

Techno-ökonomische Analyse der Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe unter Nutzung von H_2 und CO_2 aus industriellen Quellen

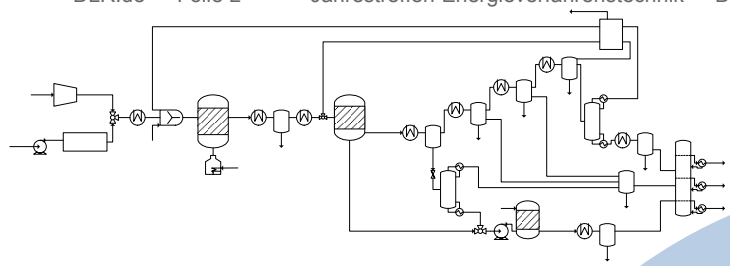
Daniel H. König, M. Freiberg, R.-U. Dietrich, A. Wörner

Jahrestreffen Energieverfahrenstechnik
Bonn, 24. Februar 2015



Wissen für Morgen





**Prozess-
simulation**

- Experimentelle Daten
- Literaturdaten

Bewertung

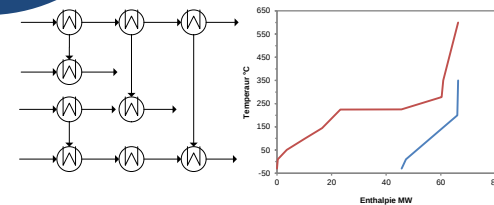
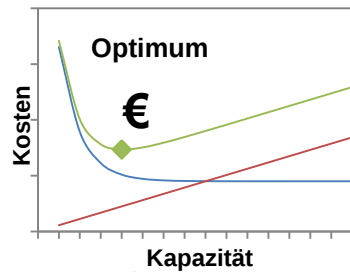
**Techno-
ökonomische
Analyse**

Analyse

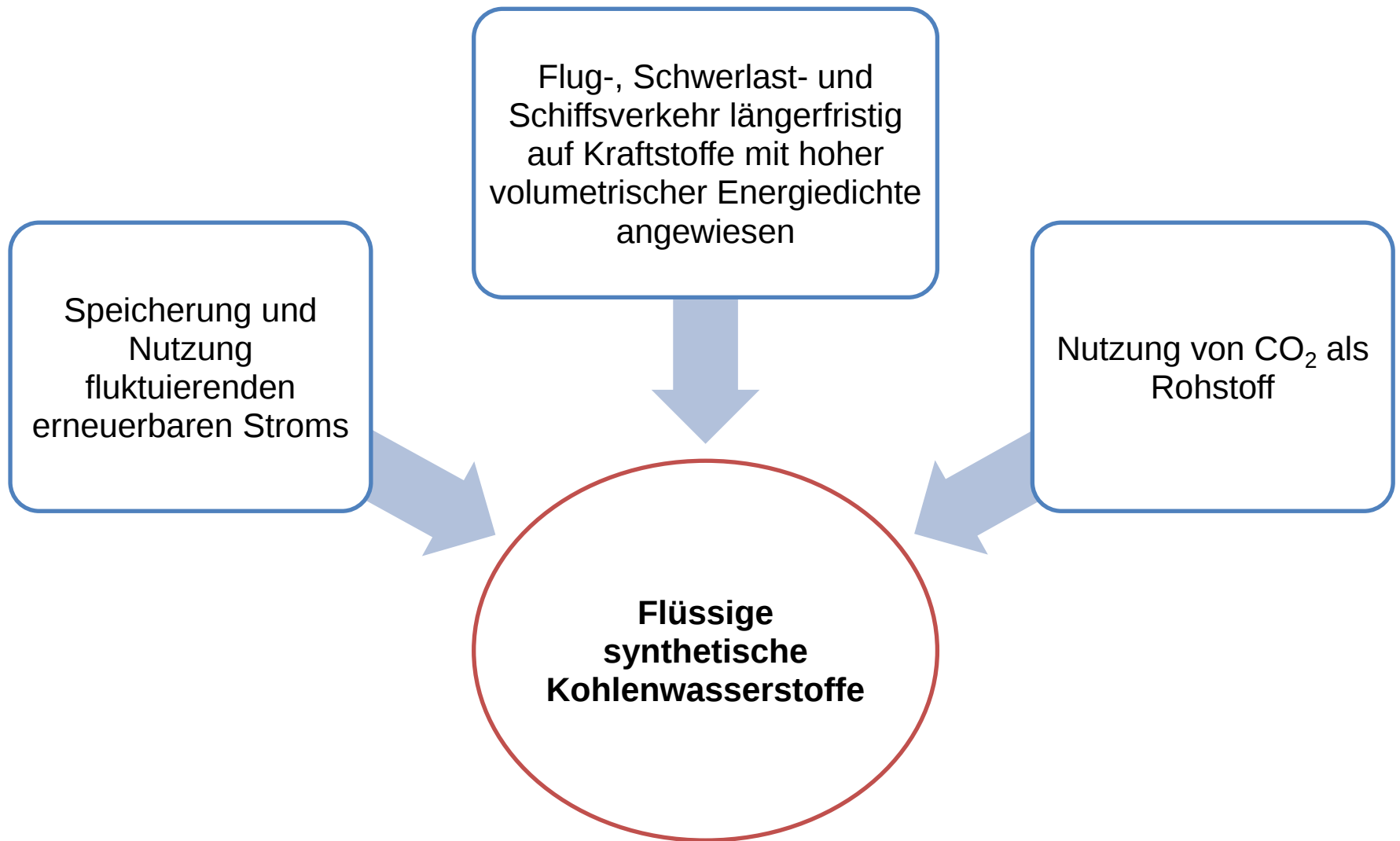
**Energetische
Betrachtung**

**Öko-
nomische
Betrachtung**

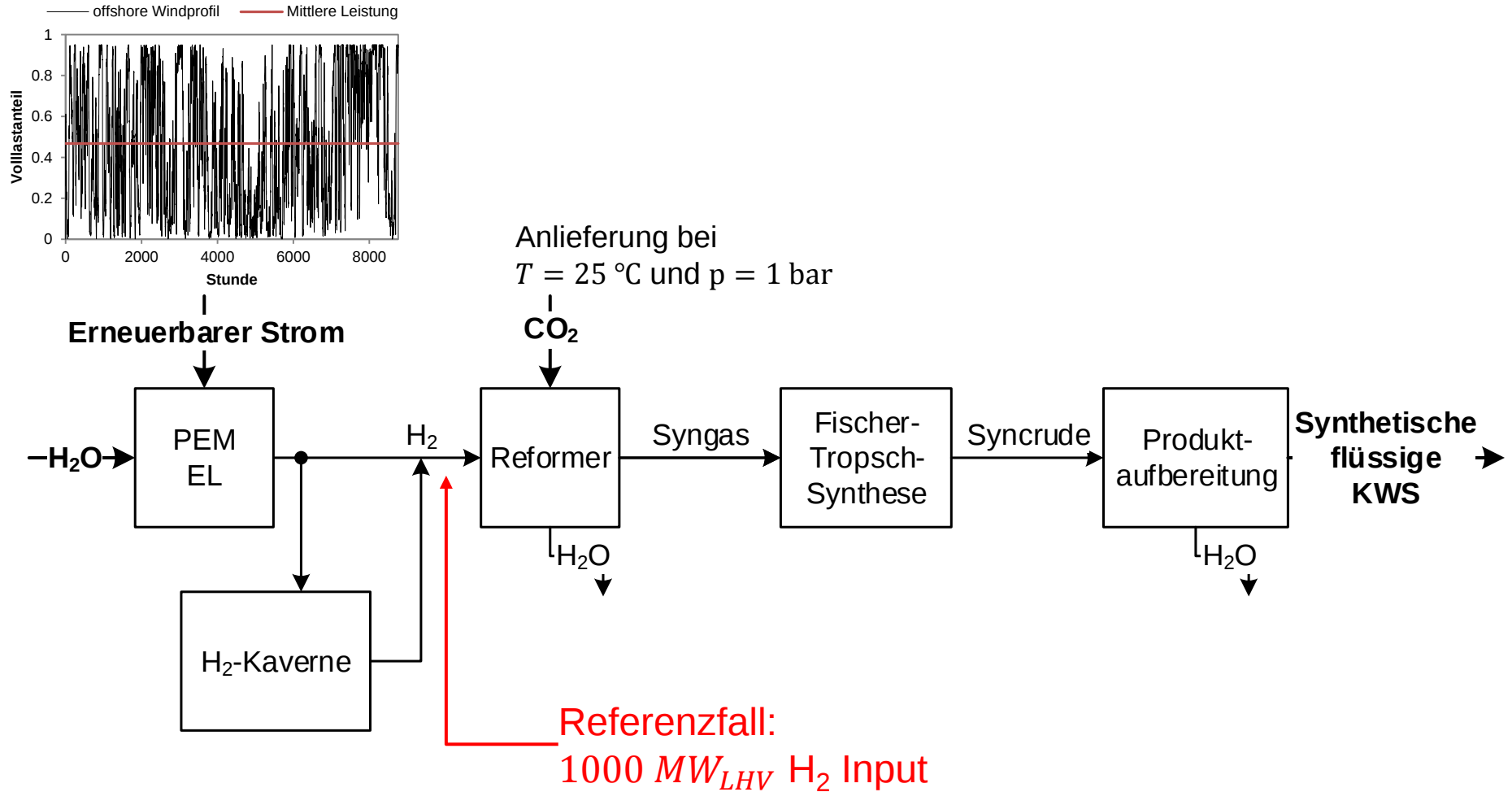
Optimierung



Motivation

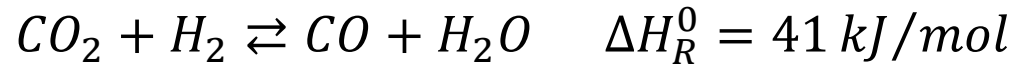


Verfahrenskonzept „Power-to-Liquid“



Synthesegaserzeugung (RWGS)

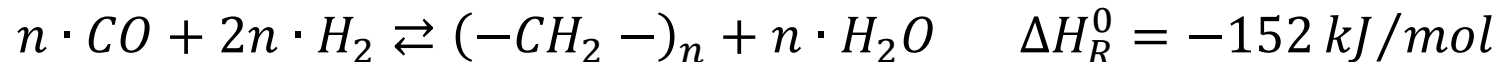
- Reformierung von CO_2 mittels reverser Wasser-Gas-Shift Reaktion



- Endotherme heterogen katalysierte Reaktion

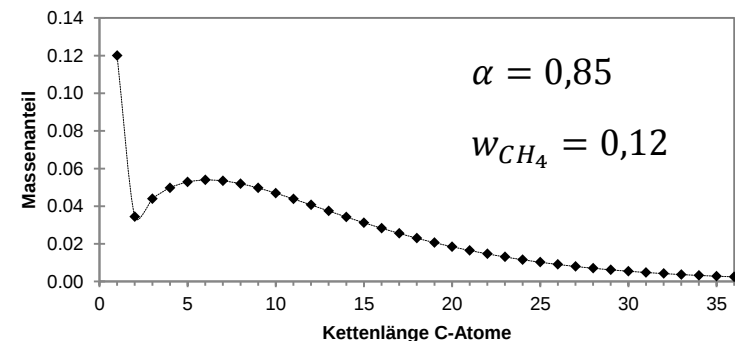
Fischer-Tropsch-Synthese (FTS)

- Exotherme heterogen katalysierte Reaktion an Fe- oder Co-Katalysatoren

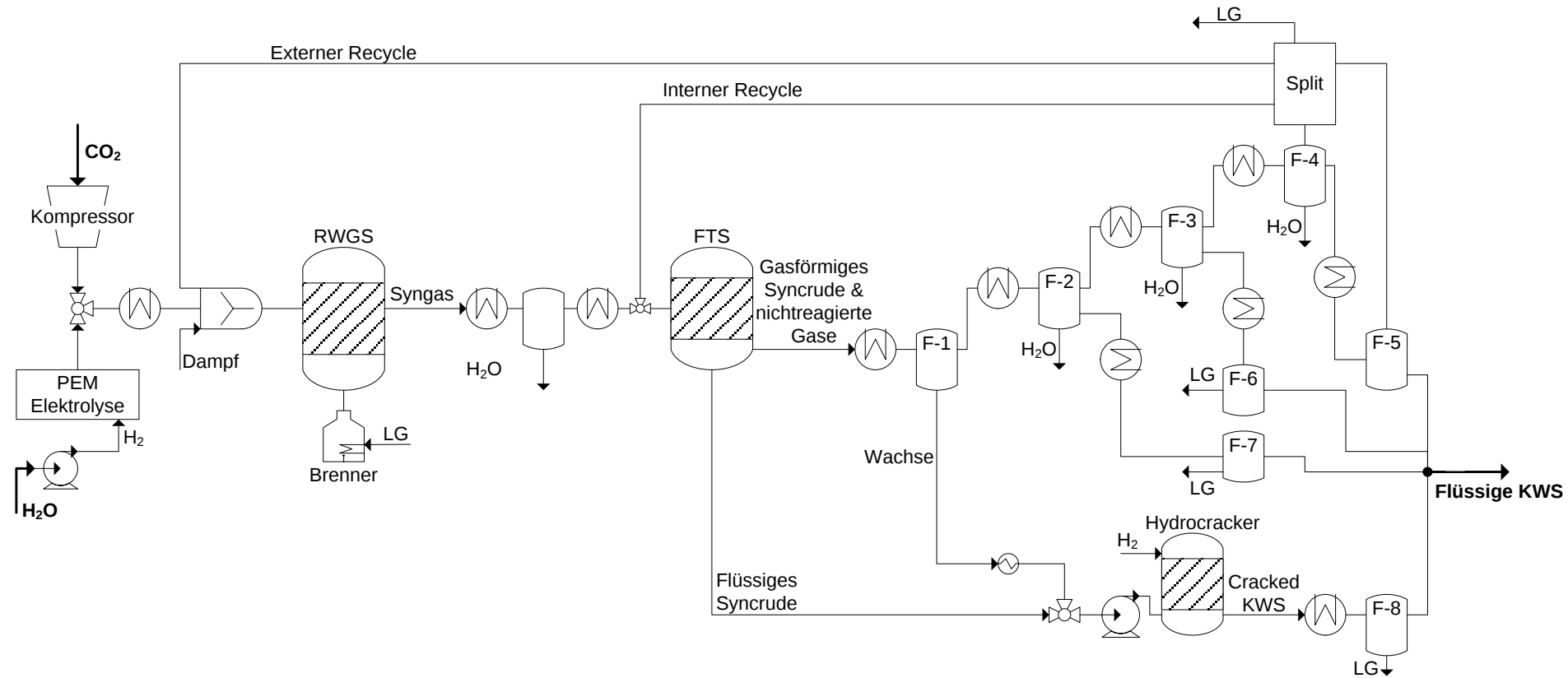


- Betriebsbedingungen

- $T = 225 \text{ }^\circ\text{C}$, $p = 25 \text{ bar}$



Prozessfließbild des Syntheseprozesses



Prozessbewertungsgrößen

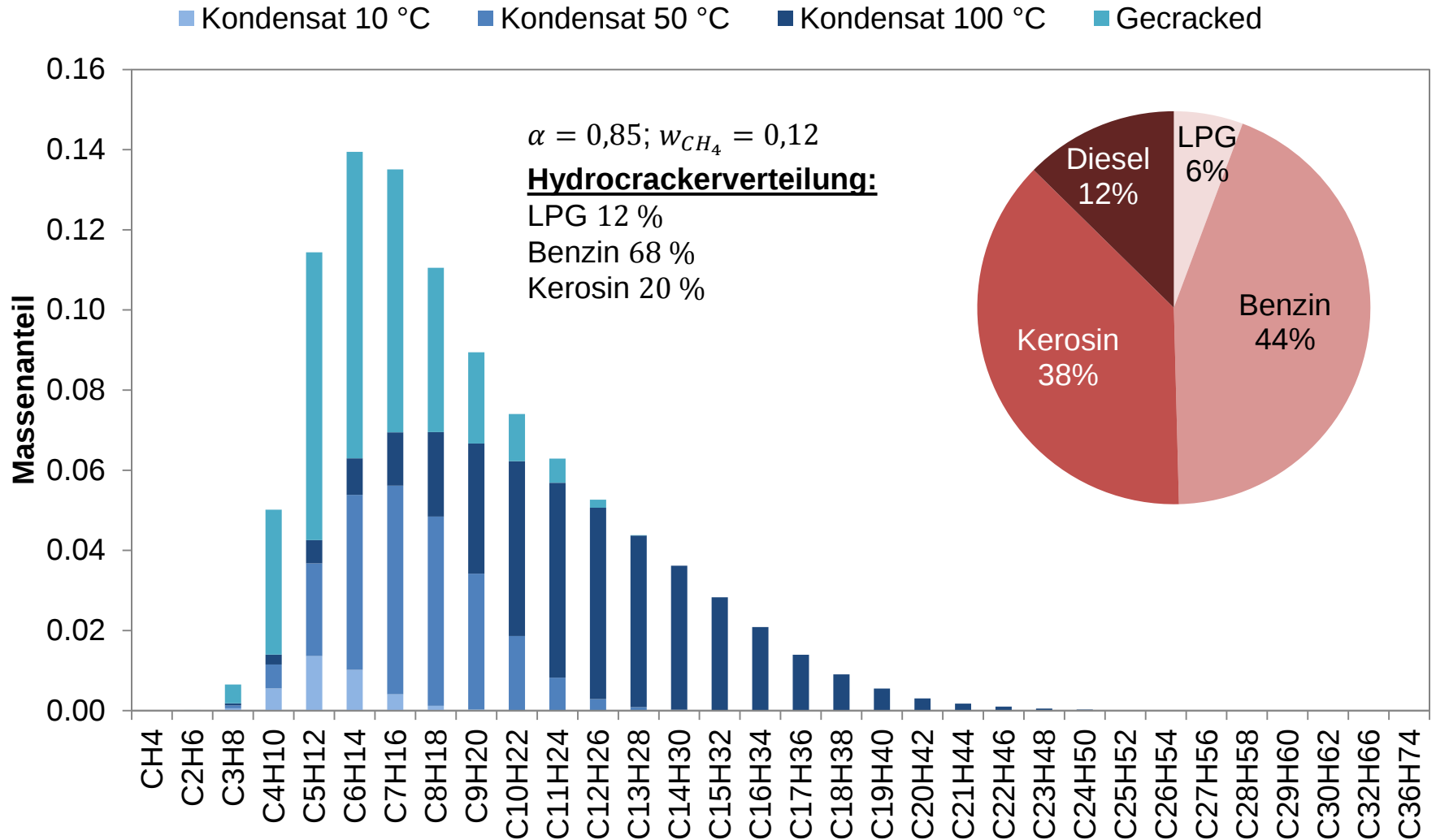
- Chemischer Wirkungsgrad $\eta_{H_2tL} = \frac{\dot{m}_{KWS} \cdot LHV_{KWS}}{\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2}}$
- Power-to-Liquid Wirkungsgrad $\eta_{PtL} = \frac{\dot{m}_{KWS} \cdot LHV_{KWS}}{P_{EL} + P_{Utilities}}$
- Kohlenstoffausbeute $\eta_C = \frac{\dot{n}_{C,KWS}}{\dot{n}_{C,in}}$
- Recycleverhältnis $R = \frac{\dot{n}_{FEED} + \dot{n}_{RECYCLE}}{\dot{n}_{FEED}} \rightarrow \text{Reaktorgröße FTS}$

Produktfraktionen

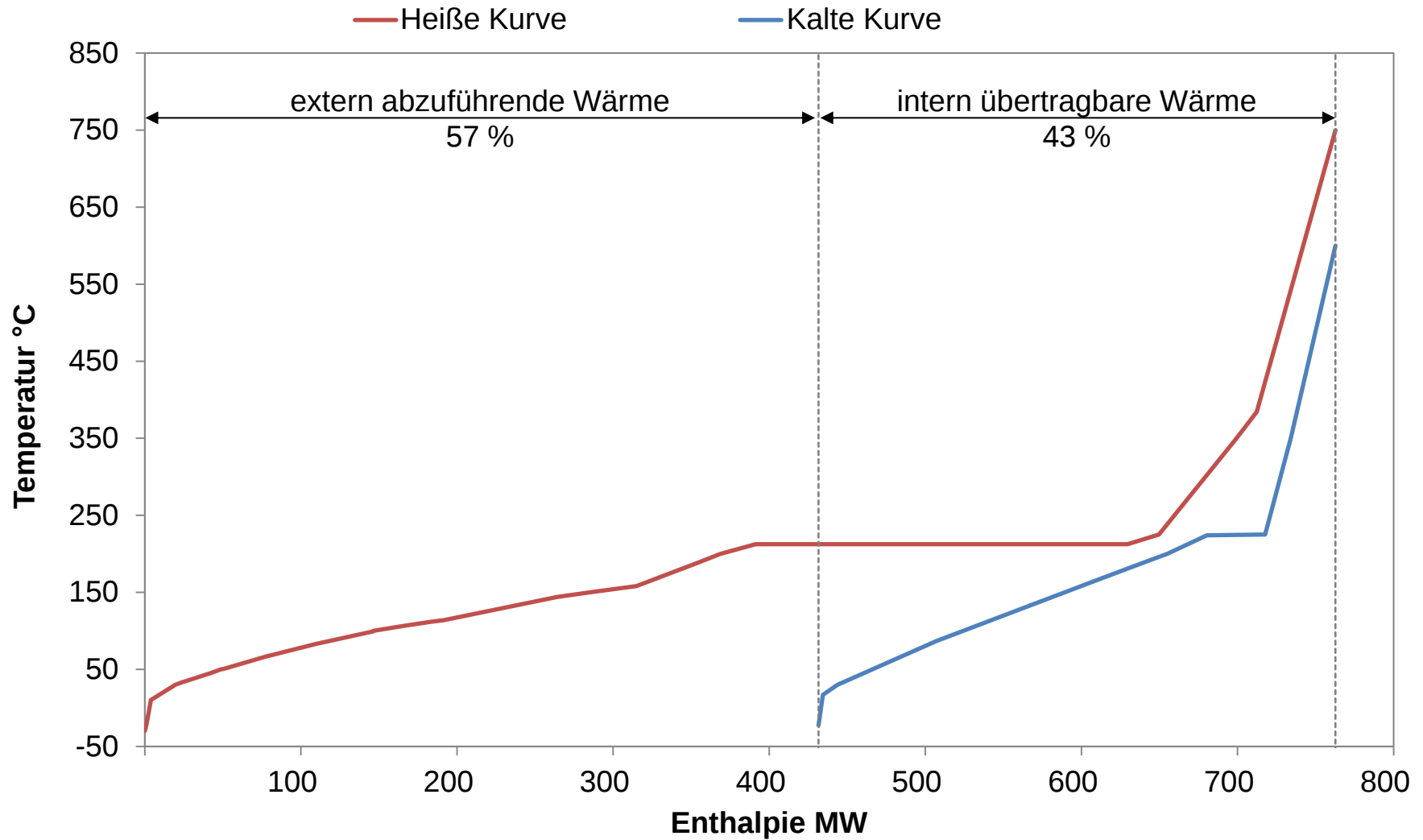
	LPG	Benzin	Kerosin	Diesel	Wachse
C-Atome	C1-C4	C5-C9	C8-C16	C12-C20	C20+



Produktzusammensetzung



Wärmeintegration



Ergebnisse der Wärmeintegration

- Wärmebedarf wird vollständig intern gedeckt
- 13,8 % der anfallenden Abwärme durch die FT-Synthese können intern verwendet werden

Utility	Applikation	Wärmemenge	
		%	MW
Kühlwasser	Kühlung Niedertemperatur	36,9	159,2
Kältemaschine 1	Kühlung für $T < 25\text{ °C}$	3,6	15,7
Kältemaschine 2	Kühlung für $T < 10\text{ °C}$	0,5	2,1
Dampferzeugung (Niederdruck)	Dampf bei 2,25 bar	7,4	31,8
Dampferzeugung (Mitteldruck)	Dampf bei 8,7 bar	1,7	7,5
Dampferzeugung (FT)	Dampf bei 20 bar	49,9	215,5
Summe			431,6



Prozessleistungsfähigkeit

Eintrag	
<i>Stoffeintrag</i>	<i>t/h</i>
H ₂ O	271,1
H ₂	30,3
CO ₂	235,7
Dampf	70,7
Brennerzuluft	388,4
<i>Energetischer Eintrag</i>	<i>MW</i>
H ₂	1010,8
Hilfsaggregate	38,7

Ausstoß	
<i>Stoffausstoß</i>	<i>t/h</i>
Kohlenwasserstoffe	55,8
O ₂	240,8
Reaktionswasser	238,7
Brennerabgas	430,1
<i>Energetischer Ausstoß</i>	<i>MW</i>
Kohlenwasserstoffe	682,9
Dampf	254,8
<i>Bewertungsparameter</i>	
<i>R</i>	3,6
<i>η_C</i>	73,0 %
<i>η_{H₂tL}</i>	67,6 %



Bestimmung Power-to-Liquid Wirkungsgrad

Annahmen Elektrolyse^[1]

Effizienz AC/DC Konverter	96 %
Energieverbrauch Elektrolyse	4,3 kWh/Nm ³ (H ₂)

Power-to-Liquid Wirkungsgrad

<i>Energiemengeneintrag</i>	<i>GWh/a</i>
Elektrolyse	13233,8
Hilfsaggregate	338,6
H ₂ -Speicherung	23,1
<i>Summe</i>	<i>13595,5</i>
<i>Energiemengenaustoß</i>	<i>GWh/a</i>
Flüssige Kohlenwasserstoffe	5982,0
η_{PtL}	44,0 %

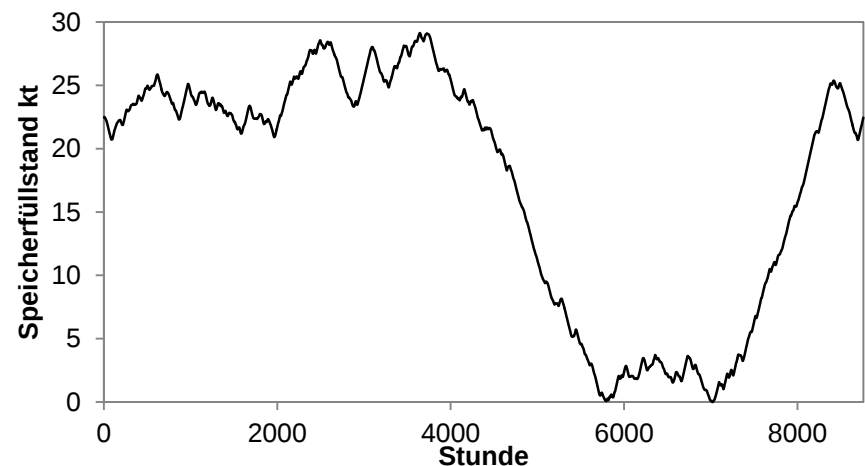
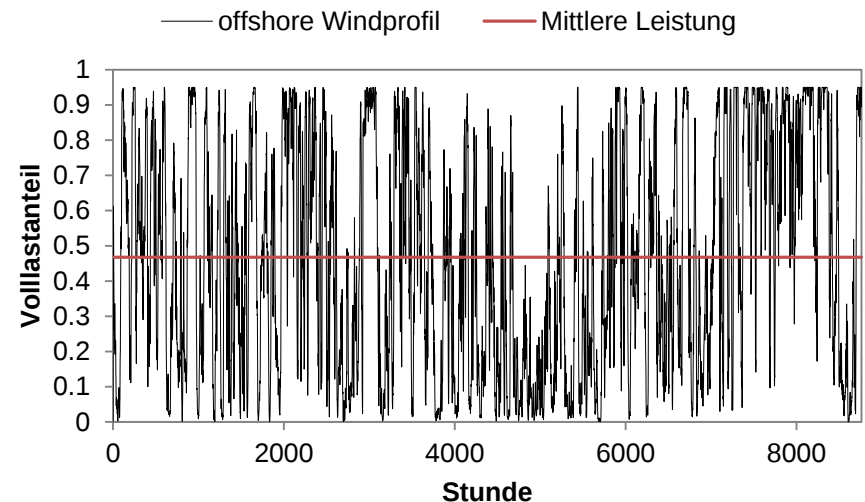


Dimensionierung Windpark, Elektrolyse und H₂-Speicher

- Grundlage ist ein offshore Windprofil an der Nordseeküste Deutschlands^[2]
- Speicherung von H₂ in Kaverne

Ergebnisse

Volllaststundenanteil	46,8 %
Installierte Leistung Windpark	3230,4 MW
Installierte Leistung Elektrolyse	3230,4 MW
H ₂ -Speichervorlage	22,5 kt
H ₂ -Speichergröße	29,1 kt
Anteil der jährlichen H ₂ -Menge	11,0 %
Installierte Leistung Kompressor	15,4 MW



Methodik der Kostenschätzung

- Bestimmung der Komponentenpreise TPC

$$C_{2014} = f(\text{Größe, Degressionskoeffizient, Referenzpreis, CEPCI})$$

- Berechnung der Gesamtinvestition TCI

$$TCI = f(\text{Komponentenpreise, Zuschlagsfaktoren, Erstbefüllung Kaverne})$$

- Berechnung der jährlichen Kapitalkosten AAC

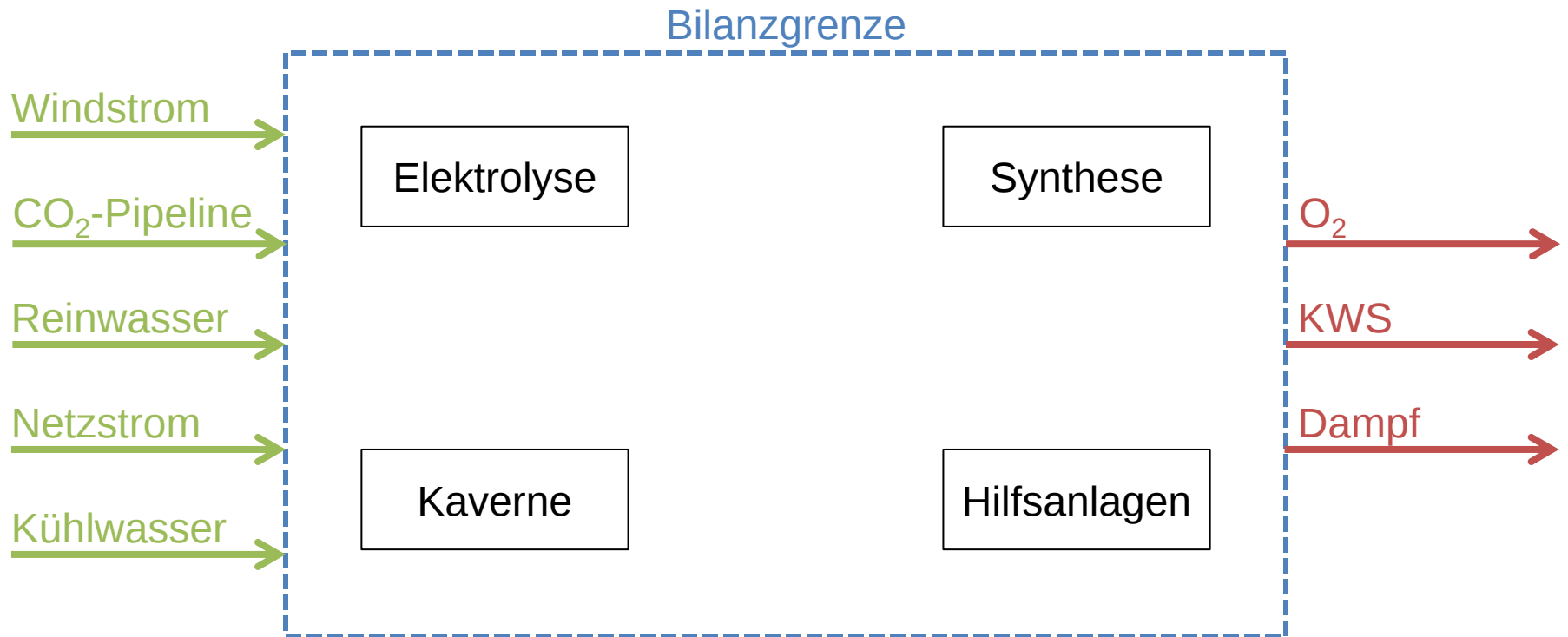
$$AAC = f(\text{Komponentenpreise, Zuschlagsfaktoren, Zinsen, Lebensdauer})$$

- Berechnung der jährlichen Betriebskosten OC

$$OC = f(\text{Komponentenpreise, Zuschlagsfaktoren, Hilfsstoffkosten, Eduktkosten})$$



Bilanzgrenze der Kostenschätzung



Referenzfall und Annahmen

Referenzfall

Anlagenkapazität	1000 $MW_{LHV}(H_2)$
Installierte Leistung Windpark/Elektrolyse	3230,4 MW
Offshore Windpark mit H_2 -Speicherung	46,8 % Volllastanteil

Annahmen

Elektrolyseurkosten inkl. Stack, Rohrleitungen, Konverter, Gasaufbereitung	768,00 €/kW ^[3]
Windstrom	0,10 €/kWh ^[4]
CO ₂	8,46 €/t ^[5]
Salzkaverne	0,04 €/kWh ^[6]
Nebenprodukt O ₂	42,62 €/t ^[7]

^[3] M. Penev, „Hybrid Hydrogen Energy Storage“, 2013.

^[4] IEA „Technology Roadmap Wind energy“, 2013.

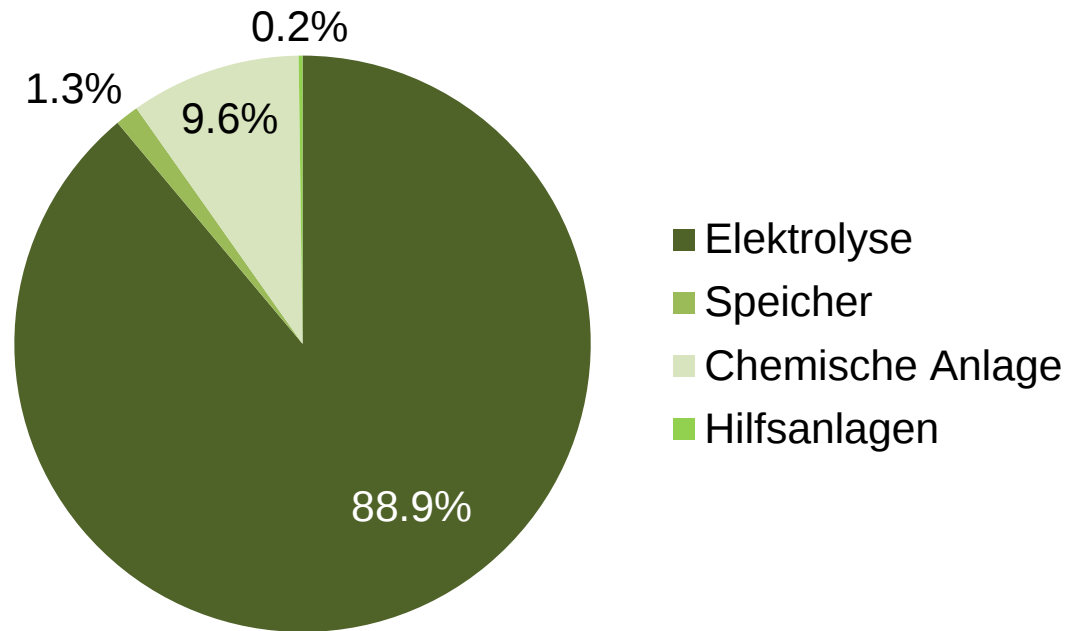
^[5] Synapse Energy, „CO₂ Price Report“, 2014.

^[6] F. Cortogino, S. Huebner, „Energy Storage in Salt Caverns: Developments and Concrete Projects for Adiabatic Compressed Air and for Hydrogen Storage“, 2008.

^[7] P. Rao, M. Muller, „Industrial Oxygen: Its Generation and Use“, University of New Jersey, 2007.



Investitionskosten für Referenzfall $1000\text{ MW}_{LHV}(H_2)$

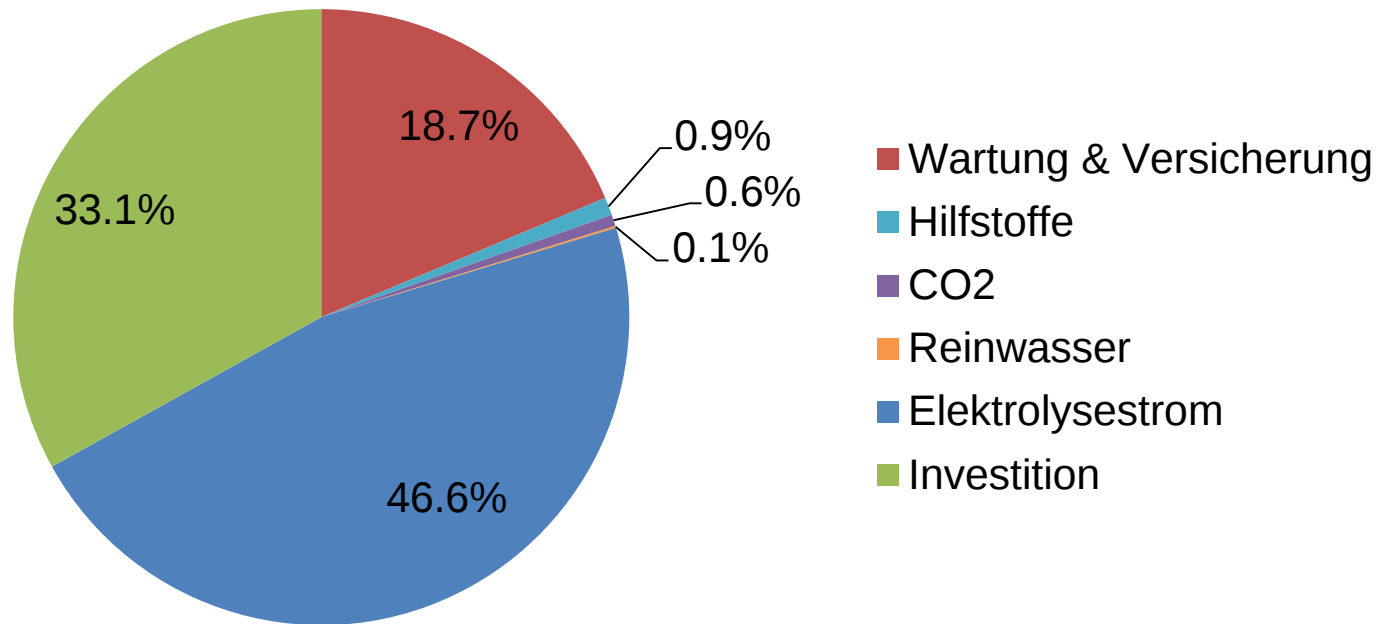


Investitionskosten

Anlagenkosten	2,79 Mrd. €
Gesamtinvestition	7,53 Mrd. €



Herstellungskosten für Referenzfall $1000 \text{ MW}_{LHV}(H_2)$

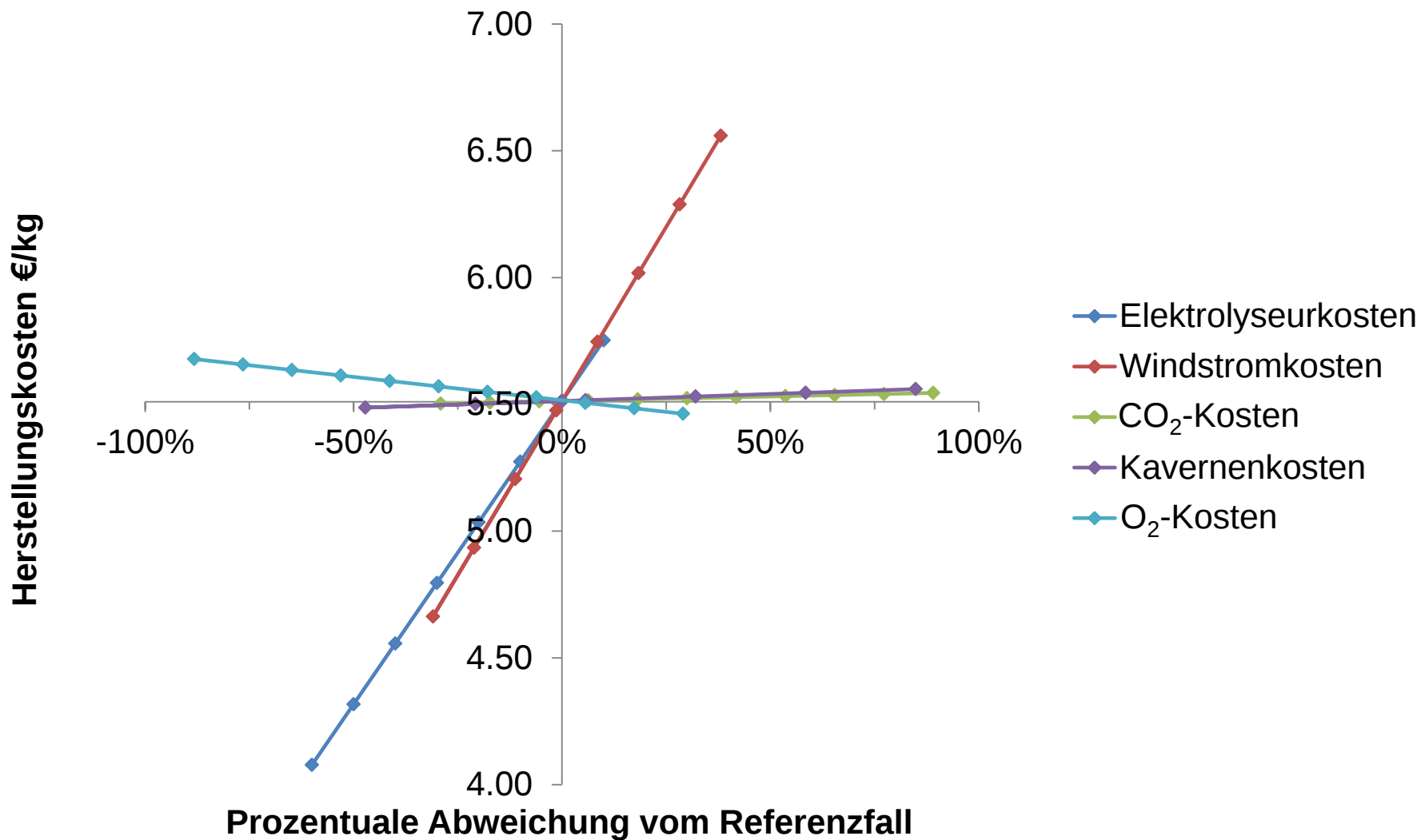


Herstellungskosten

Jährliche Kapitalkosten	0,89 Mrd. €/a
Jährliche Betriebskosten	1,80 Mrd. €/a
Jährliche Gesamtkosten	2,69 Mrd. €/a
Herstellungskosten	5,51 €/kg
	3,61 €/l



Sensitivitätsanalyse



Zusammenfassung

- Eine Option eines Herstellungsverfahrens für synthetische Kohlenwasserstoffe wurde dargestellt
- Der Power-to-Liquid Wirkungsgrad wurde zu **44,0 %** bestimmt
→ entspricht $27,8 \text{ kWh}_{Stom}/\text{kg}_{KWS}$
- Für die Nutzung fluktuierend auftretenden erneuerbaren Stromes sind Wasserstoffzwischenspeicher notwendig
- Die installierte Leistung des Windparks, installierte Elektrolyseleistung und Größe des Speichers hängt vom Windprofil ab
- Die Gesamtinvestitionskosten liegen für eine $1000 \text{ MW}_{LHV}(H_2)$ bzw. $55,8 \text{ t/h}$ KWS-Anlage bei **7,53 Mrd. €**
- Die Herstellungskosten im Referenzfall summieren sich auf **5,51 €/kg**
- Die Sensitivitätsanalyse zeigt Herstellungskosten im Bereich von **4,08 €/kg und 6,56 €/kg**



Ausblick

- Untersuchung von Nutzungspfaden für die Abwärmenutzung der Fischer-Tropsch-Synthese
 - Technische und ökonomische Auswirkungen der Integration der CO₂-Abscheidung in den vorgestellten Prozess
- Ökonomische Berechnung für Überschussstromnutzung
- Kostenvergleiche für verschiedene erneuerbare Stromquellen



Vielen Dank!

Daniel H. König

DLR
Institut für Technische
Thermodynamik

daniel.koenig@dlr.de
www.dlr.de/TT



Helmholtz-Energie-Allianz
„Synthetische flüssige
Kohlenwasserstoffe – Speicher
höchster Energiedichte“



Wissen für Morgen

