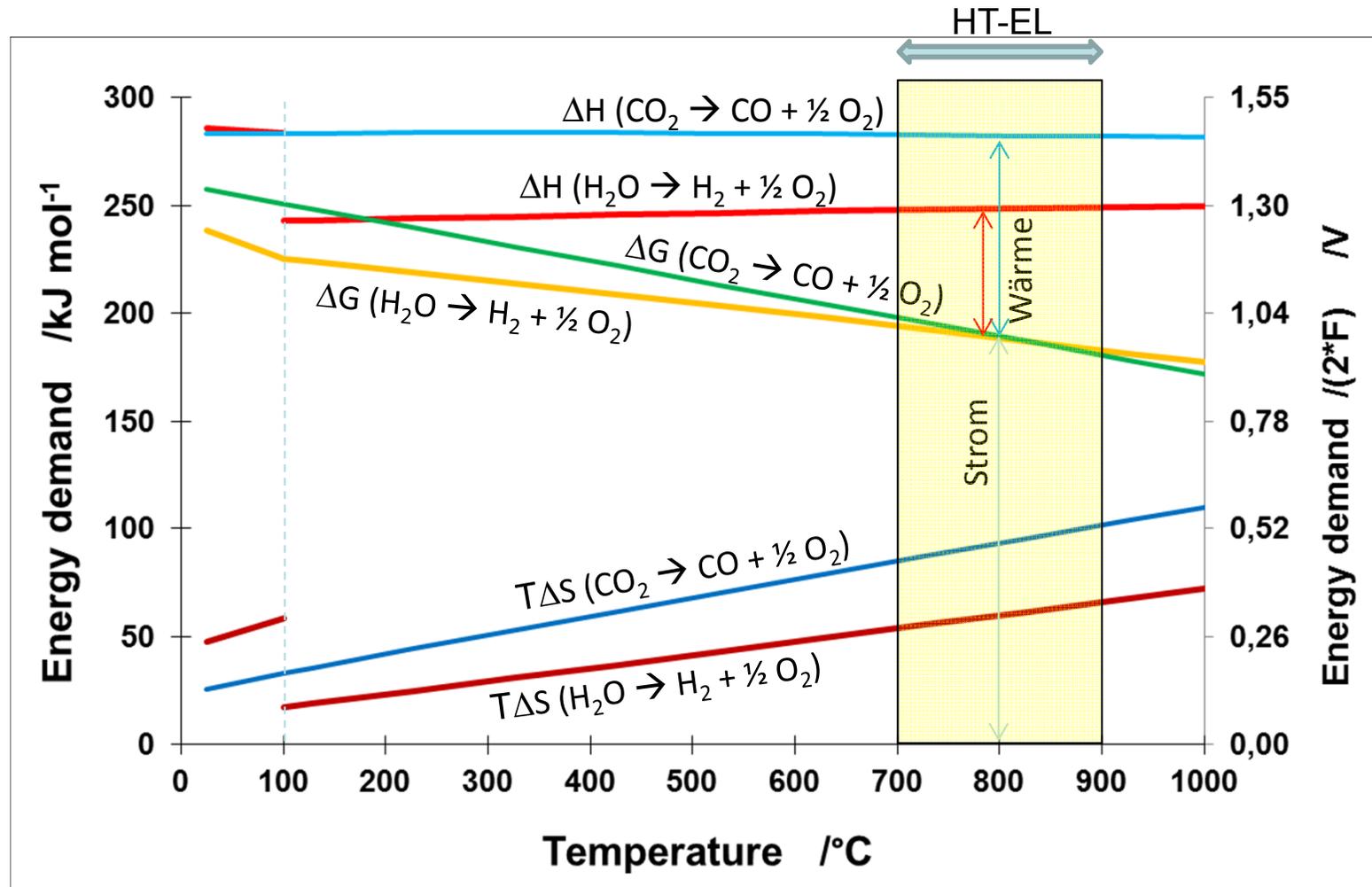
Reaktionsenthalpie von Wasserstoff bei Standarddruck

# Temperaturabhängigkeit des Energiebedarfs für die Reduktionsreaktionen von CO<sub>2</sub>



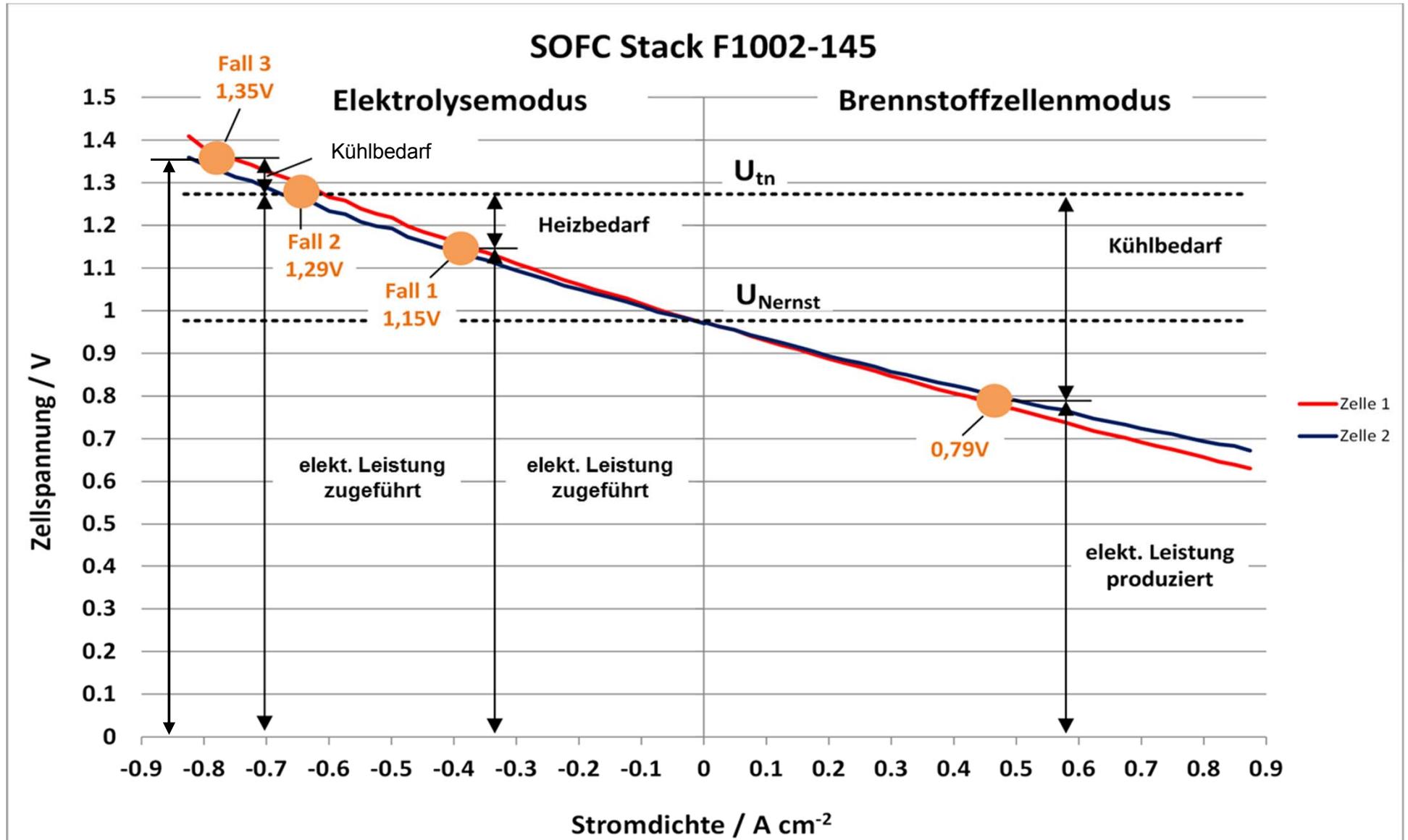
Reaktionsenthalpie von CO bei Standarddruck

# Temperaturabhängigkeit des Energiebedarfs für die Reduktionsreaktionen von H<sub>2</sub>O und CO<sub>2</sub>



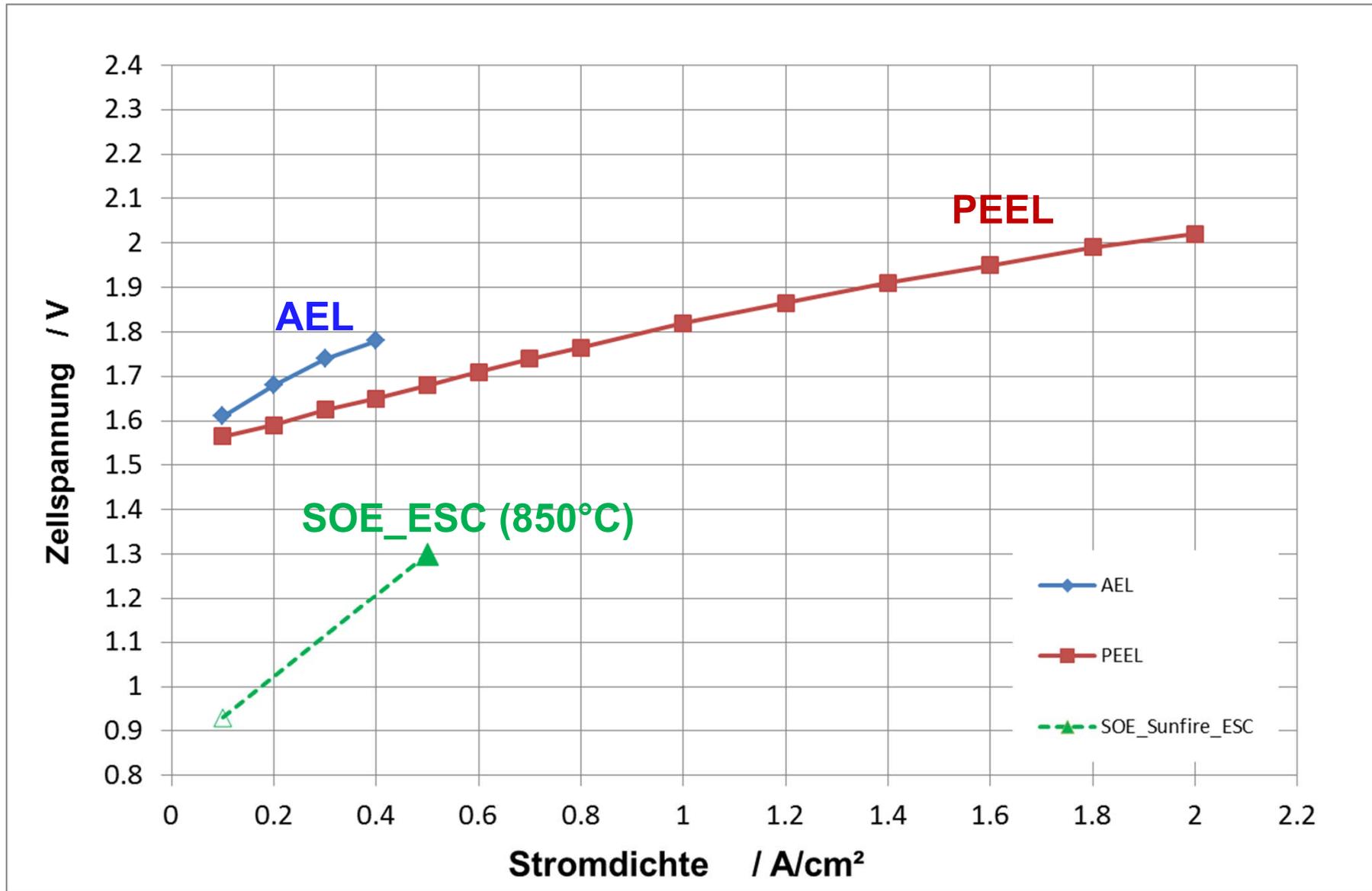
Im Temperaturbereich von 700°C – 900°C liegt die freie Reaktionsenthalpie der CO<sub>2</sub> Spaltung sehr nahe bei derjenigen von H<sub>2</sub>O

# Stack-Kennlinie (Elektrolyse- / Brennstoffzellenmodus)



Ofentemperatur: 750°C / 2,2 NI/min H<sub>2</sub> / 2,2 NI/min H<sub>2</sub>O / 5,3 NI/min Luft

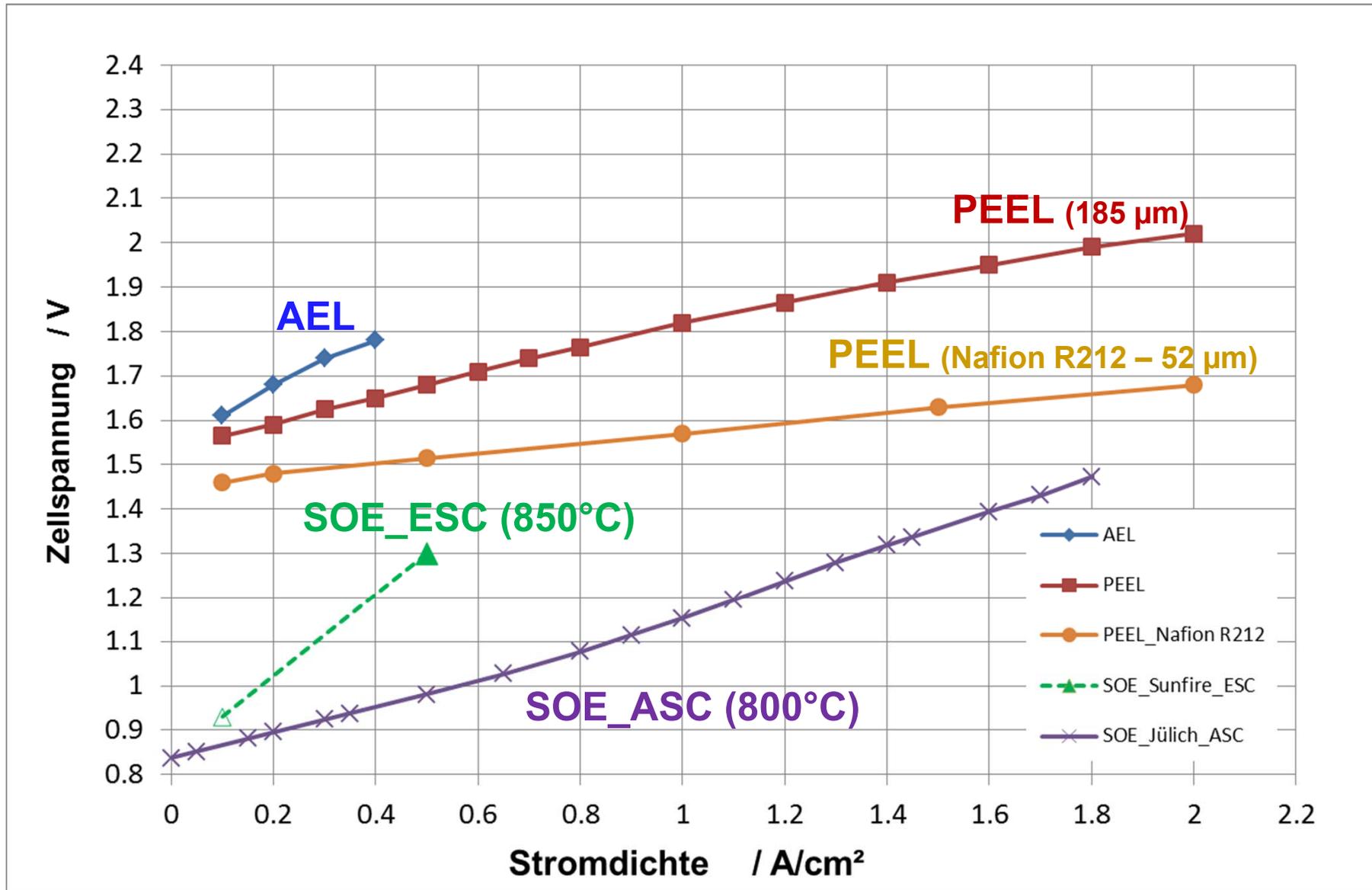
# Kennlinien verschiedener Elektrolysetypen



- Potential für höchste Leistungsdichten bei PEEL
- Höchste Zellwirkungsgrade bei SOE

Schwarze K. et al., Fuel Cells (2019) 19(4)

# Kennlinien verschiedener Elektrolysetypen



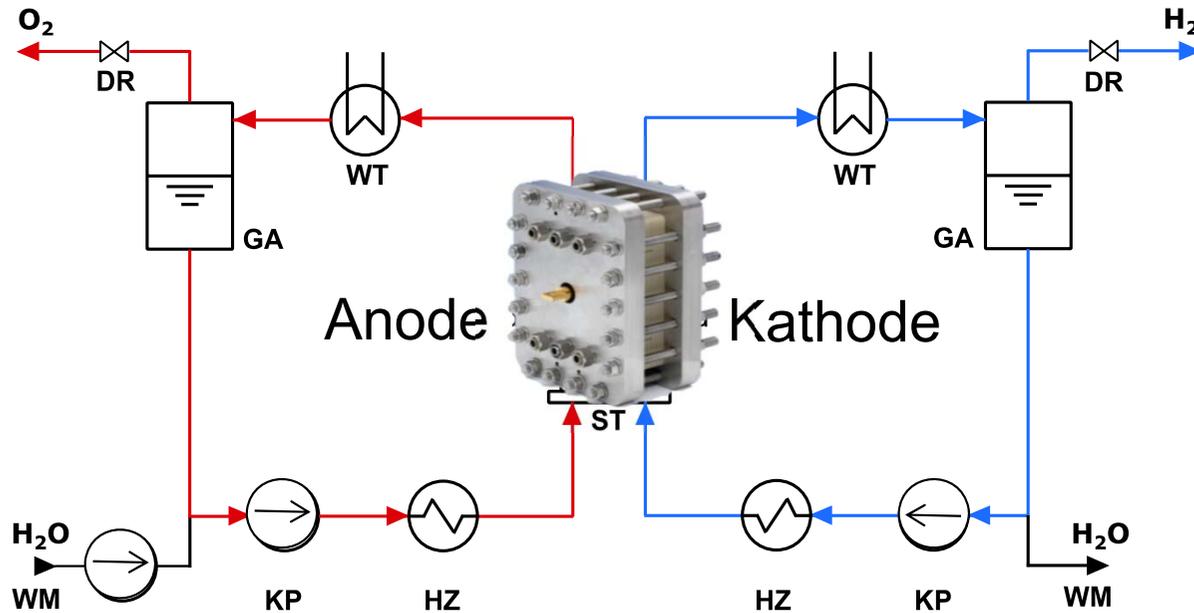
- Potential für Verbesserungen bei PEEL, z. B. durch dünnere Membranen
- Potential für Verbesserungen bei SOE, z. B. durch dünnere keram. Elektrolyte

# Hersteller von alkalischen Elektrolysesystemen

(IEK-3 Recherche aus Datenblättern der Hersteller)

Hersteller	Typ	H <sub>2</sub> Produktion m <sup>3</sup> /h (i.N.)	Betriebs- druck bar	Energie- verbrauch kWh/m <sup>3</sup> (i.N.)	Last %
<b>Hydrogenics</b> (Kanada)	HySTAT™ 30	12-30	10	4,9	40-100
<b>McPhy</b> (F)	Large H <sub>2</sub> production units	100-400	30	4,5	25-100
<b>Teledyne Energy Systems</b> (China)	TITAN EL- 1400	78	7-10	-	-
<b>Wasserelektrolyse Hydrotechnik</b> (D)	EV 150	206	Atmosph.	4,6	20-100
<b>NEL</b> (N)	A-Series	3.880	Atmosph. - mit Verd. 200	4,4	15-100
<b>ThyssenKrupp</b> (D)	20 MW Module	4.000	0,3 bar	4,3	10-100

# PEEL Systemaufbau und ausgewählte Hersteller



## Beispiele für Multi-MW-Systeme

- 6 MW Siemens (Mainz /D)
- 6 MW Siemens (Linz /Austria)
- 10 MW ITM (Köln /D)

Hersteller	Typ	Leistung [kW]	H <sub>2</sub> Produktion [m <sup>3</sup> /h]	Betriebsdruck [bar]
Siemens / D	Silyzer 200	1250	225	35 (gleich)
Siemens / D	Silyzer 300	bis ~100 MW	bis 22.250	?
Proton Onsite / US/N	M200	1000	200	30 (Differenz)
ITM Power / UK	HGas1000	1030	214	80 (Differenz)
H-Tec / D	EL30	18	3,6	30 (Differenz)

Machbarkeitsstudie zur Elektrolyse:

<https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A860345734/Zwanzig20-HYPOS-Machbarkeitsstudie-Elektrolyse/>

# PEEL: Kostenreduktion

## **Ansätze zur Reduktion der Investitionskosten:**

- Weniger Edelmetalle
- Weniger Titan
- Hohe Leistungsdichte (z.B. dünnere Membranen) → weniger aktive Fläche
- Kostengünstigere Leistungselektronik

## **Ansätze zur Reduktion der Betriebskosten:**

- Höherer Wirkungsgrad
  - Arbeitstemperaturen steigern
  - Neue Katalysatoren
- Druckbetrieb
- Langzeitstabilität erhöhen

# Investitionen für die Elektrolyse: Aktueller Stand und erwartete Entwicklung

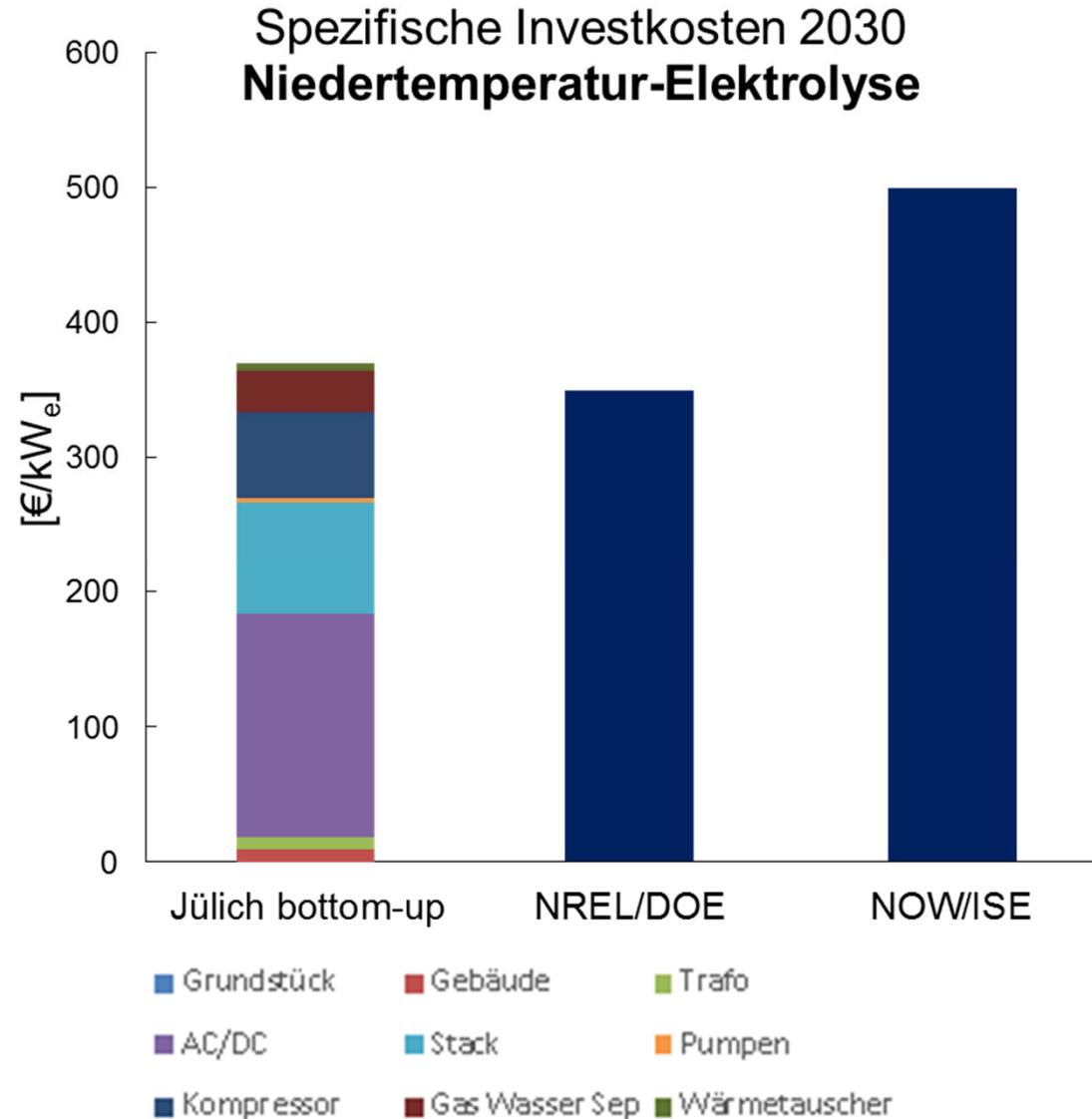
## Status 2019:

- spezifische Investitionen liegen zwischen 1000 und 2500 €/kW<sub>el</sub> (geringe Produktionsmengen)
- Weitere Forschung und Entwicklung sowie Scale-up haben das Potenzial, die Kosten zu senken.

## Kommende Jahre (2030):

- Bottom-up-Kostenanalyse: Investitionskosten von 340-410 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2030 sind möglich.
- Inklusive: Stapel, Systemkomponenten, Gasverdichtung bis 100 bar, Land, Wohnen/Gebäude
- Lebensdauer 10 Jahre (4.600 h/a)
- Bei den Berechnungen werden aktuelle Entwicklungen und Erfolge in der Forschung berücksichtigt.

Die Kosten der installierten Wasserstoff-erzeugungsleistung liegen bei ~570 €/kW<sub>70%-LHV</sub>



# Elektrolyse – Systemwirkungsgrade

Heizwert des produzierten Wasserstoffs (LHV) bezogen auf den el. Input ins System:

$$\eta_{System\_1} = \frac{H_u^0}{\frac{P_{DC}}{\eta_{GR}} + P_{eigen}}$$

Einschließlich Leistungsaufnahme des H<sub>2</sub> Kompressors:

$$\eta_{System\_2} = \frac{H_u^0}{\frac{P_{DC}}{\eta_{GR}} + P_{eigen} + P_{Verd}}$$

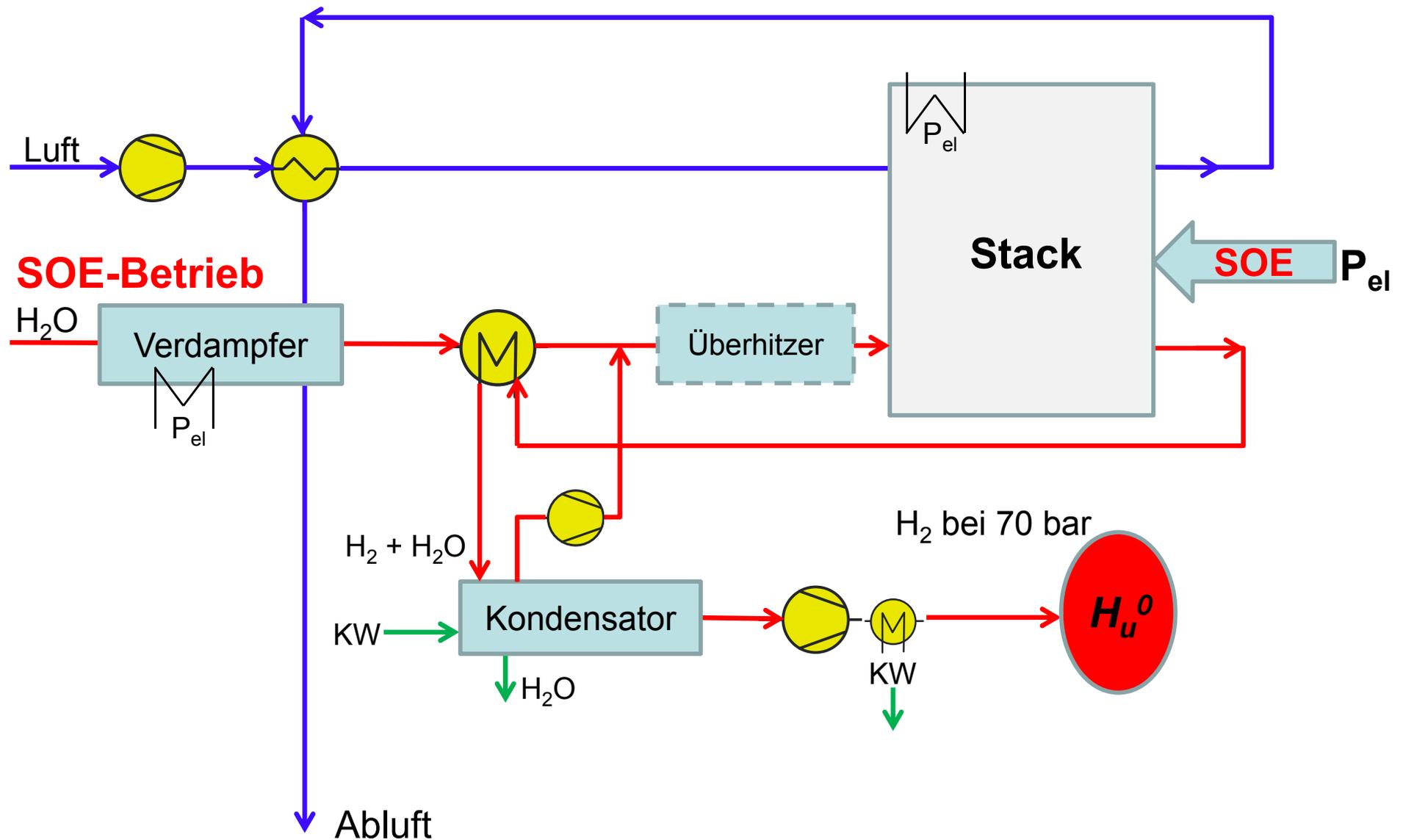
Einschließlich Leistungsaufnahme des H<sub>2</sub> Kompressors und Hochtemperaturwärme:

$$\eta_{System\_3} = \frac{H_u^0}{\frac{P_{DC}}{\eta_{GR}} + P_{eigen} + P_{Verd} + \dot{Q}_{HT}}$$

Einschl. Lstgsaufn. des H<sub>2</sub> Kompressors und Hoch- und Niedertemperaturwärme:

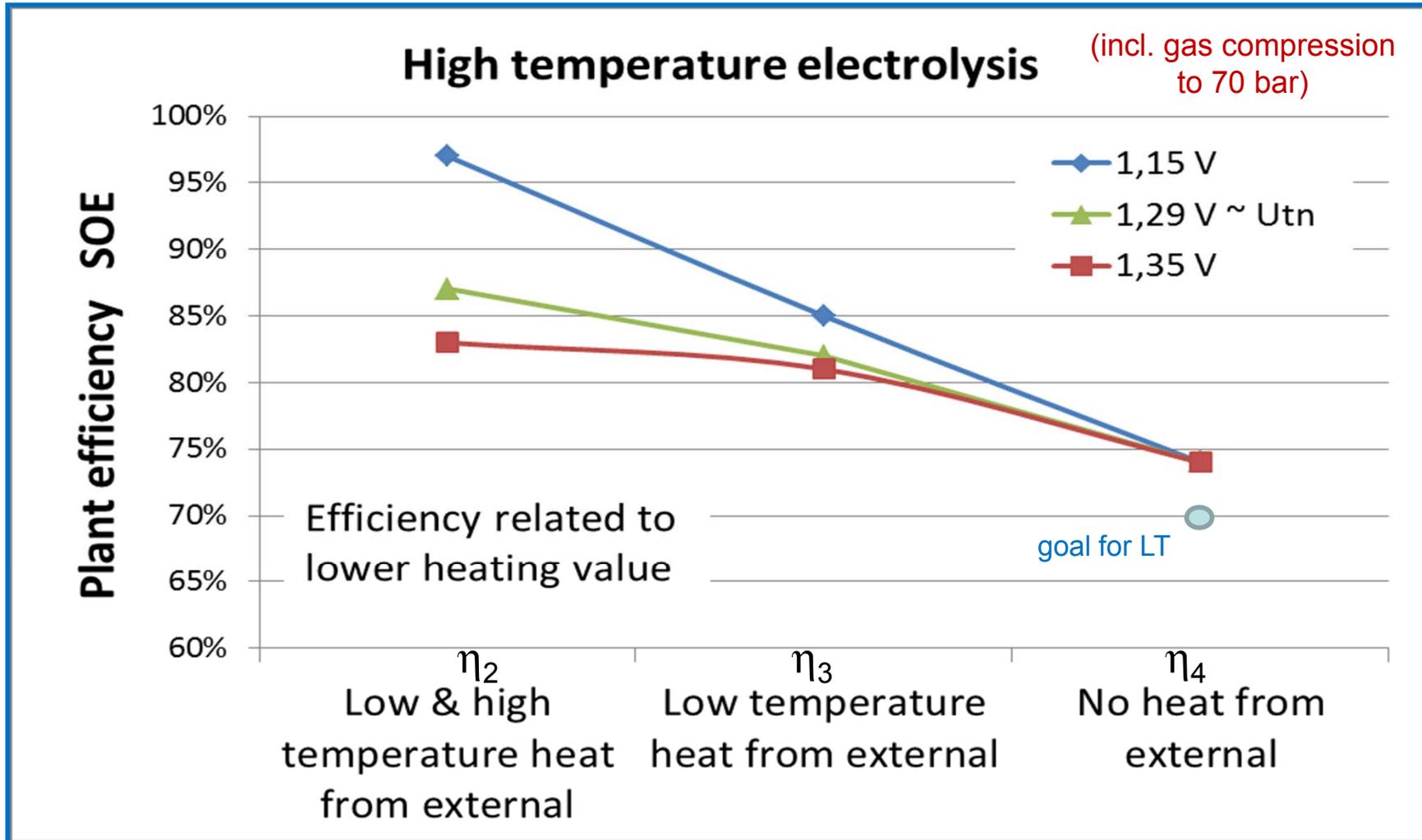
$$\eta_{System\_4} = \frac{H_u^0}{\frac{P_{DC}}{\eta_{GR}} + P_{eigen} + P_{Verd} + \dot{Q}_{HT} + \dot{Q}_{Dampf}}$$

# SOE-Elektrolysesystem mit Kathodenrezyklierung



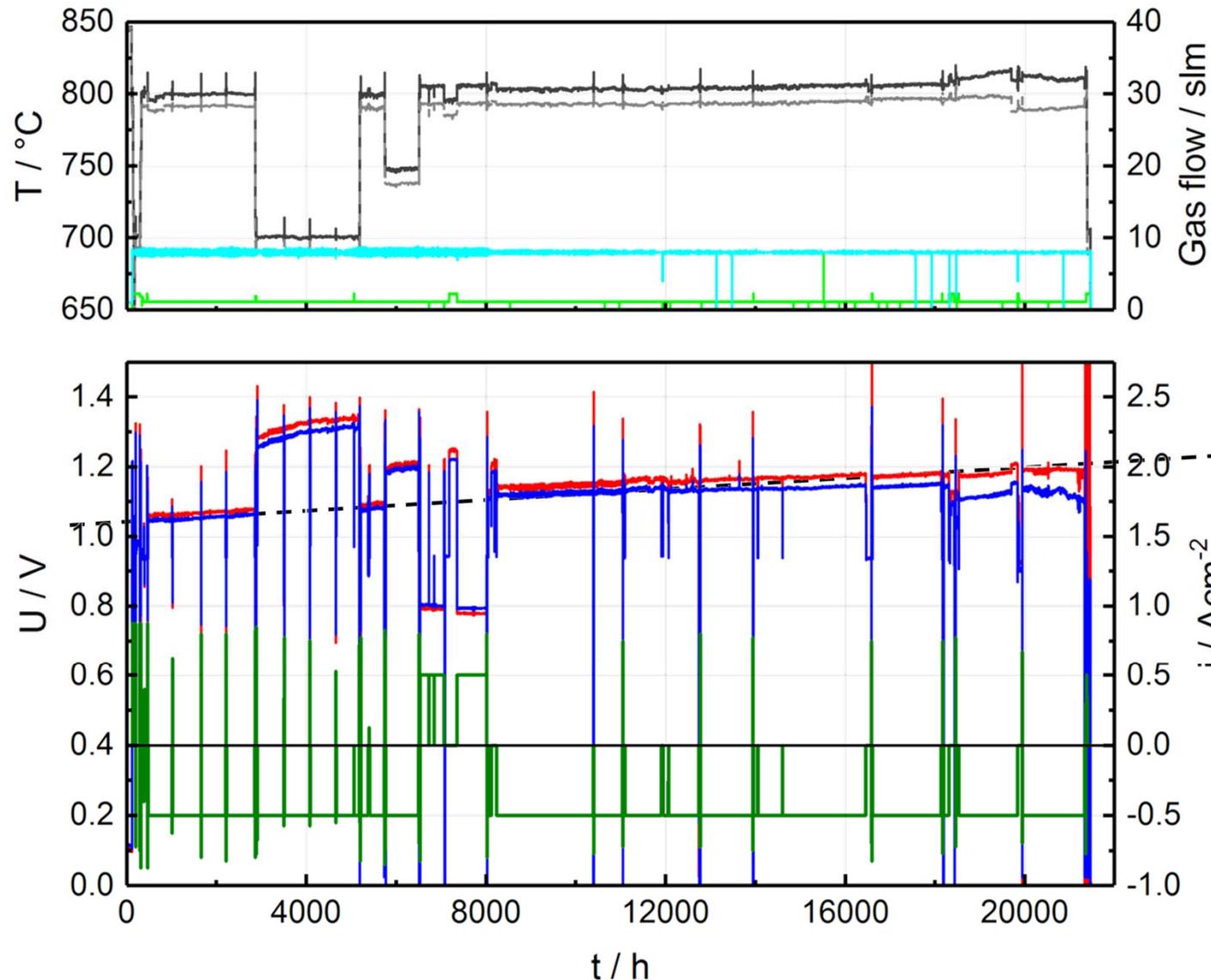
Erste Vorkommerzielle Produkte durch Sunfire /D

## Effekt der Wärmebereitstellung auf den Wirkungsgrad



R. Peters, R. Deja, L. Blum, V.N. Nguyen, Q. Fang, D. Stolten,  
Influence of operating parameters on overall system efficiencies using solid oxide electrolysis technology,  
International Journal of Hydrogen Energy, 40 (2015) 7103-7113.

# SOE Stackperformance - Langzeitstabilität



Start: 10.09.2014  
 Test bench: MP04

— T<sub>1</sub>    - - - T<sub>2</sub>  
 — H<sub>2</sub>    — air  
 — U<sub>1</sub>    — U<sub>2</sub> (top)  
 — j

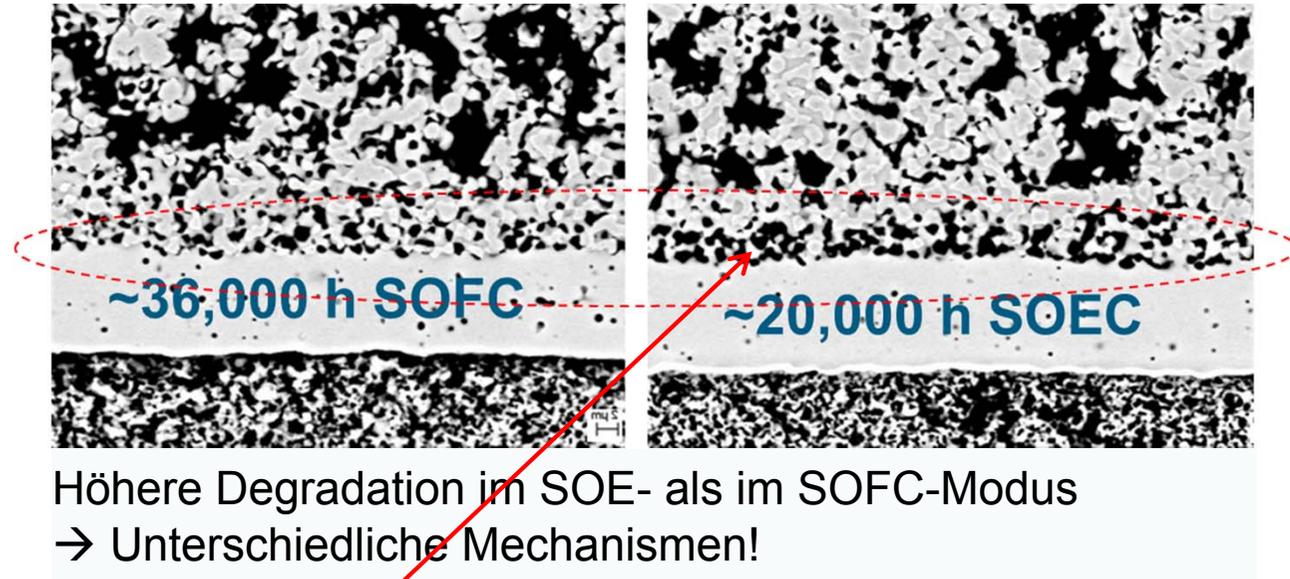
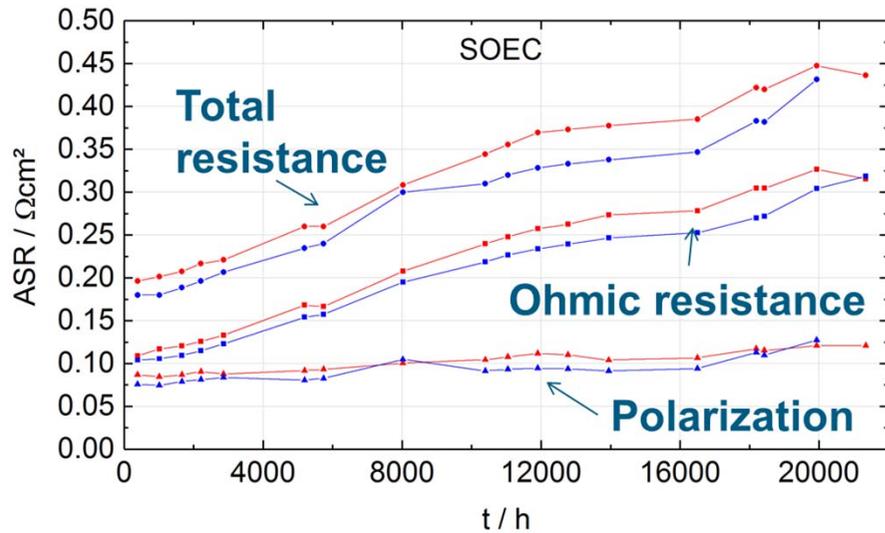
Electrolysis:  
 H<sub>2</sub> 1.11 slm  
 H<sub>2</sub>O 50 %  
 Air 8.0 slm  
 j = -0.5 Acm<sup>-2</sup>    u<sub>H2O</sub> = 50%

Electrolysis @ 800 °C; t: 2351 h  
 Electrolysis @ 700 °C; t: 2254 h  
 Electrolysis @ 800 °C; t: 493 h  
 Electrolysis @ 750 °C; t: 738 h  
 Fuel cell @ 800 °C; t: 1196 h

**Betriebszeit im Elektrolysemodus: ~19.000h**

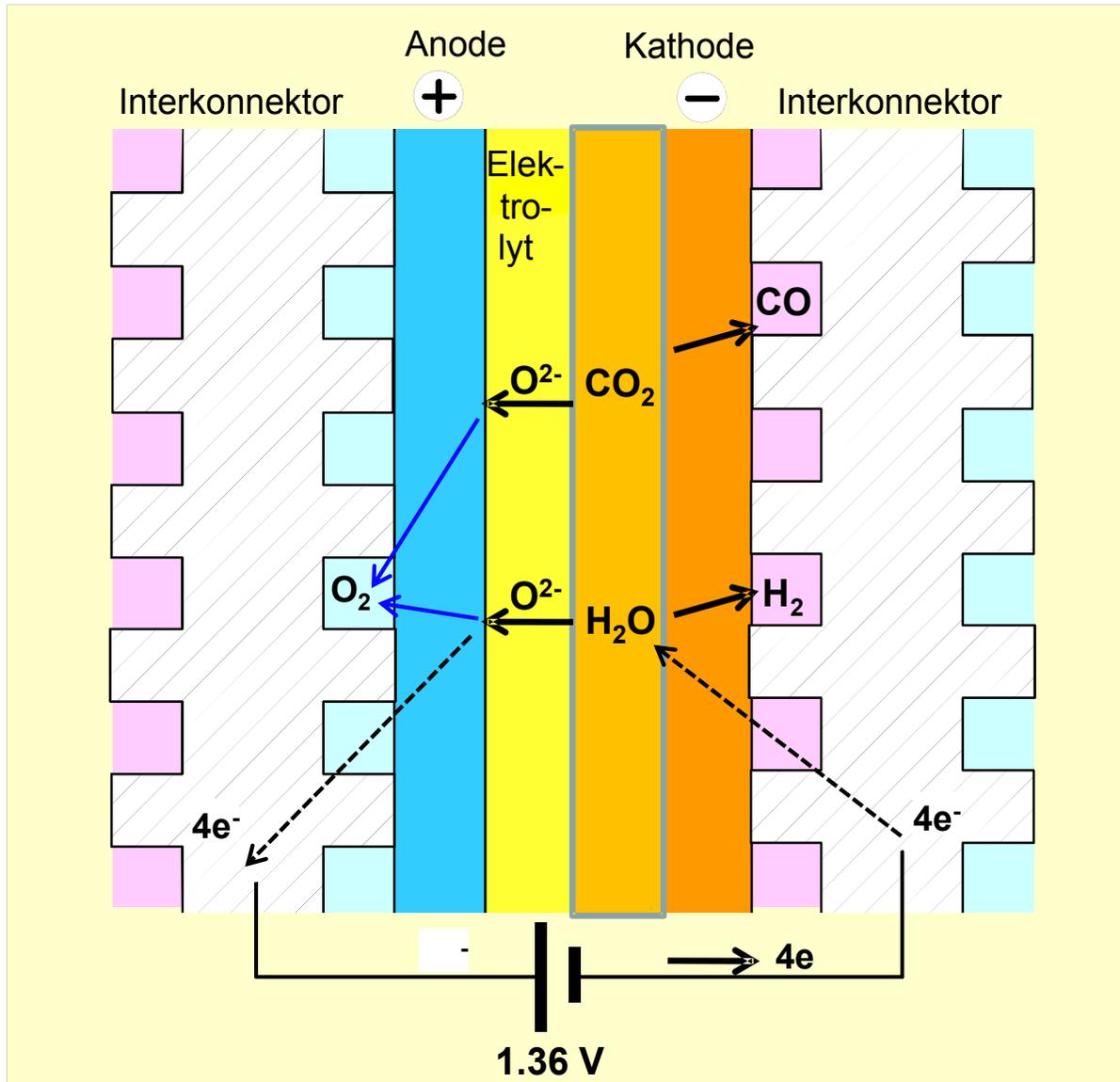
**Spannungsdegradation ~ 0.6%/1000h**

# SOE Stackperformance - Langzeitstabilität

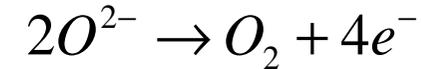


→ Degradation hauptsächlich verursacht durch den Anstieg des ohm'schen Widerstands, verursacht durch Ni-Verlust

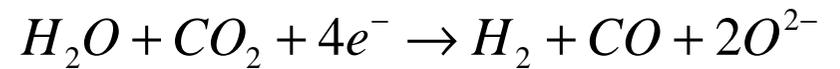
# Prinzip der Ko-Elektrolyse von Wasserdampf/CO<sub>2</sub> (1:1) in einer SOEC



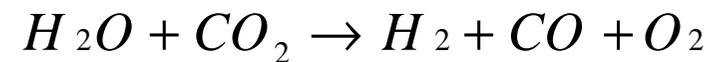
## Anode



## Kathode



## Gesamt



Thermoneutrale Spannung (RT) = 1.360 V

➔ Reaktionswärme (Heizwert)

$$\Delta H^0_{H_2O/H_2} = +242 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$$

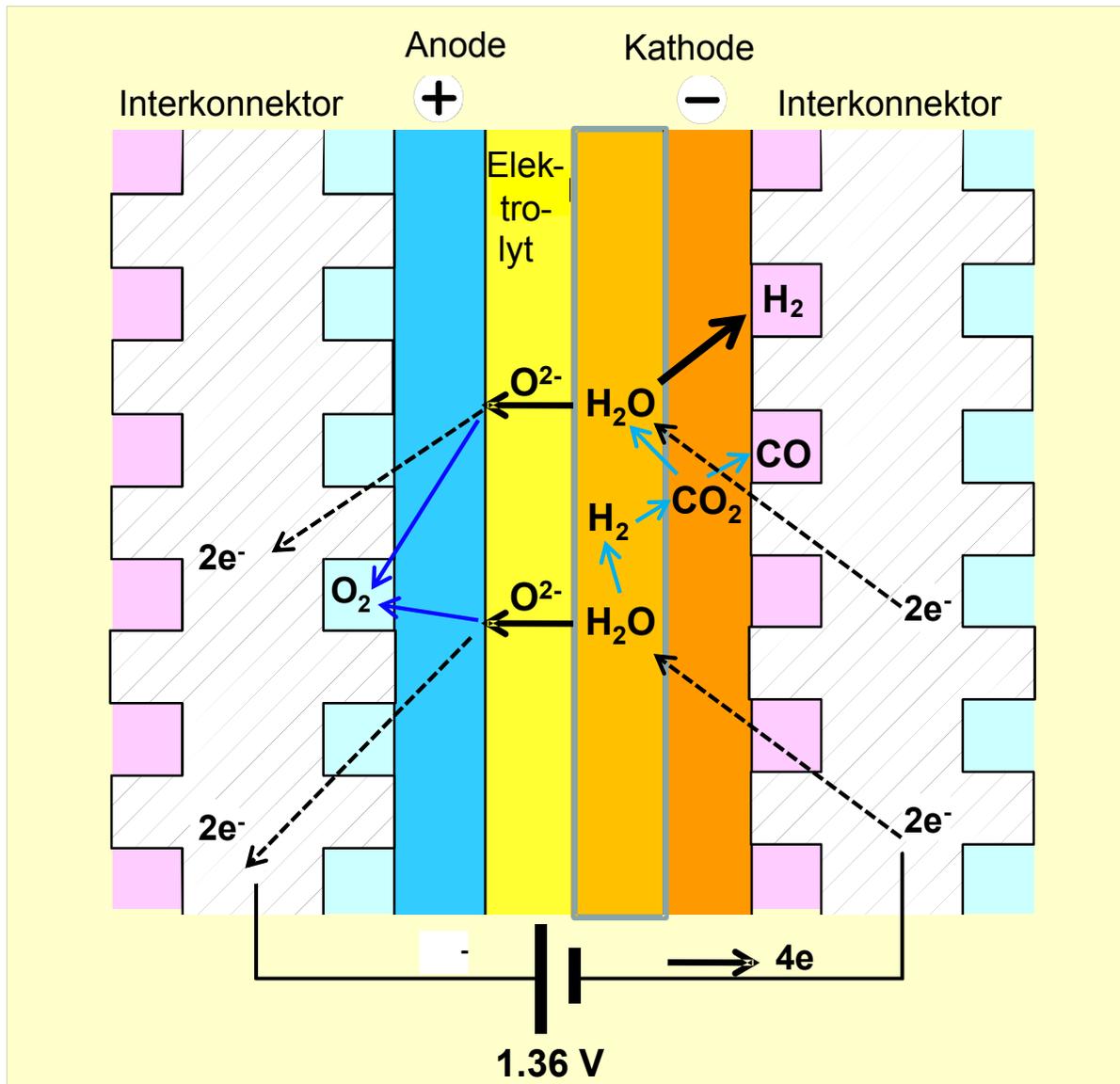
$$\Delta H^0_{CO_2/CO} = +283 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$$

(endotherm)

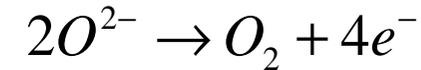
# Reaktionen in einer SOEC

Reaktion		$\Delta H$ [kJ/mol]
R1	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	242
R2	$\text{CO}_2 \rightarrow \text{CO} + \frac{1}{2} \text{O}_2$	283
R3	$\text{CO}_2 + \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$	41
R4	$\text{CO} + 3 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	206
R5	$\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$	165
R6	$2 \text{CO} \leftrightarrow \text{C} + \text{CO}_2$	-131

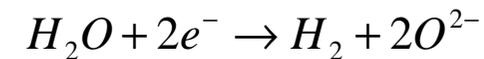
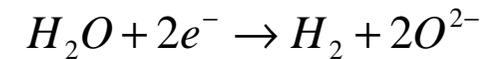
# Prinzip der Ko-Elektrolyse von Wasserdampf/CO<sub>2</sub> (1:1) in einer SOEC



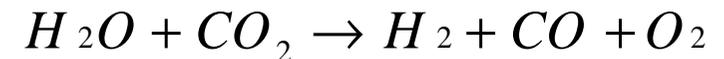
## Anode



## Kathode



## Gesamt



Thermoneutrale Spannung (RT) = 1.360 V

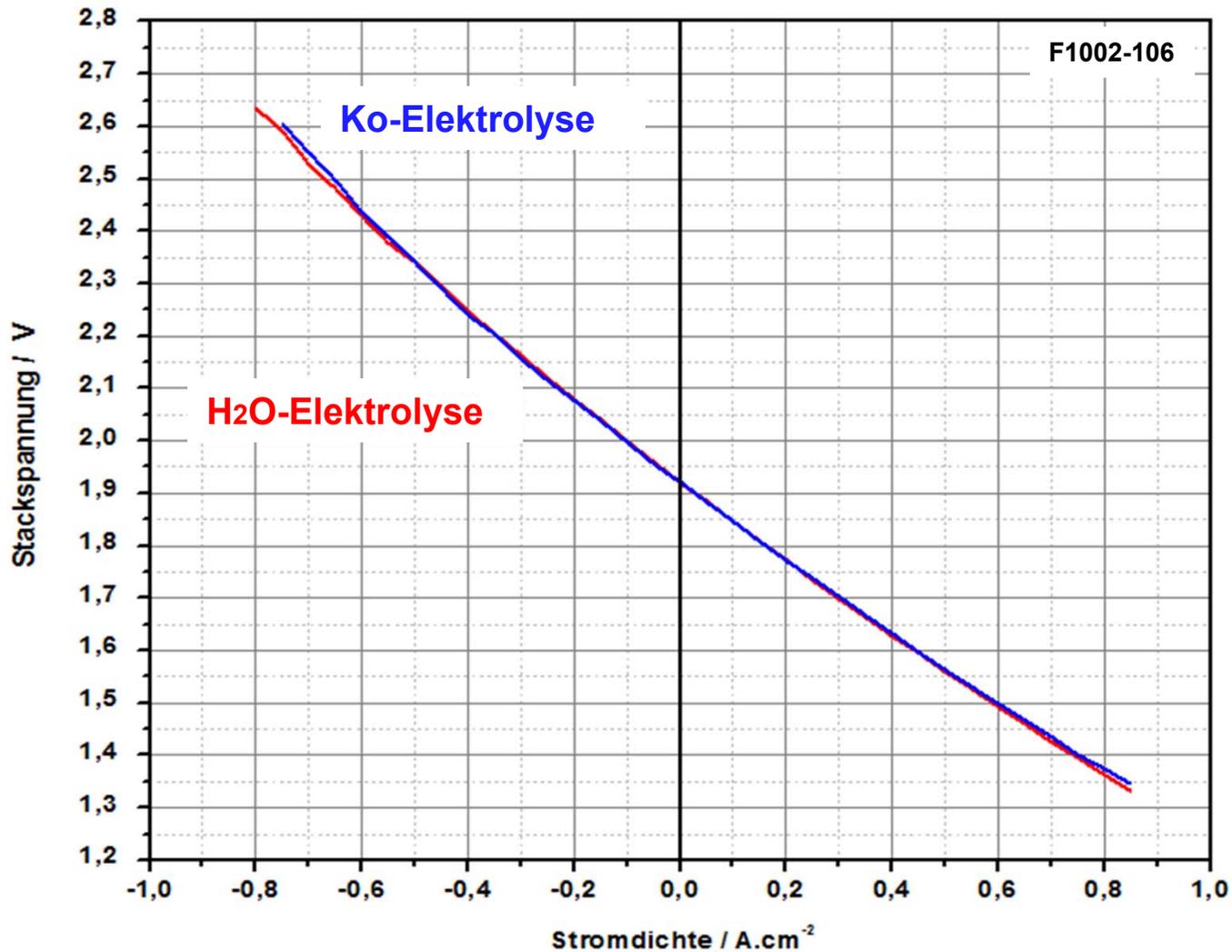
→ Reaktionswärme (Heizwert)

$$\Delta H^0_{H_2O/H_2} = +242 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$$

$$\Delta H^0_{RWGS+H_2O/H_2} = + 41 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1} \\ +242 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$$

$$= +283 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1} \text{ (endotherm)}$$

# SOE Stackperformance - Ko-Elektrolyse



Luft: 5.3 NI/min

H<sub>2</sub>: 2.2 NI/mi

H<sub>2</sub>O: 50%

750°C

Luft: 5.3 NI/min

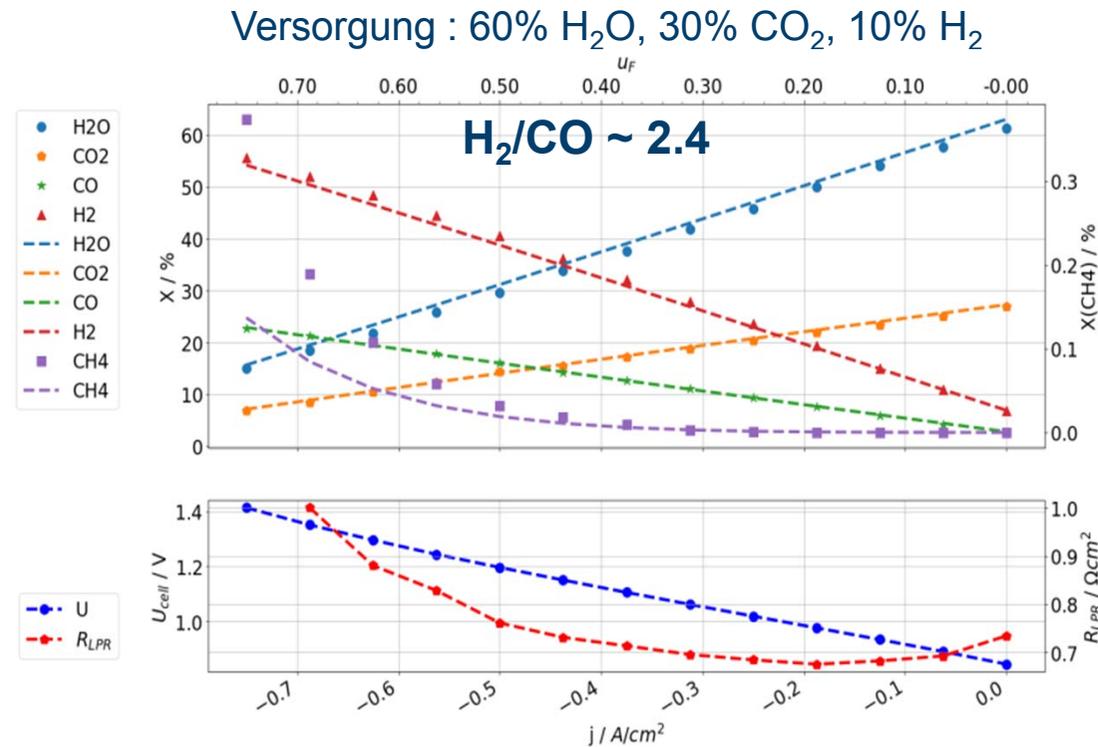
H<sub>2</sub>: 2.2 NI/min

H<sub>2</sub>O: 25%

CO<sub>2</sub>: 25%

Vergleichbare Stack-Charakteristik in Dampf- und Ko-Elektrolyse

# SOE - Ko-Elektrolyse: Einstellung der Produktgaszus.setzung



- Einstellung der Produktgaszusammensetzung im Stackbetrieb gezeigt mit  $H_2/CO$  zwischen 1.6 und 7.6
- Für praktische Anwendungen ist die Produktgaszusammensetzung mit der Annahme einer Kaskade von H<sub>2</sub>O-Elektrolyse + RWGS bestimmbar
- Ausnahme Methan: unterschätzt bei hohen Konversionsraten  
→ Vermutlich Hinweis für größeres Ausmaß direkter CO<sub>2</sub>-Konversion
- Bei  $\sim 800$  °C ist  $H_2/CO$  fast unabhängig von  $j$

# rSOC - Motivation

## Stromproduktion mit erneuerbaren Energiesystemen



Leistung ist nicht zu jeder Zeit verfügbar

Bedarf ist von Erzeugung entkoppelt

### Lösung:

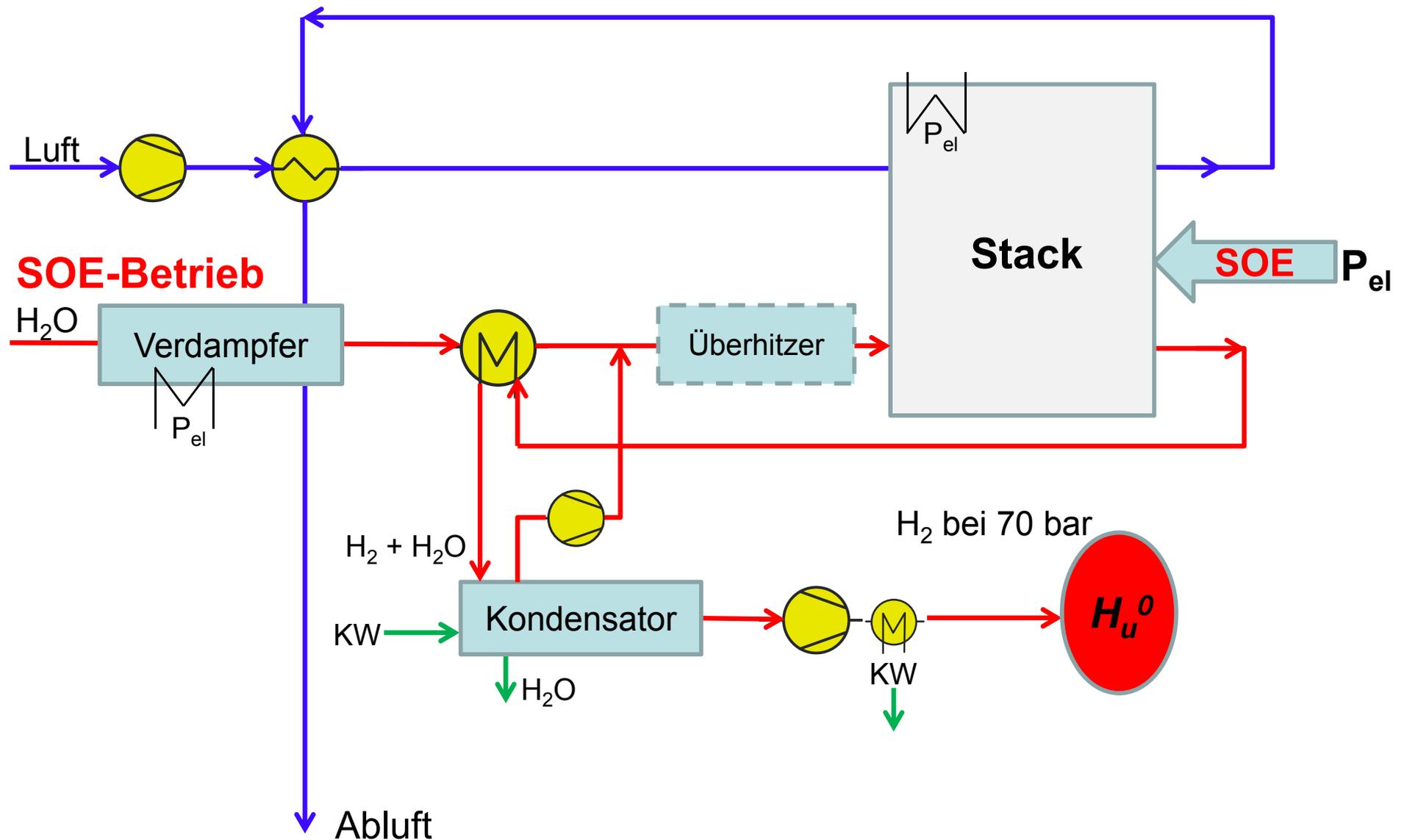
Energiespeicherung und Rückwandlung nach Bedarf

➔ reversible Solid Oxide Cell (rSOC)

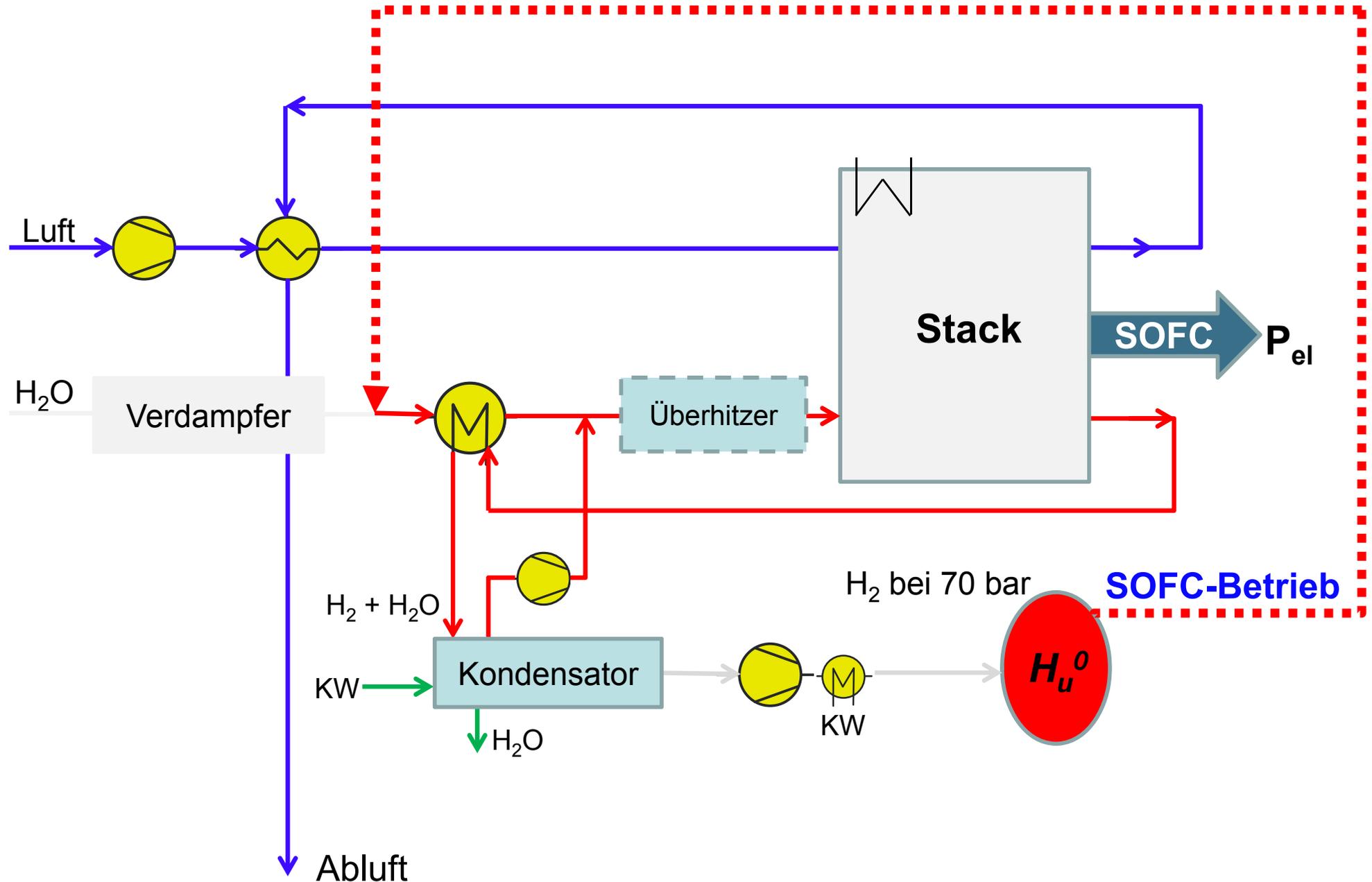
- Speicherung mit Hochtemperatur-Elektrolyse (SOE)
- Rückwandlung mit Hochtemperatur-BZ (SOFC)



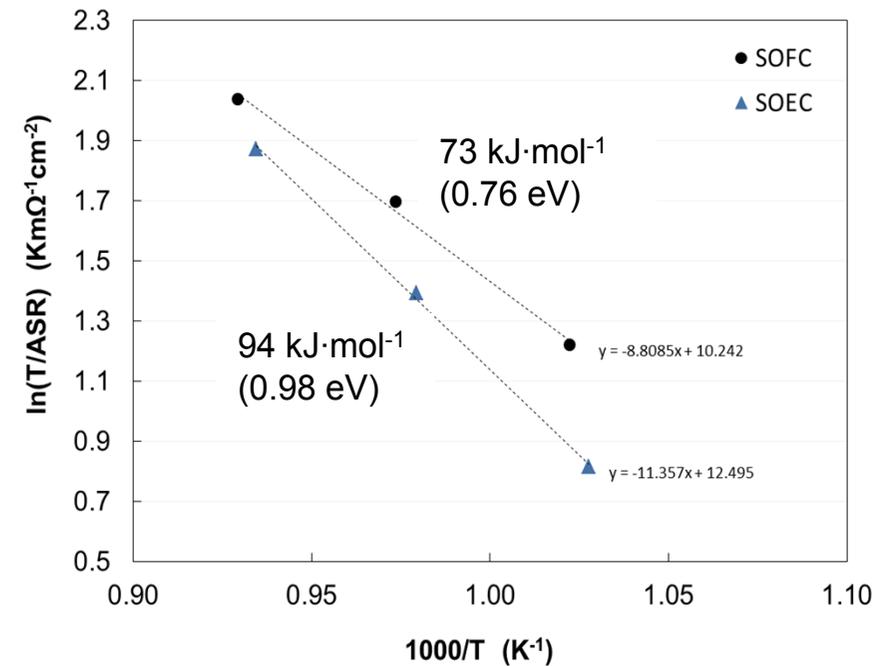
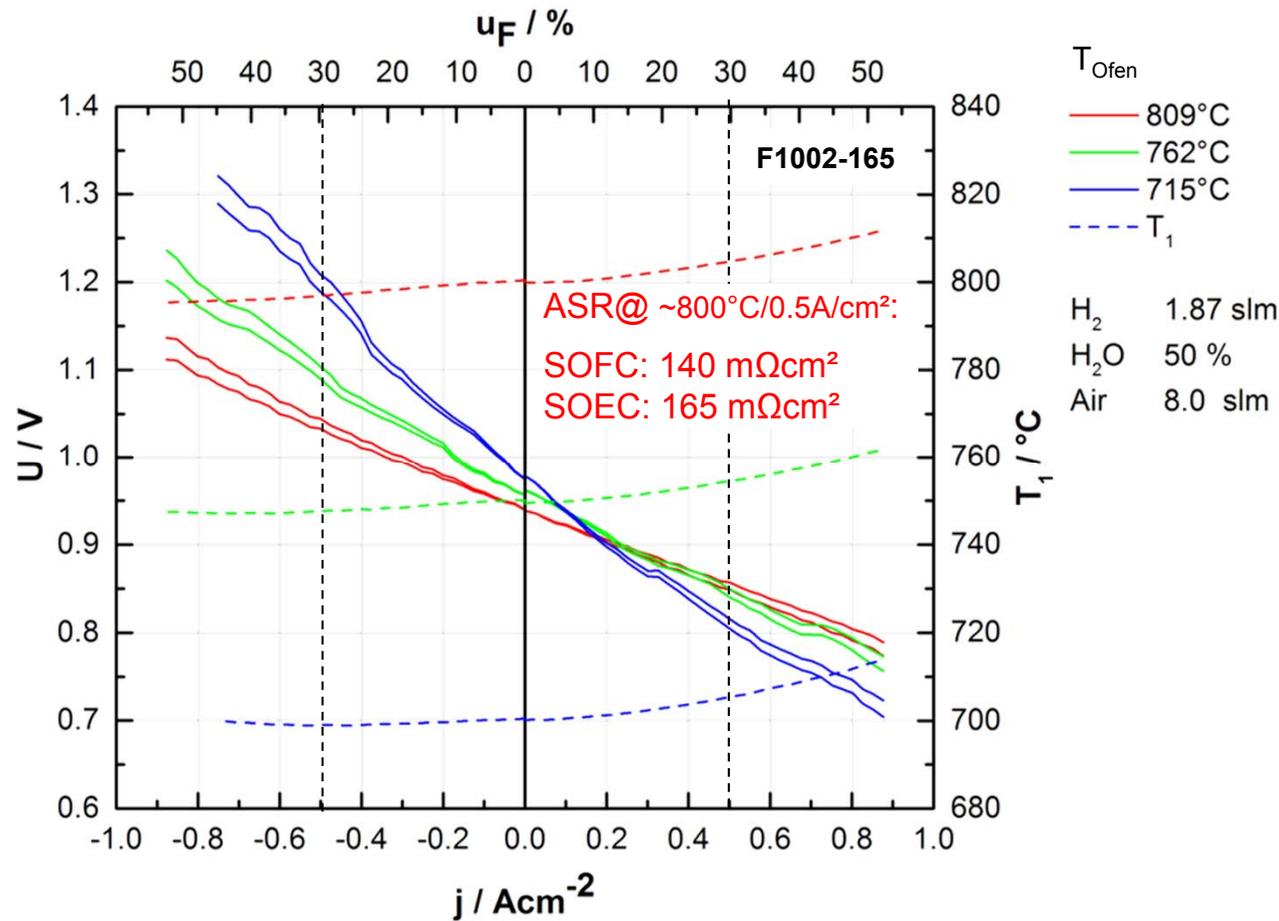
# Reversibles System rSOC



# Reversibles System rSOC



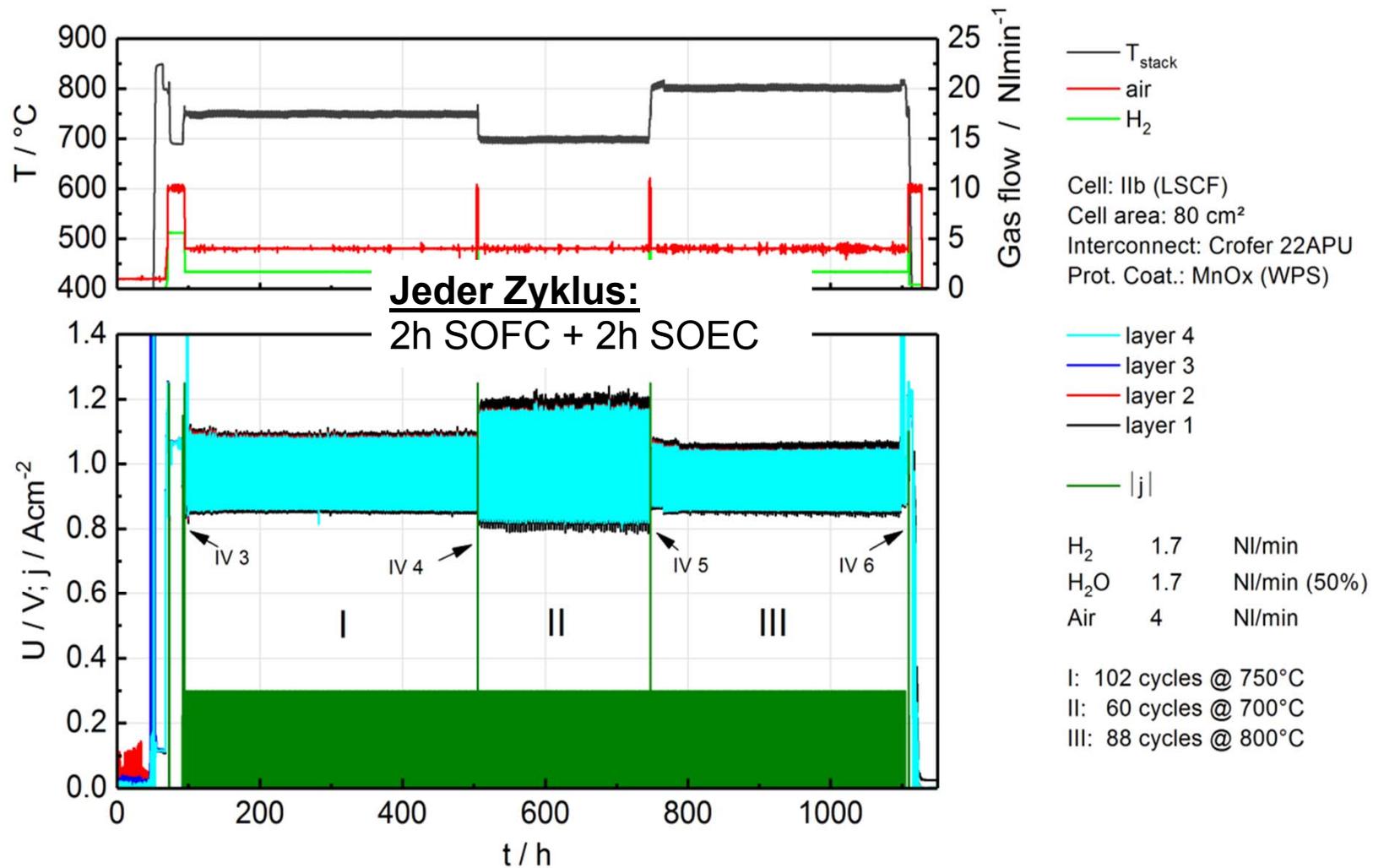
# SOE Stackperformance - Dampfelektrolyse



~20 % höherer ASR bei  $\sim 800^\circ\text{C}$  Ofentemperatur im SOE-Modus (wegen höherer Temperatur im SOFC-Modus bei  $0,5 \text{ A}/\text{cm}^2$  in Kombination mit höherer Aktivierungsenergie)

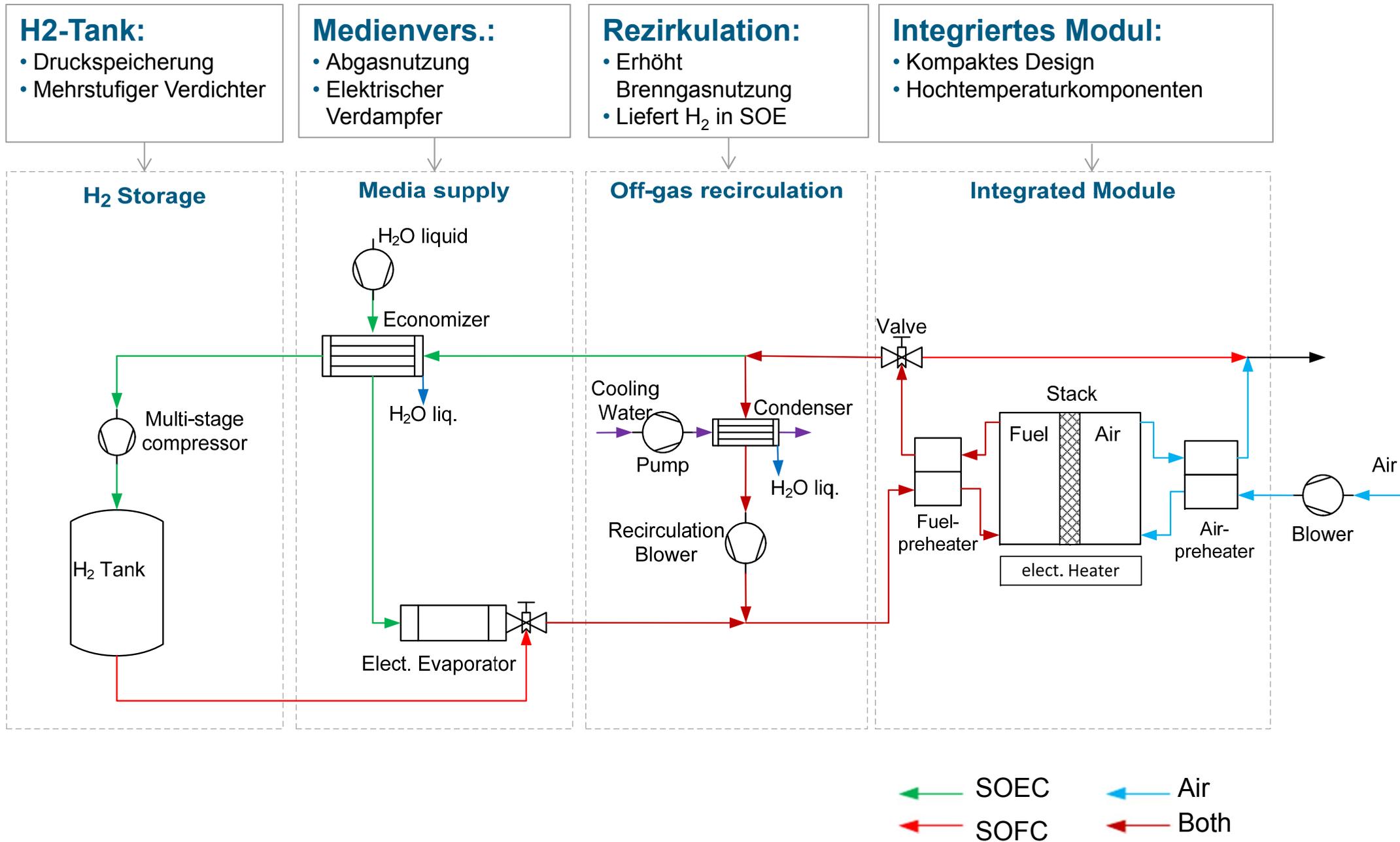
~ 30 % höhere Aktivierungsenergie im SOE-Modus (EIS: höhere Elektrodenpolarisation auf beiden Seiten)

# SOE Stackperformance - reversibler Betrieb



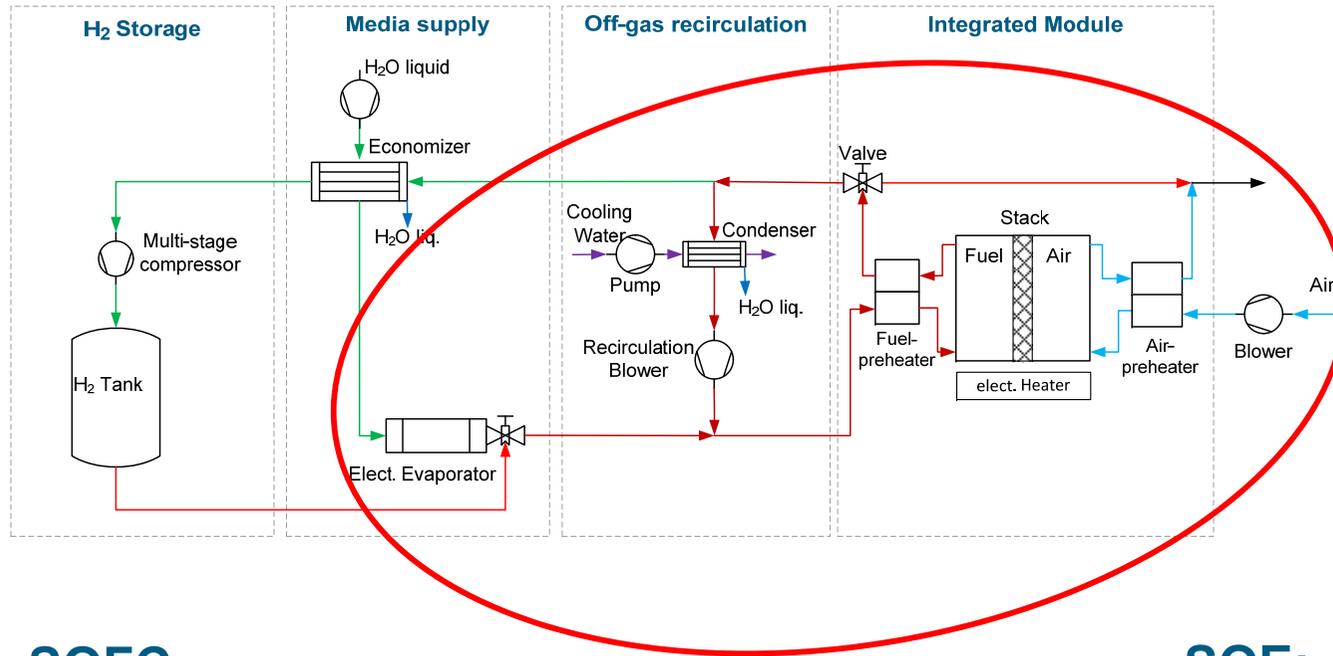
**Keine erhöhte Alterung nach ~250 SOFC/SOEC Zyklus**

# Fließbild rSOC-Anlage



# Wirkungsgrad rSOC-Anlage

## Test-system in IEK-3



### Performance Data:

Power (SOFC)	→ 5 kW
H <sub>2</sub> prod. (SOEC)	→ 55 NI/min
Storage pressure	→ 70 bar*
Parasitic load	→ 50 W*
Inverter eff.	→ 94 %*
Air Blower eff.	→ 30 %*
Re. Blower. eff.	→ 20 %*
H <sub>2</sub> -Compressor eff.	→ 63 %*
* =assumed	

### SOFC:

- $\eta_{el,AC} \approx 66 \%$
- Wirkungsgradsteigerung durch Abgasrezirkulation
- $\approx 100 \%$  Brenngasnutzung im System

### SOE:

- $\eta_{SOE,AC} \approx 76 \%$
- H<sub>2</sub> Versorgung durch Abgasrezirkulation
- Energierückgewinnung durch Economizer

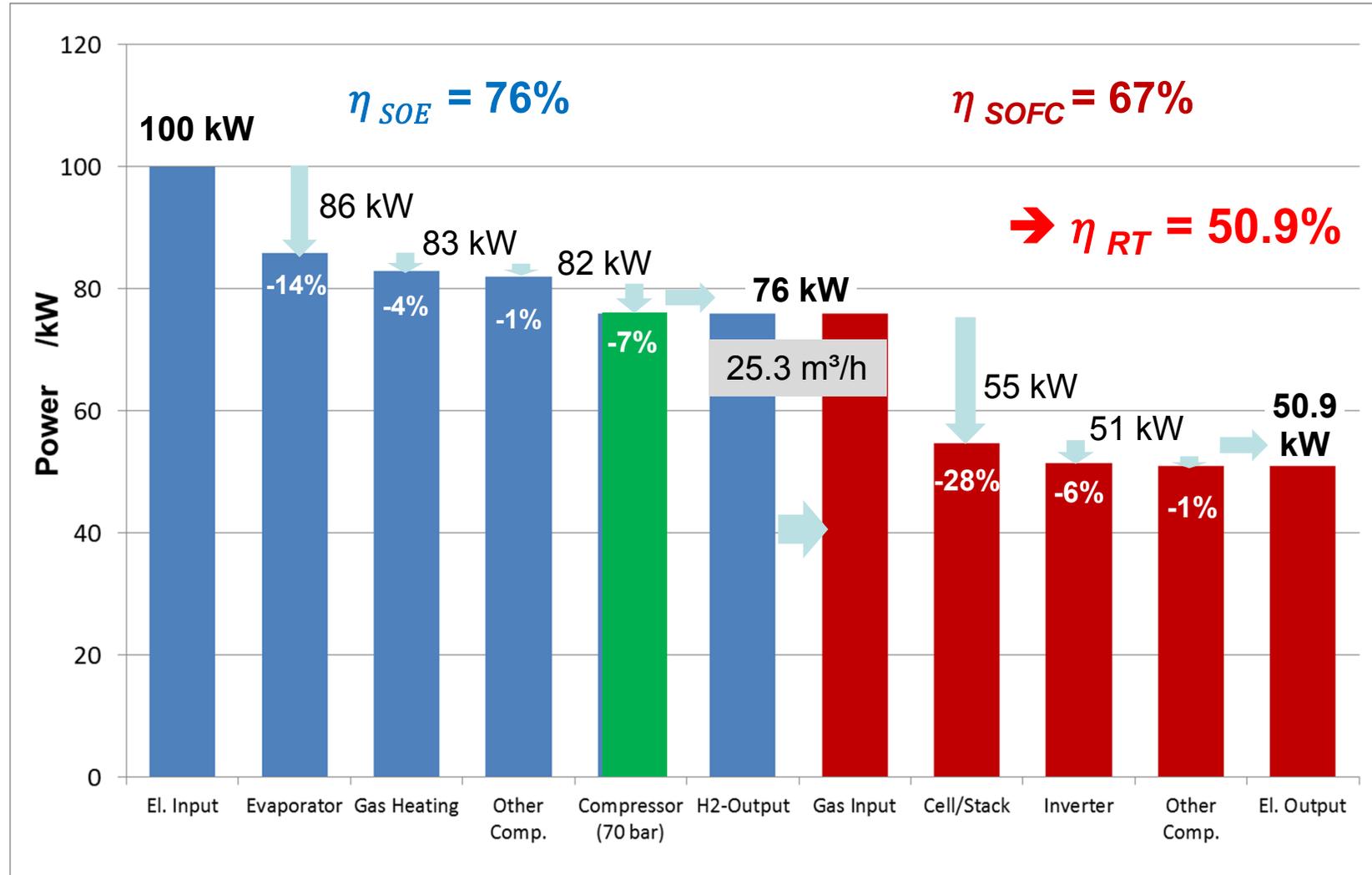
→ Gesamtwirkungsgrad:  $\eta_{tot,AC/AC} = \eta_{el,AC} \cdot \eta_{SOE,AC} = 50.2 \%$

# Wirkungsgrad rSOC-Anlage

SOE-Modus → Verluste von Leistung<sub>AC</sub> Input zu Leistung<sub>AC</sub> Output

Parameter	SOEC	Unit
T_Stack_mean	750	°C
T_Stack_max	830	°C
P_Stack	1	bar(a)
H2_Stack_inlet_min	10	%
Current density	0.8	A/cm <sup>2</sup>
P_Storage tank	70	bar(a)
eta_Tank compressor	63	%
eta_Air blower	30	%
eta_Rec. blower	18	%
eta_inverter	99	%
Add. Consumption	50	W
T_Condensation Rec.	75	°C
T_Condensation H2	40	°C
Stack utilization	90	%
Recirculation ratio	11	%

Parameter	SOFC	Unit
T_Stack_mean	750	°C
T_Stack_max	830	°C
P_Stack	1	bar(a)
Current density	0.5	A/cm <sup>2</sup>
P_Storage tank	70	bar(a)
eta_Tank compressor	63	%
eta_Air blower	30	%
eta_Rec. blower	18	%
eta_inverter	94	%
Add. Consumption	50	W
T_Condensation Rec.	40	°C
T_Condensation H2	40	°C
Stack utilization	18	%
Recirculation ratio	100	%



# rSOC - Systementwicklung → Integriertes Modul → Aufbau

Zugstangen  
incl. Teil der  
thermischen  
Isolation



Strom-  
anschlüsse

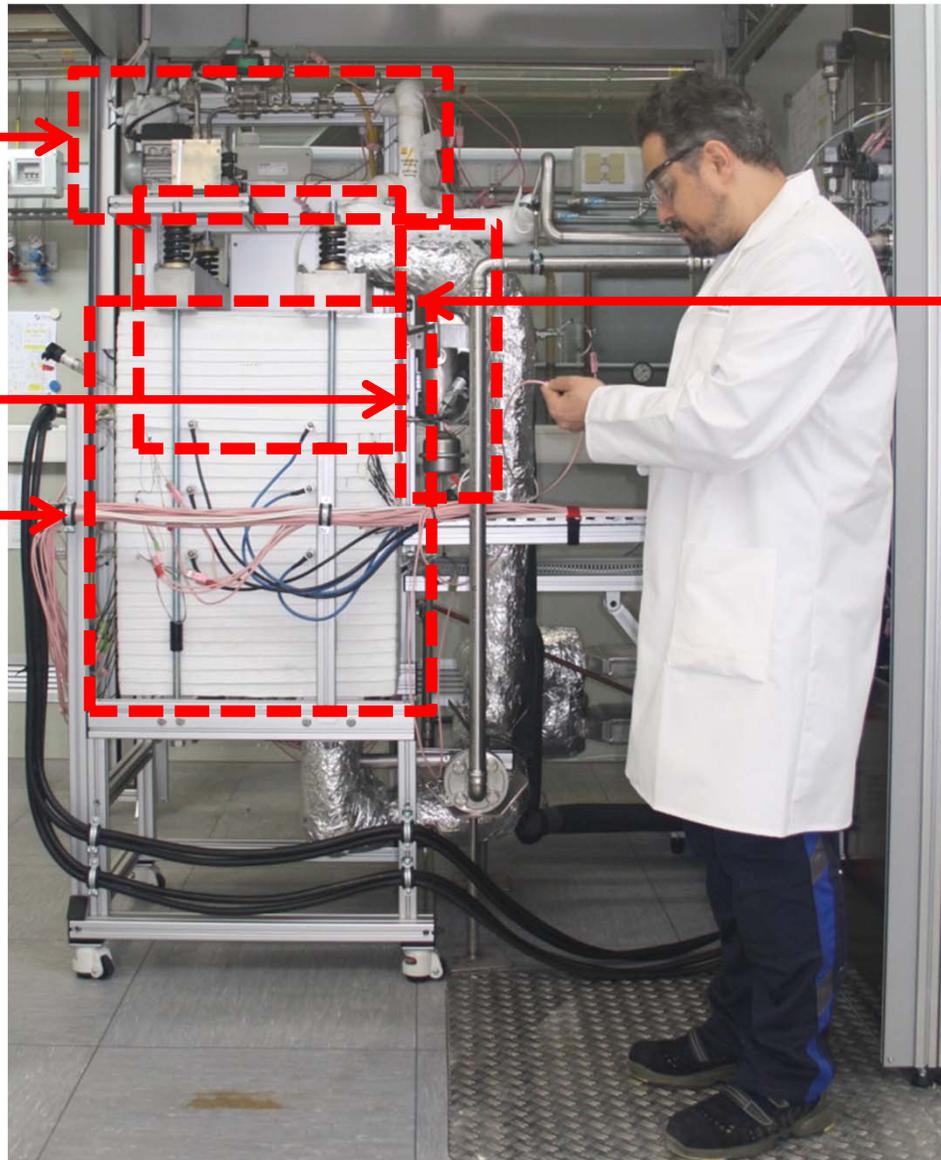
# rSOC - Systementwicklung → Systemaufbau

Rezirkulationseinheit:

→ Membranpumpe

→ Kondensator und  
Wasserabtrennung

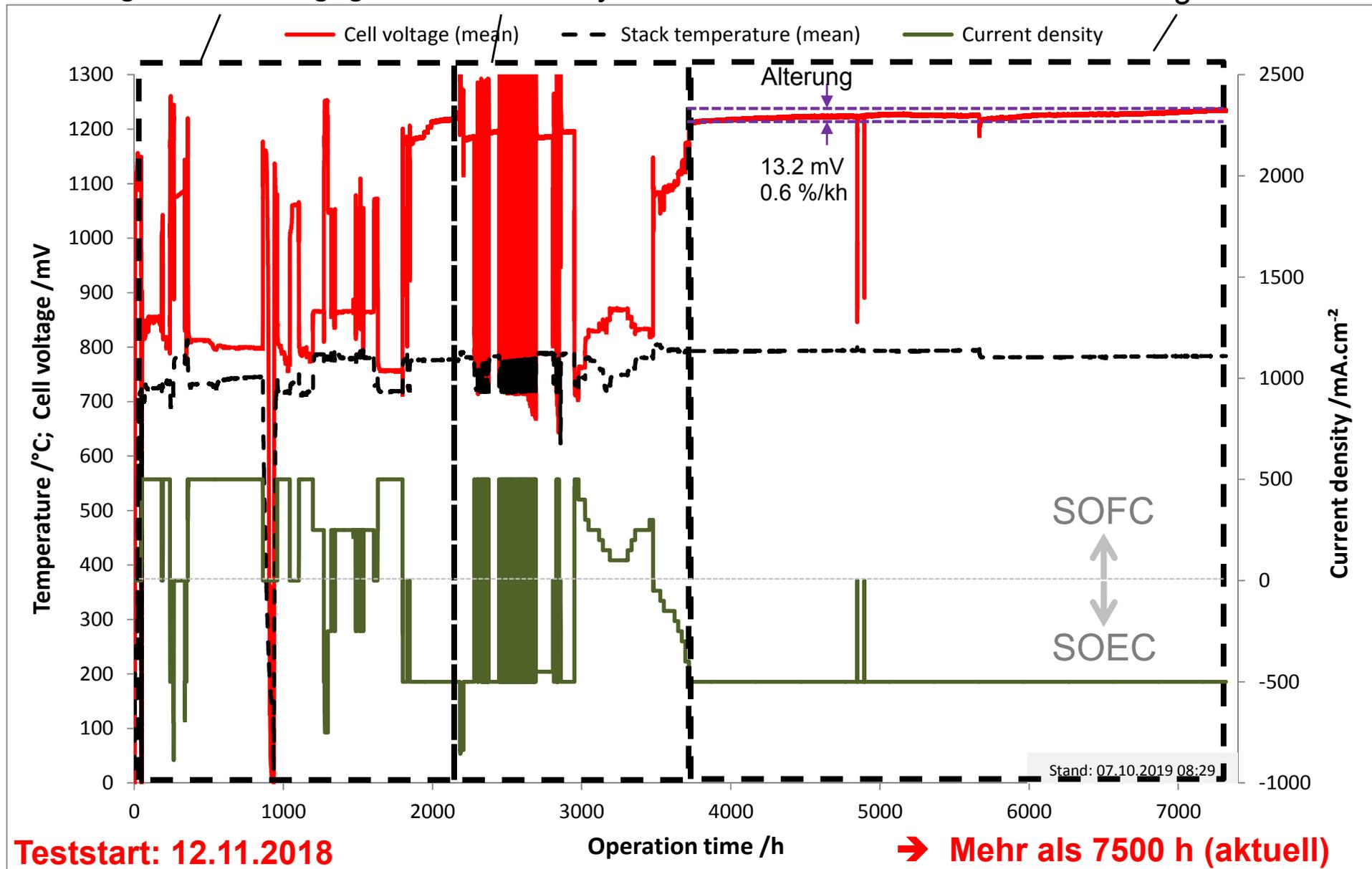
Integriertes Modul  
(mit 100 mm mikroporöser  
thermischer Isolation)



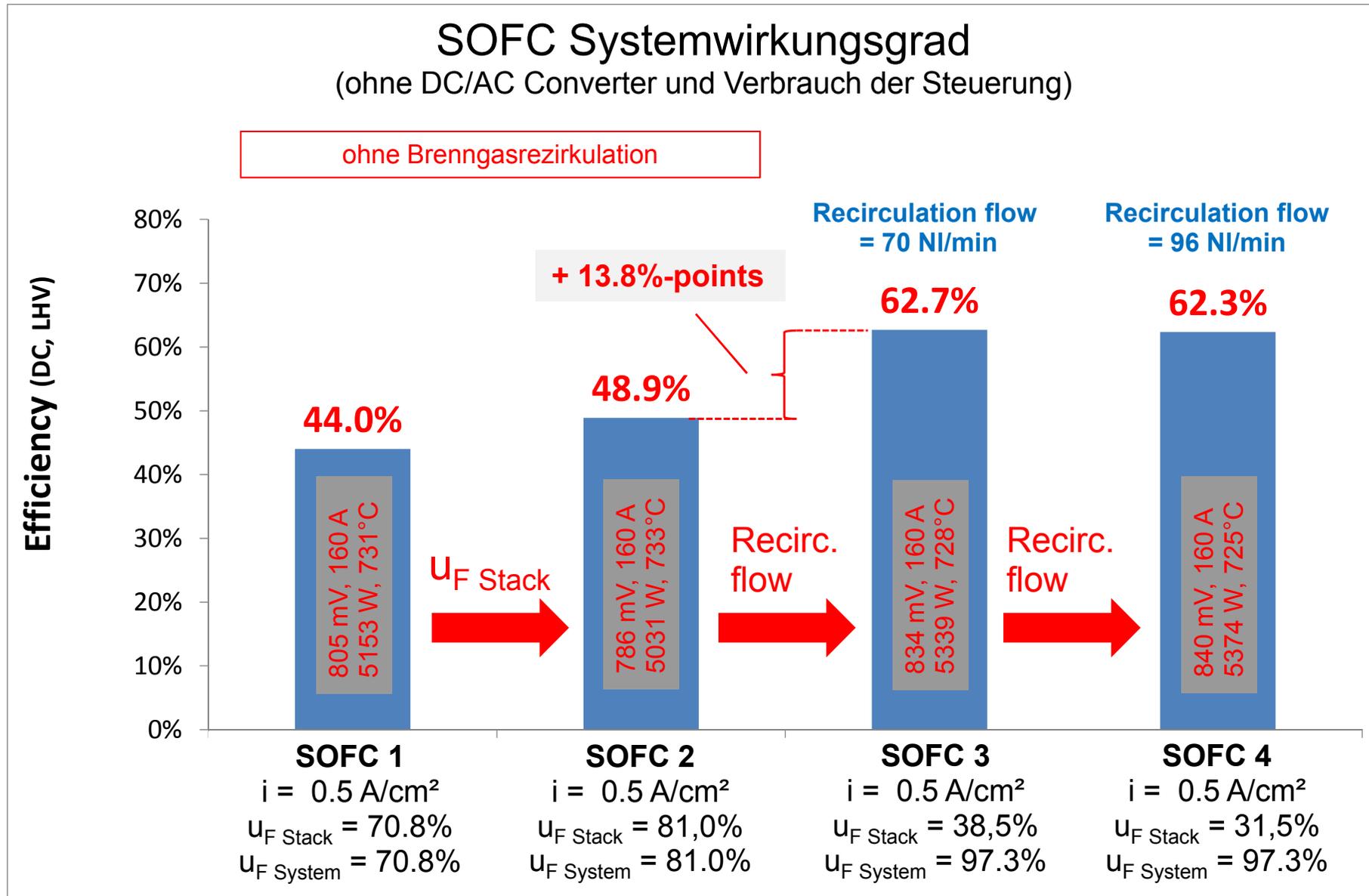
Dampferzeuger  
(auf Rückseite)

# rSOC - Ergebnisse → zeitlicher Verlauf

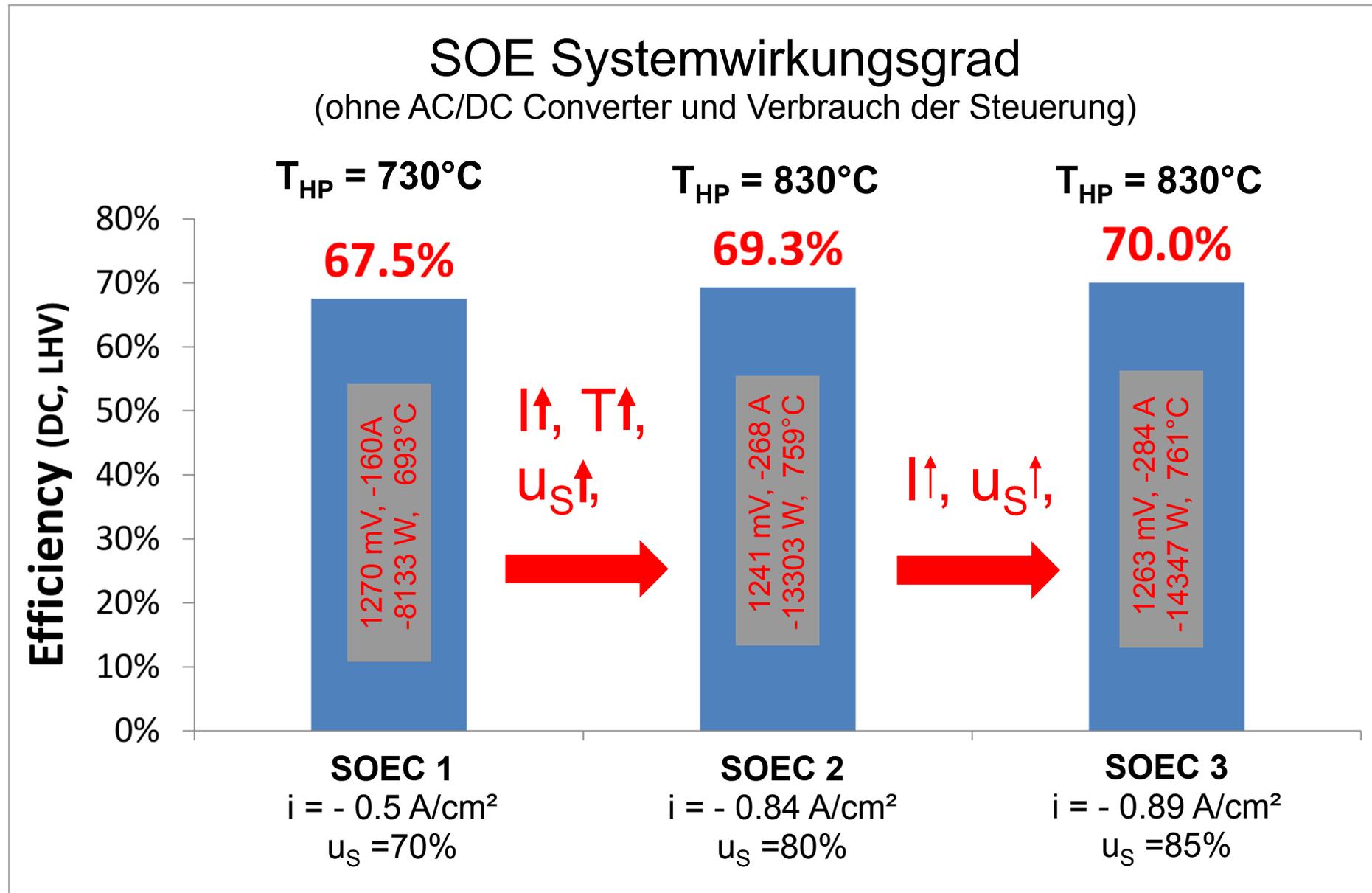
max. Leistung und Wirkungsgrad    Schnelle Zyklen und Teillastverhalten    SOE Langzeitbetrieb



# Ergebnisse → SOFC → Systemwirkungsgrad @ 160 A (0.5 A/cm<sup>2</sup>)



# Ergebnisse → SOE → Wirkungsgrad → keine BG-Rezirkulation



# SOE international (nach SOFC XIV in Kyoto)

- **EU:**

114 Mio € Förderung (32 Projekte)

Beispiele: HELMETH (mit integrierter Methanisierung) → zahlreiche techn. Probleme

**Salzgitter:** 10.000 h Betrieb (nach 7.000 h mussten 4 von 6 Stackmodulen getauscht werden)

ReFlex: Zelloptimierung für rSOC durch Elcogen (Finnland/Estland)

Frankreich: in 2018 - 1 SOE-Projekt: ECOREVE: Elektrodenoptimierung für SOEC

SRT: Entwickelt ASC (Technologietransfer von CEA)

CEA-Ausgründung „Sylfen“: in 2018 erstes Container-Hybridsystem rSOC (1/4 kW) + Batterie (25 Ebenen Stack à 100 cm<sup>2</sup> bei 700 °C)

ENGie: 4 Projekte zu SOE, PEEL

Dänemark: reine CO<sub>2</sub>-Elektrolyse bei Topsoe (340 kW Anlage)

- **Japan:**

Keine nennenswerten Elektrolyseaktivitäten (Entwicklung ASC für SOE bei Toshiba)

(Schwerpunkt BZ-Hausenergiesystem: 300.000 Einheiten installiert (davon ca. 50.000 SOFC)

Größere Anlagen (3 – 250 kW): 30-40 Einheiten installiert (nur SOFC)

- **USA:**

Keine Elektrolyseaktivitäten; Werkstoffentwicklungen an Unis und Forschungseinrichtungen

SOFC: Acumentrics und LG haben die Arbeiten eingestellt; FCE steht auf der Kippe

Bloom energy hat 500 MW hergestellt bzw. in Auftrag

- **Korea:**

Keine nennenswerten Elektrolyseaktivitäten, aber steigendes Interesse

# Deutschland: Reallabore der Energiewende (Förderung von Wasserstoff und Brennstoffzellen)

## Reallabore außerhalb der Strukturwandelregionen

- 1 CCU P2C Salzbergen
- 2 DELTA
- 3 DOW Stade – Green MeOH
- 4 Element Eins
- 5 H2 Whylen
- 6 IW3
- 7 Norddeutsches Reallabor
- 8 Reallabor GWP
- 9 ReWest100
- 10 SmartQuart

## Reallabore innerhalb der Strukturwandelregionen

- 11 CityImpuls DD
- 12 EnergieparkBL
- 13 GreenHydroChem
- 14 H2Stahl
- 15 HydroHub Fenne
- 16 JenErgieReal
- 17 Reallabor Lausitz
- 18 RefLau
- 19 StoreToPower
- 20 TransUrbanNRW

### Legende

-  Wasserstoff- und Energiespeichertechnologien
-  Elektrolyse und Brennstoffzellen
-  Energieoptimierte Quartiere



**20 Projekte werden finanziert, das Gesamtfinanzierungsbudget beläuft sich von 2019 bis 2022 auf 300 Mio. €/a. Acht Projekte befassen sich mit Elektrolyse, nur eines explizit mit Brennstoffzellen**

# Reallabor-Projects in Deutschland mit Elektrolyse

„Große themenübergreifende und systemübergreifende Projekte, in denen das Zusammenspiel verschiedener Energietechnologien im realen Anwendungsumfeld getestet werden soll“

Projekt	Thema	Elektrolyse	BZ
Element Eins (Thyssengas)	Prod. von H <sub>2</sub> basierend auf nahe gelegenen Windkraftanlagen und zur Einspeisung in bestehende Gaspipelines	100 MW	-
H2 Wyhlen (Energiedienst AG)	Prod. von H <sub>2</sub> auf der Basis eines nahe gelegenen Laufwasserkraftwerks und dessen Nutzung in der vorhandenen Infrastruktur	10 MW	-
Nordeutsches Reallabor	Sektorkopplung: H <sub>2</sub> und Fernwärme; Hinzufügen zu Erdgas; Verwendung in Fahrzeugen	77 MW	-
ReWest100	Prod. von H <sub>2</sub> basierend auf nahe gelegenen Windkraftanlagen und zur Einspeisung in Salzkaverne; Transportmöglichkeiten	30 MW	-
EnergieparkBL	Prod. von H <sub>2</sub> basierend auf nahe gelegenen Windkraftanlagen und zur Einspeisung in Salzkaverne; Chemische Prozesse	35 MW	-
GreenHydroChem (Siemens, Linde)	Prod. von H <sub>2</sub> basierend auf nahe gelegenen Windkraftanlagen und zur Einspeisung in Salzkaverne; Chemische Prozesse	50 MW (PEEL)	-
HydroHu Fenne (STEAG)	Prod. von H <sub>2</sub> basierend auf Wind- / Solarkraftwerken in der Nähe und zur Einspeisung in Stahlherstellung, Gasnetze und Tankstellen	17.5 MW (PEEL)	-
RefLau (Schwarze Pumpe)	Prod. von H <sub>2</sub> basierend auf Wind- / Solarkraftwerken in der Nähe und zur Einspeisung in Industrie, Gasnetz und Tankstellen	10 MW (PEEL)	2 MW

# Zusammenfassung und Ausblick

- Zahlreiche Hersteller (vorwiegend Europa und Nordamerika) für AEL und PEEL  
Nur ein Hersteller für SOE im 100 kW Maßstab (Sunfire / D)
- PEEL hat großes Potential zur Leistungsdichtesteigerung  
→ Herausforderung: Langzeitstabilität, Wirkungsgrad (aktuell < 60 %),  
Reduktion Edelmetall, speziell Iridium
- SOFC Technologie kann auch für Hochtemperatur-Elektrolyse (SOE) verwendet werden  
(Werkstoffe funktionieren in beide Richtungen → rSOC möglich) mit dem Potential  
höherer Systemwirkungsgrade  
→ Herausforderung: Alterungsmechanismen bei hohen Stromdichten müssen noch  
verstanden werden → wahrscheinlich Anpassung der Elektroden erforderlich
- Im Temperaturbereich von 700 bis 900 °C kann mit der SOE problemlos auch  
Ko-Elektrolyse von H<sub>2</sub>O und CO<sub>2</sub> oder reine CO<sub>2</sub>-Elektrolyse durchgeführt werden
- SOE-Systemwirkungsgrade werden stark von der Möglichkeit der Einkopplung von  
Wärme aus anderen Prozessen beeinflusst  
➔ Systemwirkungsgrade liegen zwischen 75 und 95% (einschließlich der  
Verdichtung des Produktgases auf 70 bar)

**Vielen Dank für ihre Aufmerksamkeit!**