

IGF-Vorhaben 19742 N

Ermittlung der technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Betrieb von chemischen Speichertechnologien in einem Unternehmensverbund

M. Vogt, S. Meschede, S. Kuhn, N. Seitz und M. Lutz

3. PA-Sitzung am 16. November 2018

Electrochaea GmbH

3. PA Sitzung zum IGF-Vorhaben 19742 N: dezentrale Power-to-X Anlagen

Beginn 14:00	Einführung	<ul style="list-style-type: none">• Begrüßung und Vorstellung durch die TUM und IUTA• Kurzvorstellung der Teilnehmer
14:30	Gastgeber	<ul style="list-style-type: none">• Vorstellung/ Präsentation Electrochaea
15:00	Projektkinhalt	<ul style="list-style-type: none">• Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA• Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
16:00	Führung	<ul style="list-style-type: none">• Laborbesichtigung• Führung Electrochaea
17:30	Nächste Schritte	<ul style="list-style-type: none">• Anregungen und Wünsche der teilnehmenden Unternehmen• Folgende Etappen der Projektarbeit, Ausblick• Empfehlungen für weiteres Vorgehen
Ende 18:00	Verabschiedung	

1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung

1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung



Technische Universität München

Sabine Kuhn

M. Sc.
Wissenschaftliche
Assistentin

Forschungsinstitut
Unternehmensführung, Logistik
und Produktion
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Horst
Wildemann

Leopoldstraße 145
80804 München
Phone +49-89-289-240-03
Fax +49-89-289 240 11
Mobil +49-176-10 10 10 75
Nicolas.seitz@wi.tum.de
www.bwl.wi.tum.de



Technische Universität München

Nicolas Seitz

M. Sc.
Wissenschaftlicher
Assistent

Forschungsinstitut
Unternehmensführung, Logistik
und Produktion
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Horst
Wildemann

Leopoldstraße 145
80804 München
Phone +49-89-289-240-06
Fax +49-89-289 240 11
Mobil +49-176-10 10 10 66
Nicolas.seitz@wi.tum.de
www.bwl.wi.tum.de



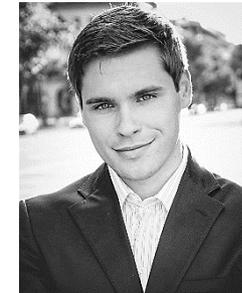
Technische Universität München

Manuel Lutz

MBA
Wissenschaftlicher
Assistent

Forschungsinstitut
Unternehmensführung, Logistik
und Produktion
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Horst
Wildemann

Leopoldstraße 145
80804 München
Phone +49-89-289-240-55
Fax +49-89-289 240 11
Mobil +49-176-10 10 10 46
manuel.lutz@wi.tum.de
www.bwl.wi.tum.de





IUTA
Dipl.-Ing. Monika Vogt
Tel: 02065 / 418- 175
vogt@iuta.de



IUTA
M. Sc. Sven Meschede
Tel: 02065 / 418- 214
meschede@iuta.de

HYCON
Hydrogen · Energy · Systems

 **Electrochaea**


Kalkwerke Breckweg

 **bdguss**

 **SL NATURENERGIE**

Kalk
vielseitig
faszinierend
wertvoll

BV GLAS


Wiegand-Glas

LANXESS
Energizing Chemistry

 **schwaben
regenerativ**

DK
Recycling
und
Roheisen

VIK
Energie für die Industrie

 **ETW** ENERGIETECHNIK GMBH

GKS

 **OETELSHOFEN KALK**
Seit 1900: Unabhängigkeit verpflichtet.

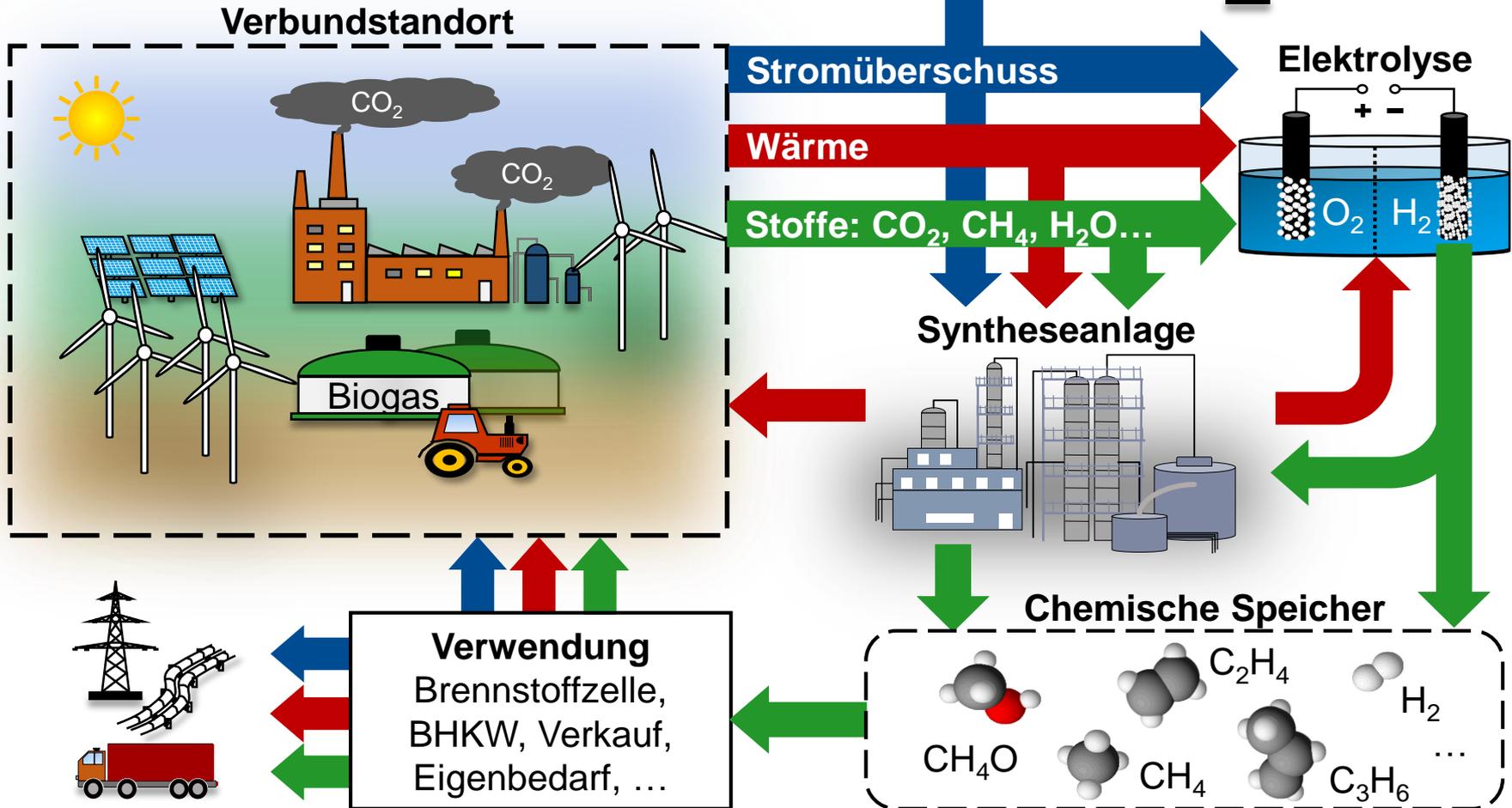
 **TFE
Consulting**

Projektlaufzeit: 01.10.2017 bis 30.03.2020

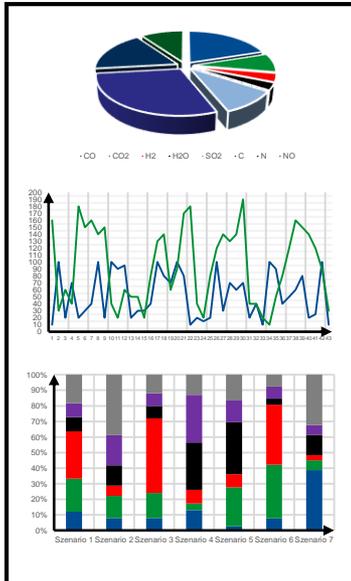
Arbeitspaket	Quartal / Projektjahr										Berichtsphase		
	1/I	2/I	3/I	4/I	1/II	2/II	3/II	4/II	1/III	2/III			
AP1: Datenerhebung für kmU-Netzwerk	■	■	■	■	■	■							
AP2: Speicherbedarf im Netzwerk				■	■	■							
AP3: Anfordern an das Ausspeichern						■	■	■					
AP4: Verfahrensketten chemischer Speicher			■	■	■	■	■	■					
AP5: energetische und ökologische Kennzahlen				■	■	■							
AP6: Investitionsausgaben und laufende Kosten					■	■	■	■					
AP7: funktionsbezogene Prozessanalyse							■	■	■	■			
AP8: Wirtschaftlichkeit und Zielkostenerreichung								■	■	■	■		
Schlussbericht												■	■

Stand: November 2018

„Im Verbund werden Produktionsanlagen, Energiefluss, Logistik und Infrastruktur intelligent miteinander vernetzt“ - BASF

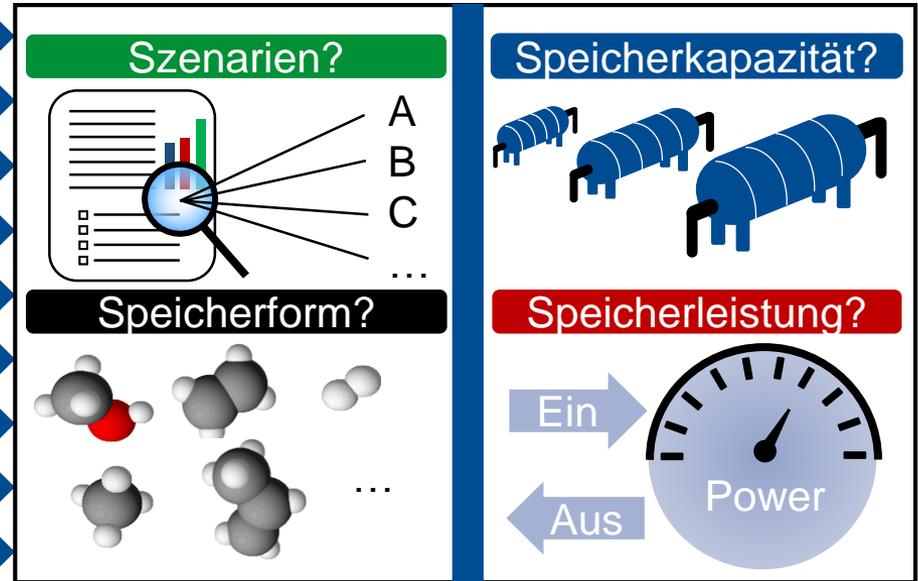


Datenerhebung



- ✓ Stromlastprofile
- ✓ Wärmebilanz
- ✓ Brennstoffmix
- ✓ Abgasemissionen
- ✓ Erlöse / Kosten
- ...

Anforderungsprofile chemischer Speicher

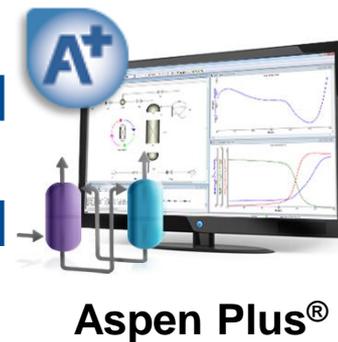


Techno-ökonomische Bewertung

-  Technische Durchführbarkeit
-  Wirtschaftliches Potenzial
-  Ökologischer Einfluss
-  Empfehlungen

← Fließbilder

← Kennzahlen



- Prozessanalyse
- Optimierung
- Wärmeintegration

1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung

1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung

AP1: Datenerhebung für Unternehmensverbund

- Auswahl Unternehmen Produktion
- Jahrgang Strom, Wärme, CO₂ ...
- Substitutionspotenzial
- Auswahl EE-Unternehmen
- Branchenzahlen: Trends 2025

Energiedaten des Verbundes:
Energie- und Stoffstrom

AP2: Dimensionierung chemischer Speicher

- Definition von Szenarien für pos./neg. Residuallast im Verbund
- Residuallastgang im Verbund
- Auswahl verschiedener Speicher

Notwendige Speicherkapazität des Verbundes

AP3: Anforderungen beim Ausspeichern

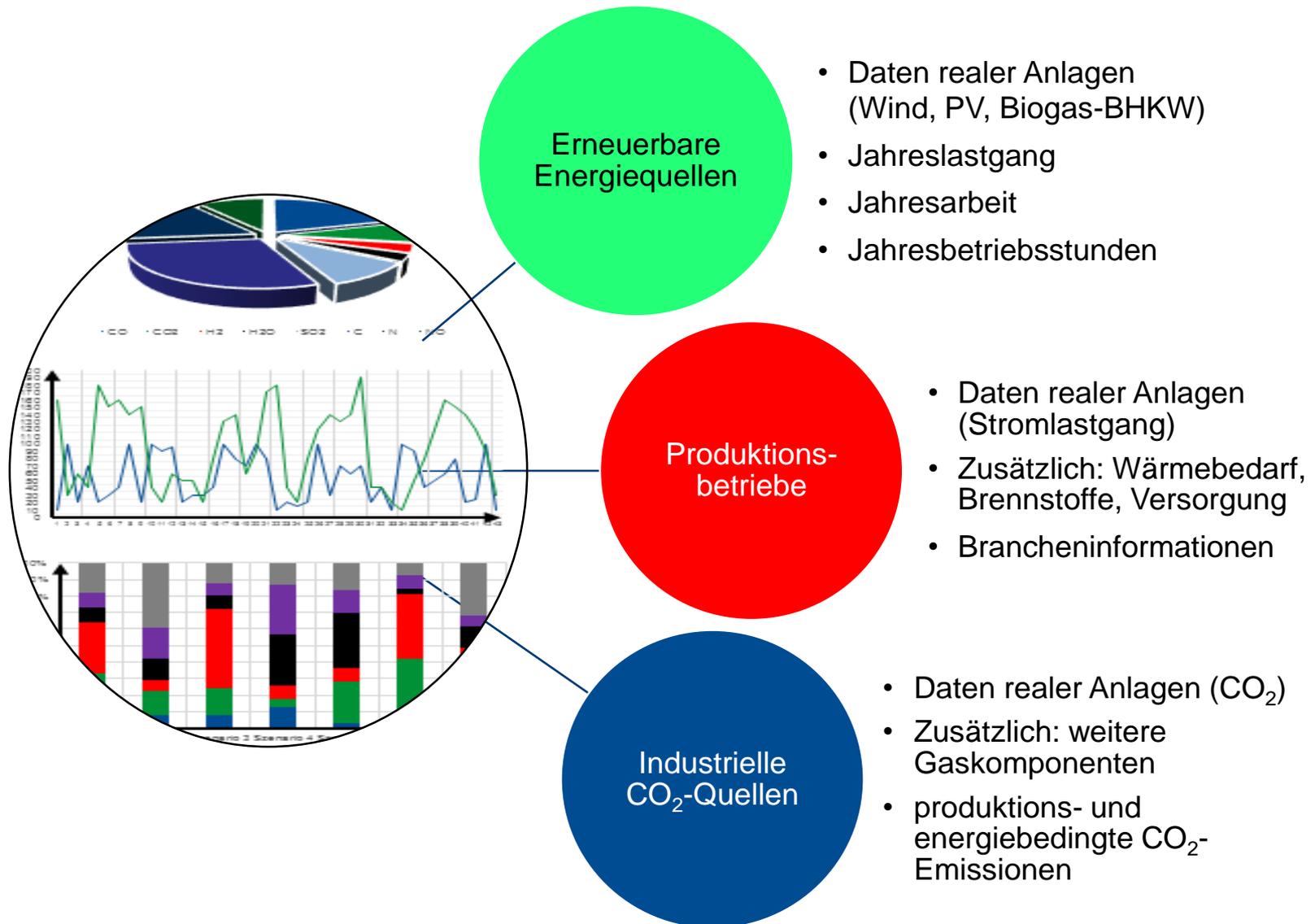
- Technische und wirtschaftliche Anforderungen Eigennutzung bzw. Vermarktung Speichermaterialien
- Abschätzung Preisentwicklung

Speichermaterial:
akzeptable Kosten (Eigennutzung) bzw. erzielbare Erlöse

AP4: modulare Verfahrensketten für chemische Speicher

- Auswahl innovativer Verfahren
- Daten für Prozesssimulation
- modulare Verfahrensketten
- Prozesssimulation

Dimensionierung unter optimierten Betriebsbedingungen

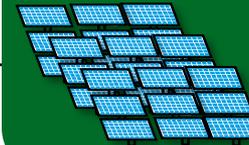




Windkraft

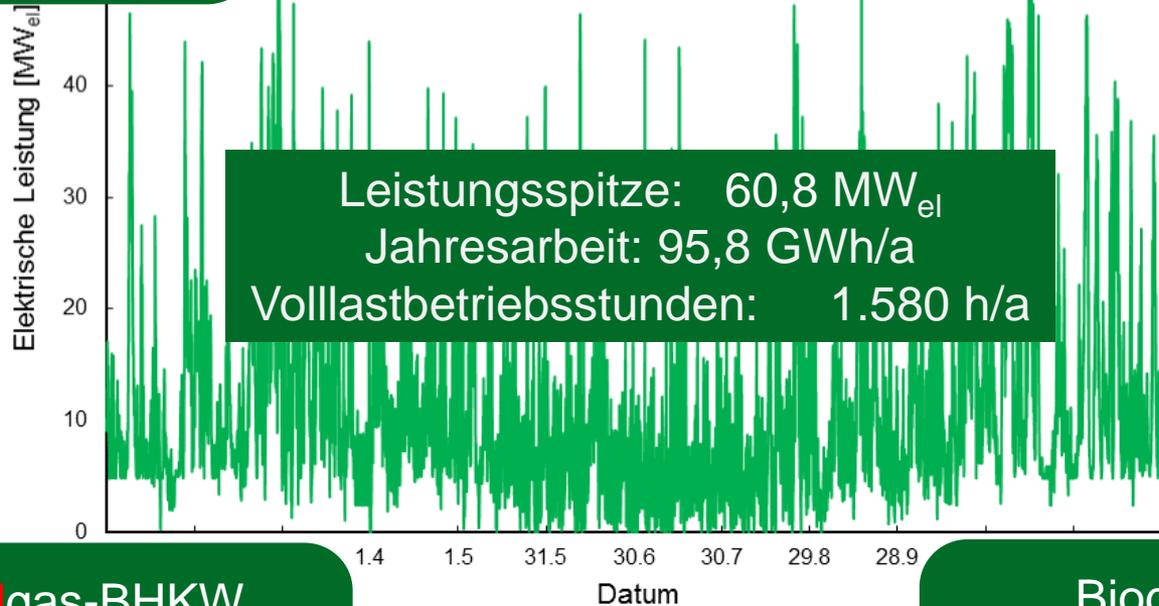
45,6 MW_{el}
60,7 GWh/a
1.350 h/a

Photovoltaik (Freifläche)

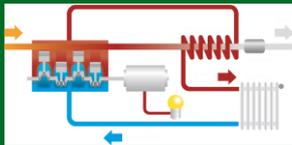


10,4 MW_{el}
9,7 GWh/a
930 h/a

EE-Strom im Verbund

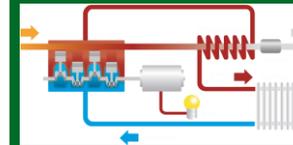


Bioerdgas-BHKW

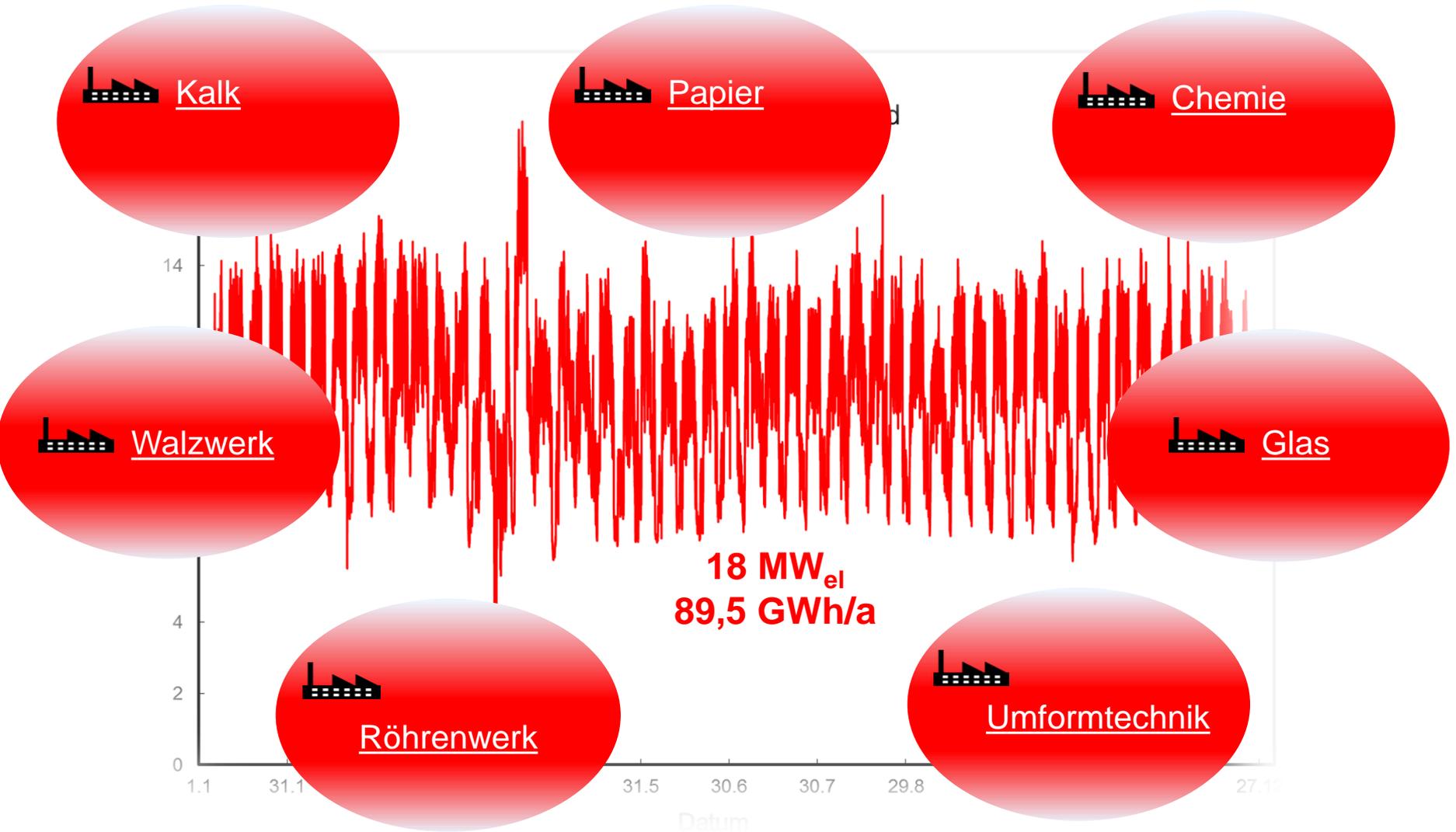


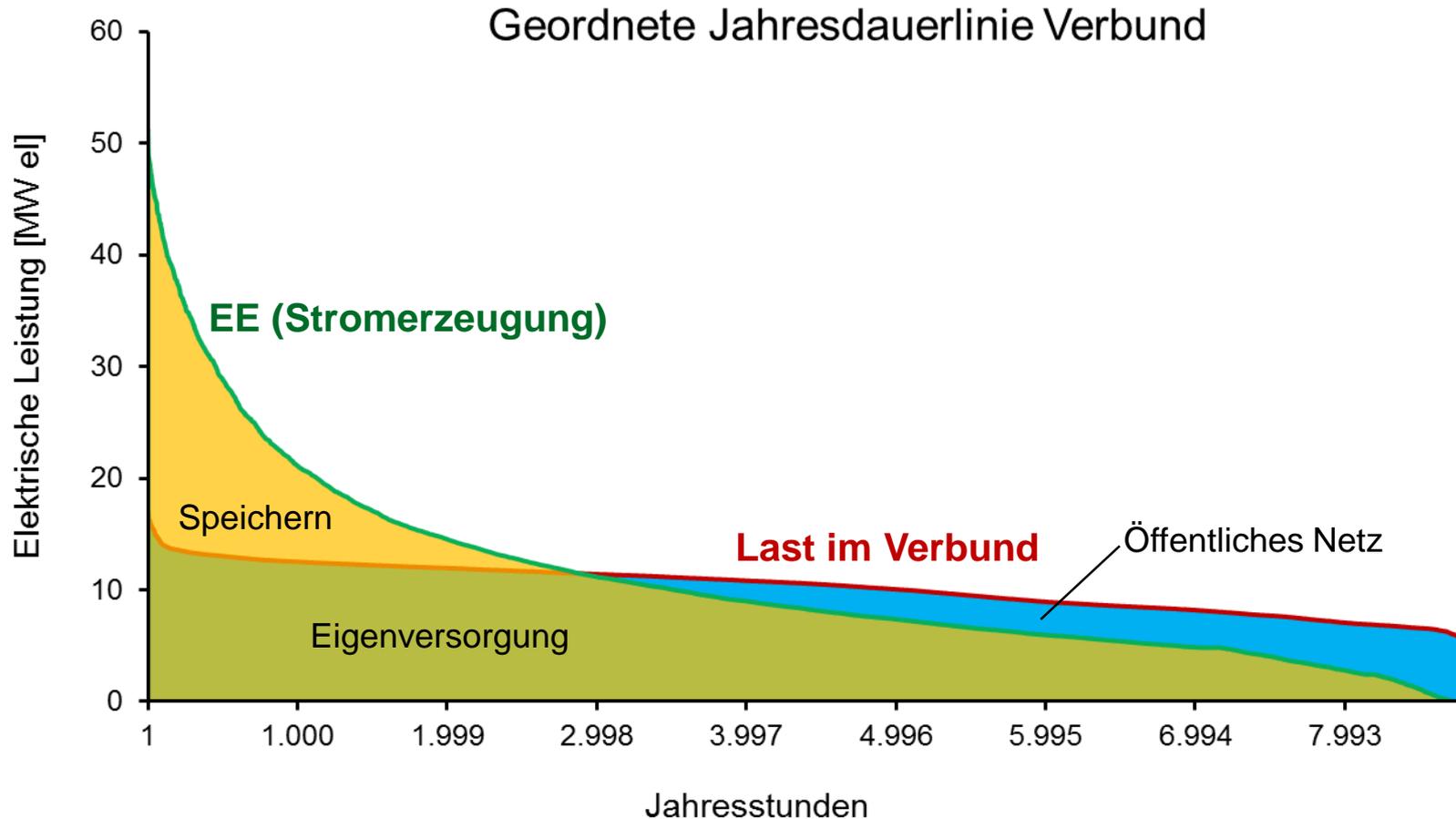
2,4 MW_{el}
12,6 GWh/a
5.250 h/a

Biogas-BHKW



2,4 MW_{el}
12,8 GWh/a
5.350 h/a





Kalkbrennen:

18 % CO₂ im Abgas
0,8 – 0,9 kg CO₂/kg CaO/MgO
(zzgl. 0,4 kg aus Brennstoff)
8.700 h/a Betrieb

120.000 t CO₂/a

Rohbiogas:

47 % CO₂ , 50 % CH₄
1.400 m³/h
8.760 h/a

11.500 t CO₂/a

**158.000 t CO₂/a
für Synthesen**

Biogasaufbereitung:

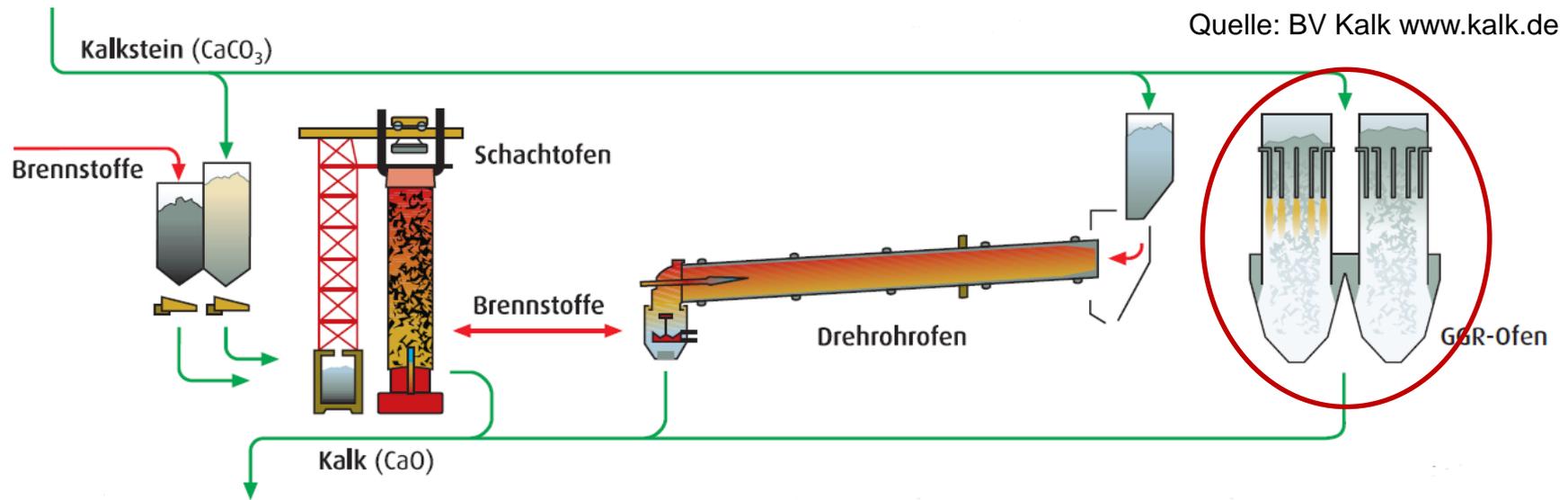
98 % CO₂, 2 % CH₄
700 m³/h
8.400 h/a

11.500 t CO₂/a

Hochofenprozess:

CO₂ 13 Vol-%, CO 30 Vol-%,
H₂ 4 Vol-%
8.000 m³/h Gichtgas (Teilstrom)
7.200 h/a Betrieb

15.000 t CO₂/a



Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen

CO_2 -Emissionen 120.000 t/a ($\pm 15\%$, Produktabsatz) mit 1,2 t CO_2 /t CaO

65% prozessbedingte CO_2 -Emissionen (0,8 t CO_2 /t CaO)

Brennstoffe: Braunkohlenstaub und Erdgas

Verfügbarkeit 8.000 h/a

13 – 25 Vol.-% CO_2 , O_2 , N_2 , Staub, ...

→ Dimensionierung Teilstrom?

→ CO_2 -Abtrennung oder direkte Nutzung in einer Synthese?

Rohbiogas:

49 – 52 Vol.-% CH₄

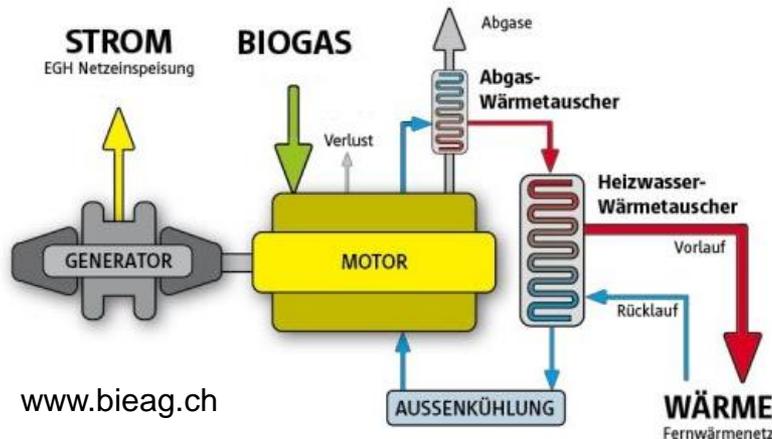
45 – 48 Vol.-% CO₂

Wasserdampf, Spuren (O₂, H₂, N₂, NH₃)

1.400 m_N³/h @ 8.760 h/a

Speicherung von Rohgas gleicht
Produktionsschwankungen (±5 %) aus

→ **BHKW, Aufbereitung oder Synthese**



Biogasaufbereitung:

Abtrennung von CO₂ in DWW oder PSA

Abgas: 98 % CO₂, 2 % CH₄

700 m_N³/h @ 8.400 h/a

→ **Emission oder Synthese**

AP1: Datenerhebung für Unternehmensverbund

- Auswahl Unternehmen Produktion
- Jahrgang Strom, Wärme, CO₂ ...
- Substitutionspotenzial
- Auswahl EE-Unternehmen
- Branchenzahlen: Trends 2025

Energiedaten des Verbundes:
Energie- und Stoffstrom

AP2: Dimensionierung chemischer Speicher

- Definition von Szenarien für pos./neg. Residuallast im Verbund
- Residuallastgang im Verbund
- Auswahl verschiedener Speicher

Notwendige Speicherkapazität des Verbundes

AP3: Anforderungen beim Ausspeichern

- Technische und wirtschaftliche Anforderungen Eigennutzung bzw. Vermarktung Speichermaterialien
- Abschätzung Preisentwicklung

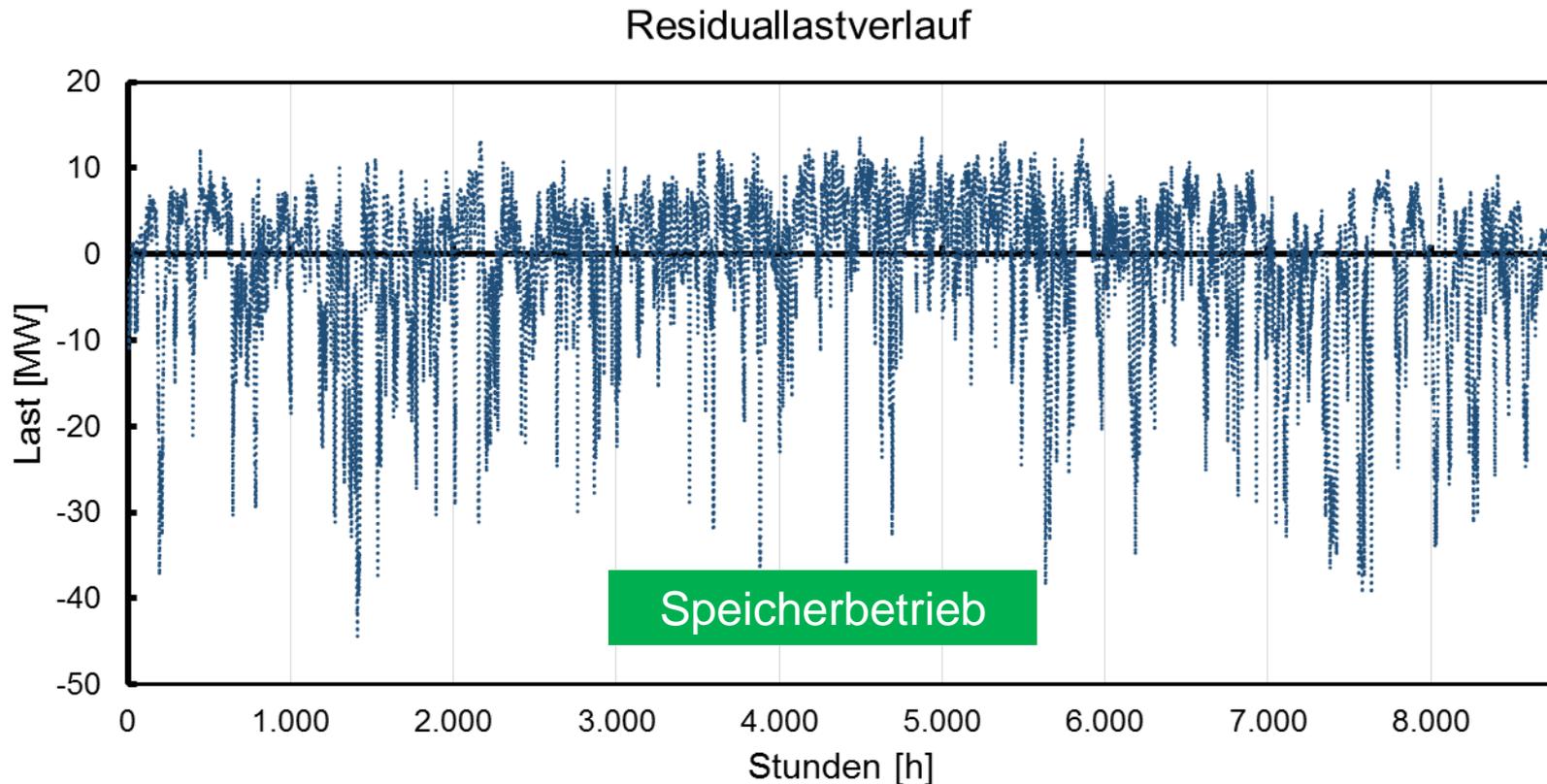
Speichermaterial:
akzeptable Kosten (Eigennutzung) bzw. erzielbare Erlöse

AP4: modulare Verfahrensketten für chemische Speicher

- Auswahl innovativer Verfahren
- Daten für Prozesssimulation
- modulare Verfahrensketten
- Prozesssimulation

Dimensionierung unter optimierten Betriebsbedingungen

Residuallastgang im Verbund: Stromverbrauch und Eigenversorgung über EE-Anlagen



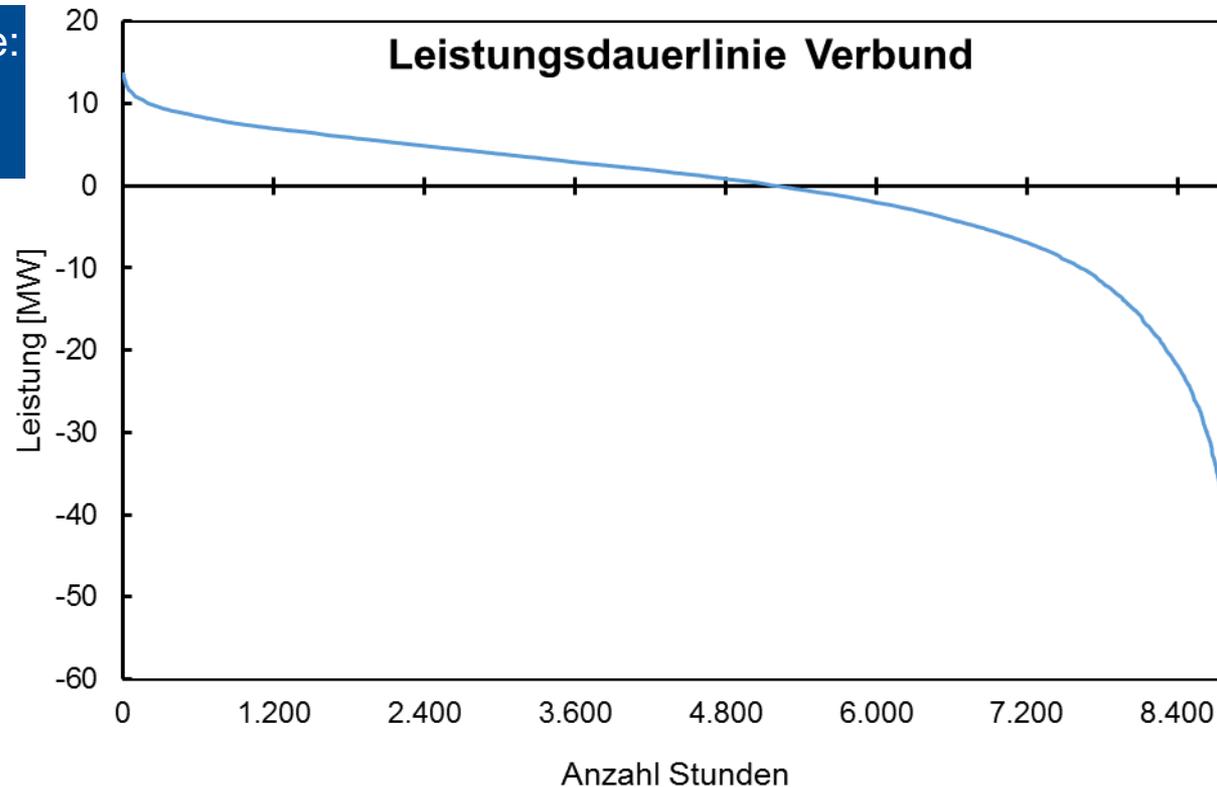
Residuallast [MW] :

$\text{Stromnachfrage [MW]} - \text{Stromangebot [MW]}$

Negative Residuallast:

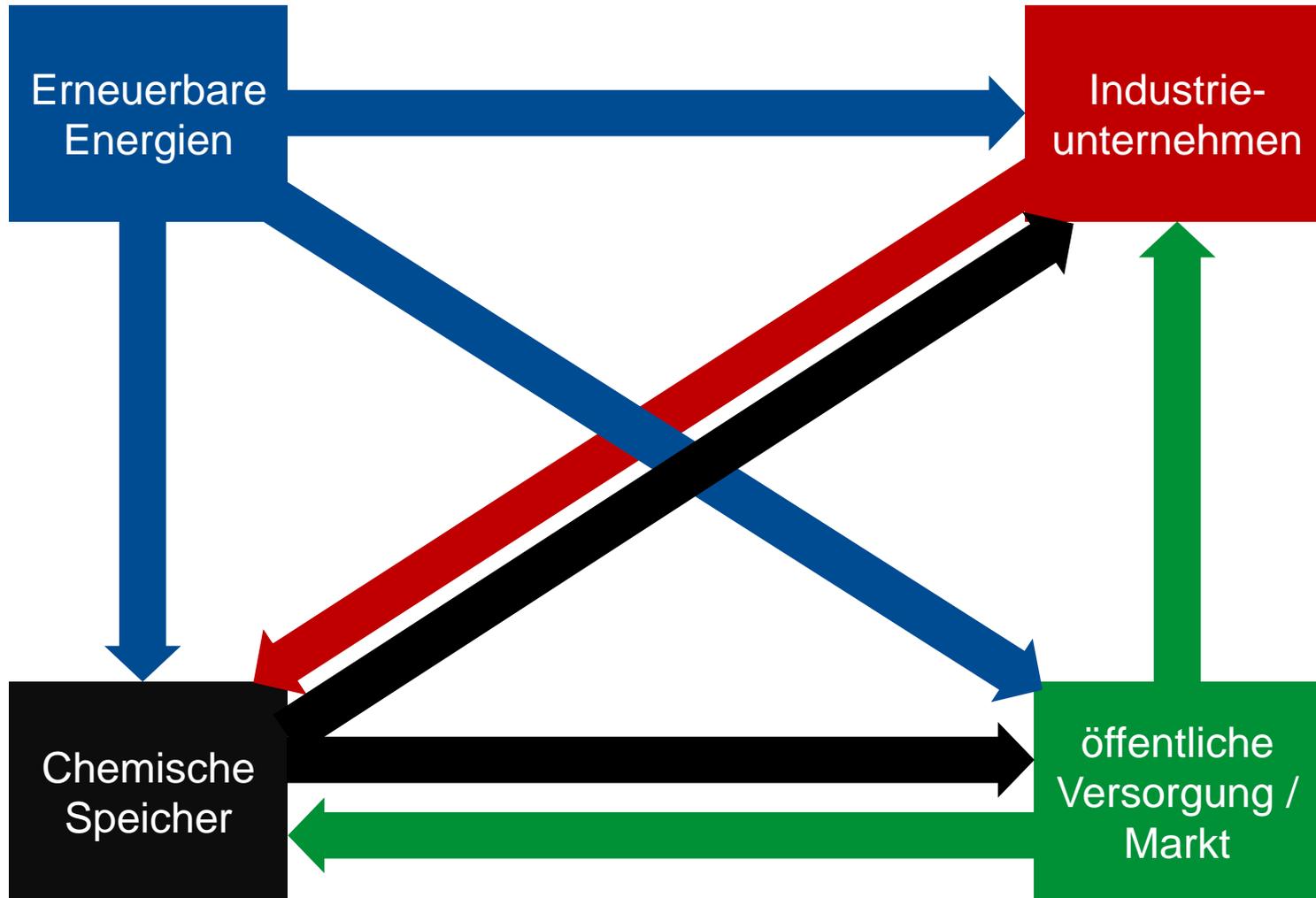
überschüssige Erzeugung kann z.B. zum Betrieb von Elektrolyseur verwendet werden.

Versorgungslücke:
5.200 h/a,
24,7 GWh/a



Speicher:
3.560 h/a,
31 GWh/a

- **Abhängigkeit des Residuallastverlaufs von:**
- **Zusammensetzung des Verbunds**
 - **Szenarien zur Nutzung EE-Strom im Verbund**



3.000 h/a

Jährliche Betriebsstunden Speicher

8.000 h/a

Szenario „Inselbetrieb“

- EE und Netz versorgen Verbund
- temporär nicht benötigter Strom in Elektrolyse o.ä.

„Inselbetrieb –
Strompreis < Marktpreis“

„Inselbetrieb –
Ausschreibungsverfahren“

...

Szenario „Reserveanlage“

- EE Reserve für öffentliches Netz
- EE für Elektrolyseur bzw. Syntheseanlage
- ggf. Versorgung über Netz

„Reserve – Strompreis“

„Reserve – Verwertung“

...

Szenario „CO₂-Verwertung“

- EE für Elektrolyseur bzw. Syntheseanlage
- Verwertung von CO₂
- Stromversorgung über Netz

„CO₂ – Strompreis < Marktpreis“

„CO₂ - Zertifikatepreis“

...

AP1: Datenerhebung für Unternehmensverbund

- Auswahl Unternehmen Produktion
- Jahrgang Strom, Wärme, CO₂ ...
- Substitutionspotenzial
- Auswahl EE-Unternehmen
- Branchenzahlen: Trends 2025

Energiedaten des Verbundes:
Energie- und Stoffstrom

AP2: Dimensionierung chemischer Speicher

- Definition von Szenarien für pos./neg. Residuallast im Verbund
- Residuallastgang im Verbund
- Auswahl verschiedener Speicher

Notwendige Speicherkapazität des Verbundes

AP3: Anforderungen beim Ausspeichern

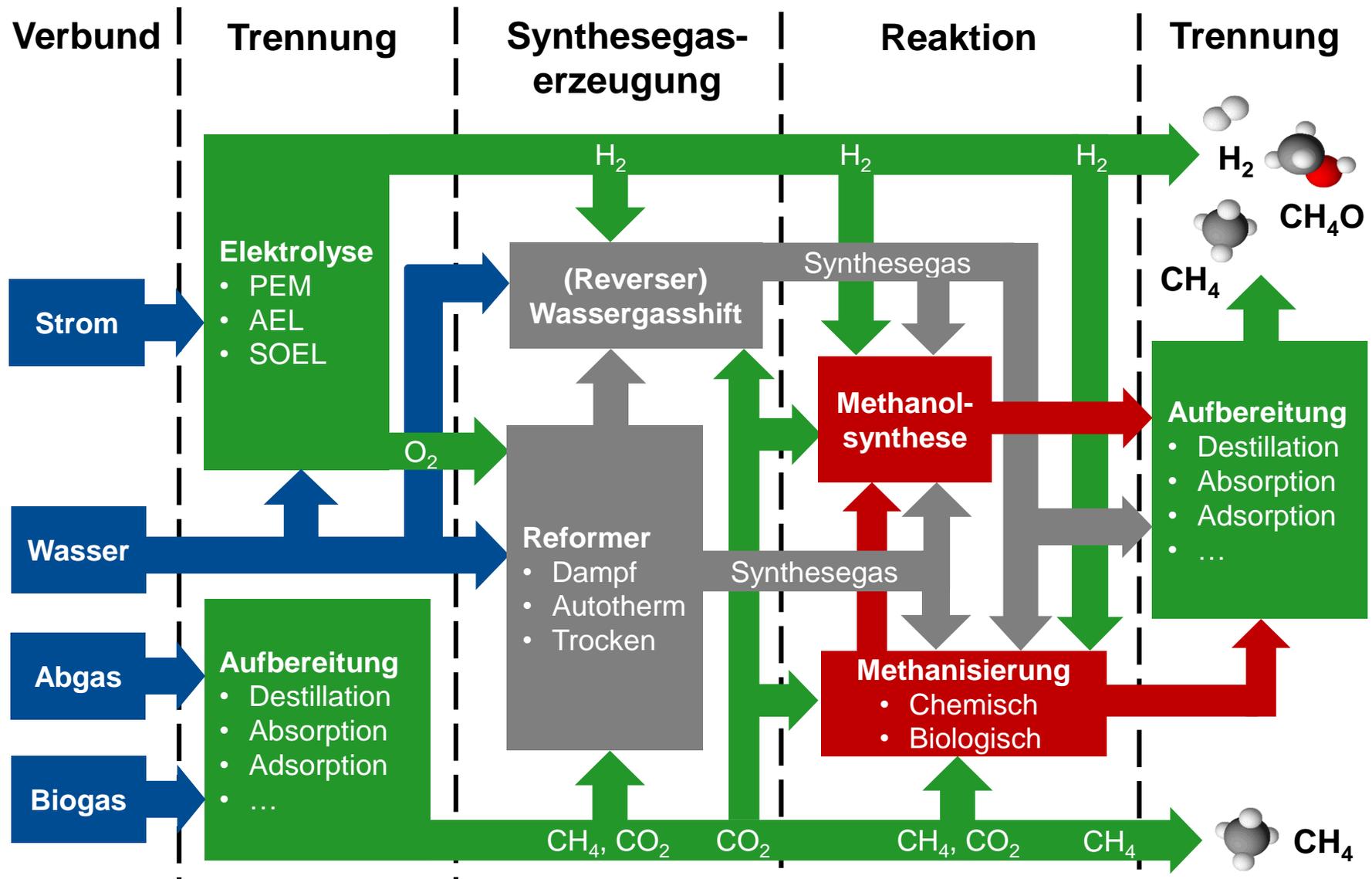
- Technische und wirtschaftliche Anforderungen Eigennutzung bzw. Vermarktung Speichermaterialien
- Abschätzung Preisentwicklung

Speichermaterial:
akzeptable Kosten (Eigennutzung) bzw. erzielbare Erlöse

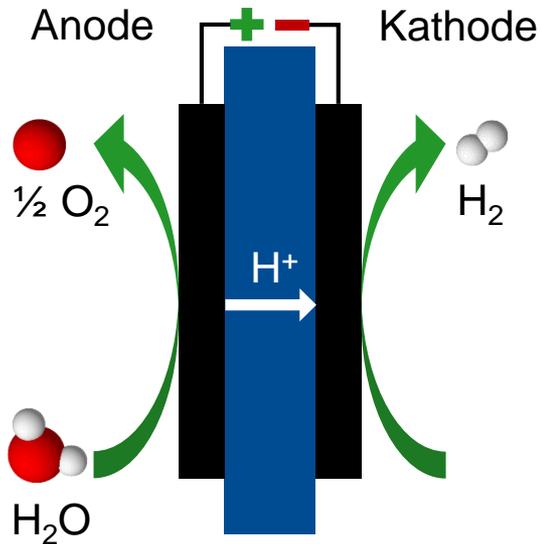
AP4: modulare Verfahrensketten für chemische Speicher

- Auswahl innovativer Verfahren
- Daten für Prozesssimulation
- modulare Verfahrensketten
- Prozesssimulation

Dimensionierung unter optimierten Betriebsbedingungen

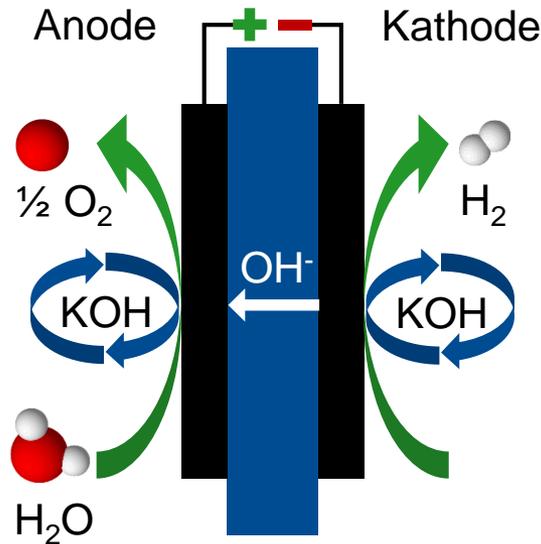


Membranelektrolyse



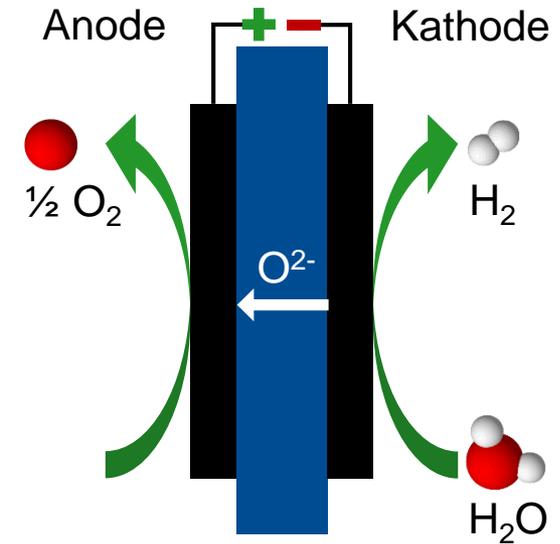
- Anode:
 $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^-$
- Kathode:
 $2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$
- 20 - 100 °C
- Großer Teillastbereich

Alkalische Elektrolyse

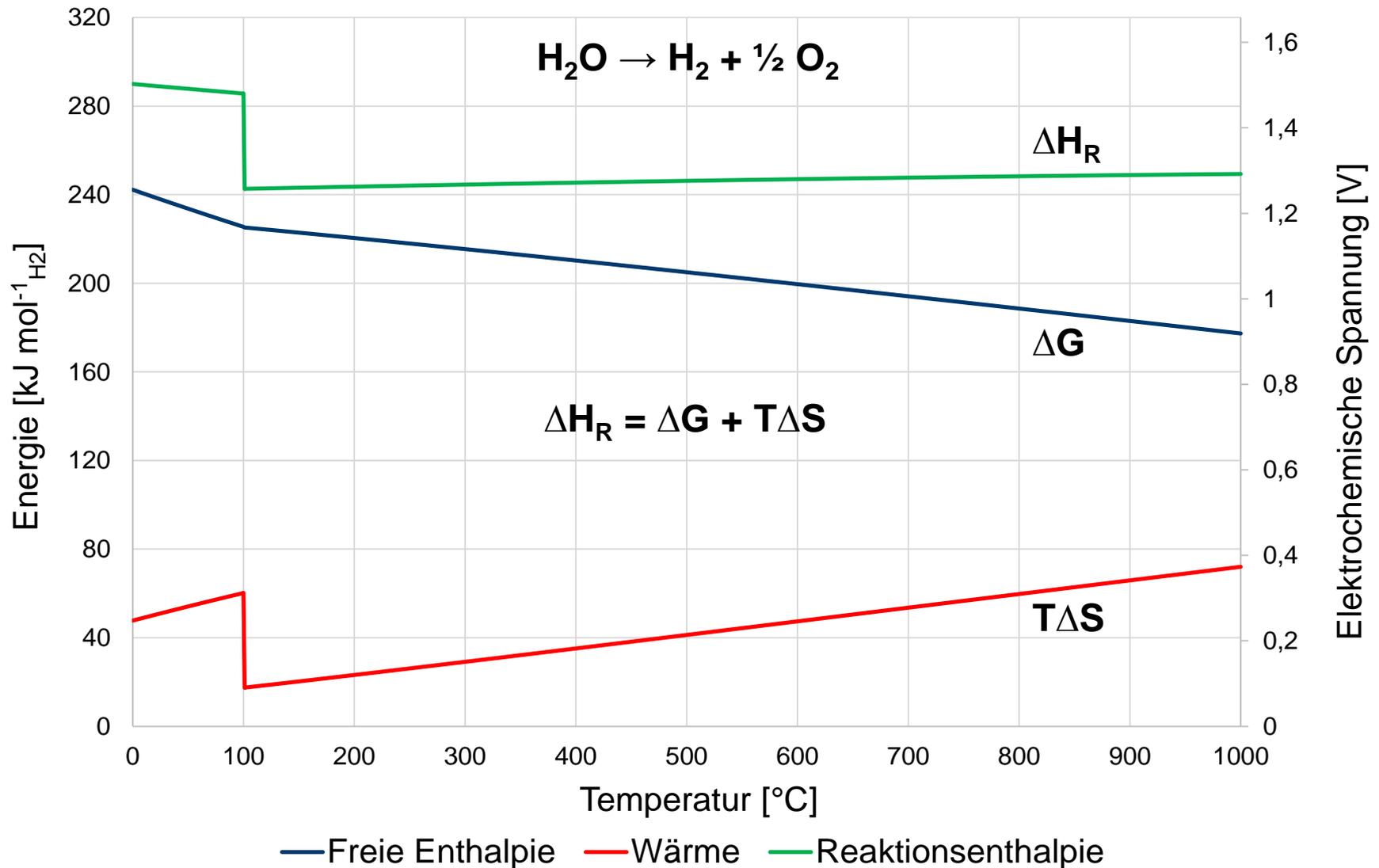


- Anode:
 $2 \text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^-$
- Kathode:
 $2 \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2 \text{OH}^-$
- 40 - 90 °C
- Etablierte Technologie

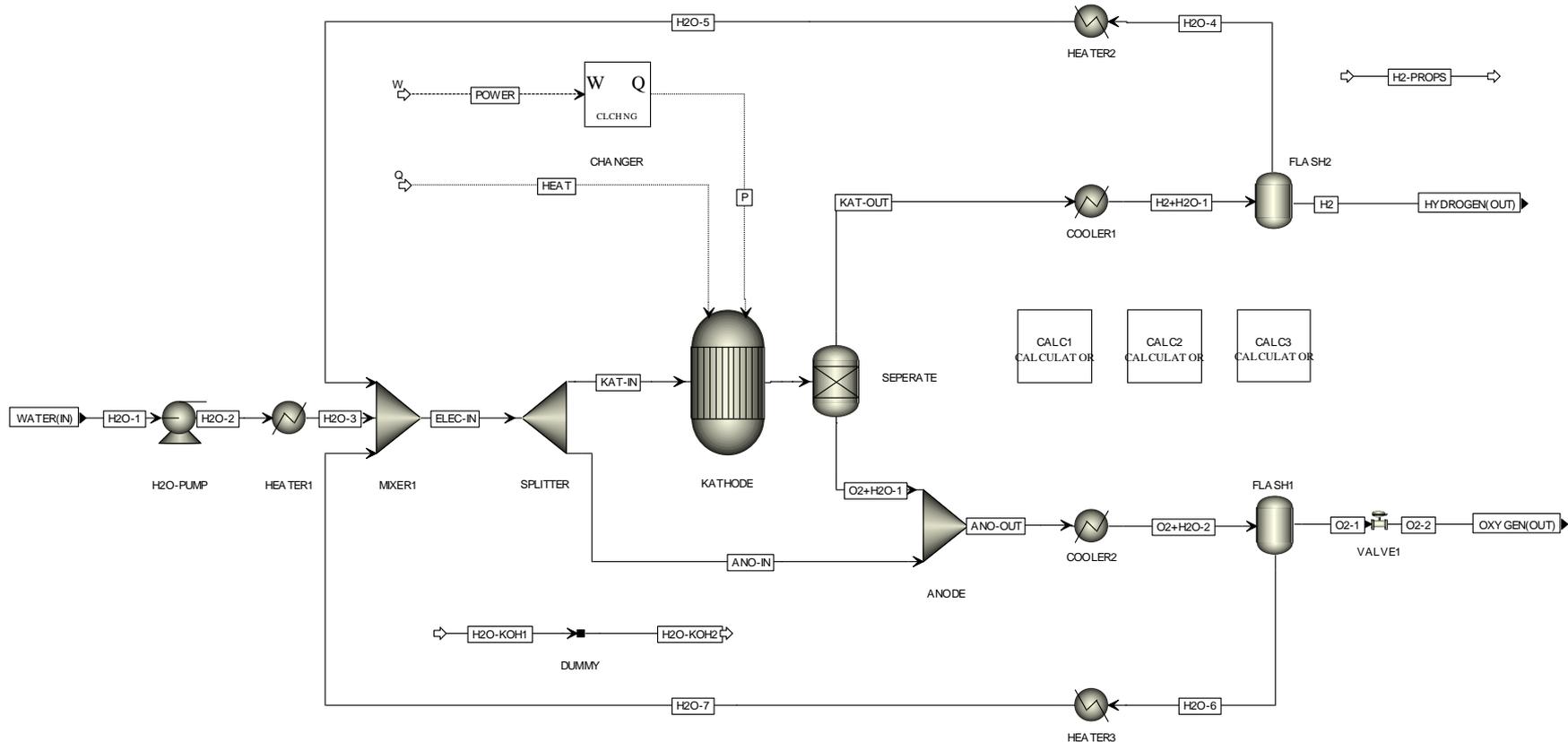
Hochtemperaturelektrolyse



- Anode:
 $\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{e}^-$
- Kathode:
 $\text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
- 700 - 1000 °C
- Hoher Wirkungsgrad



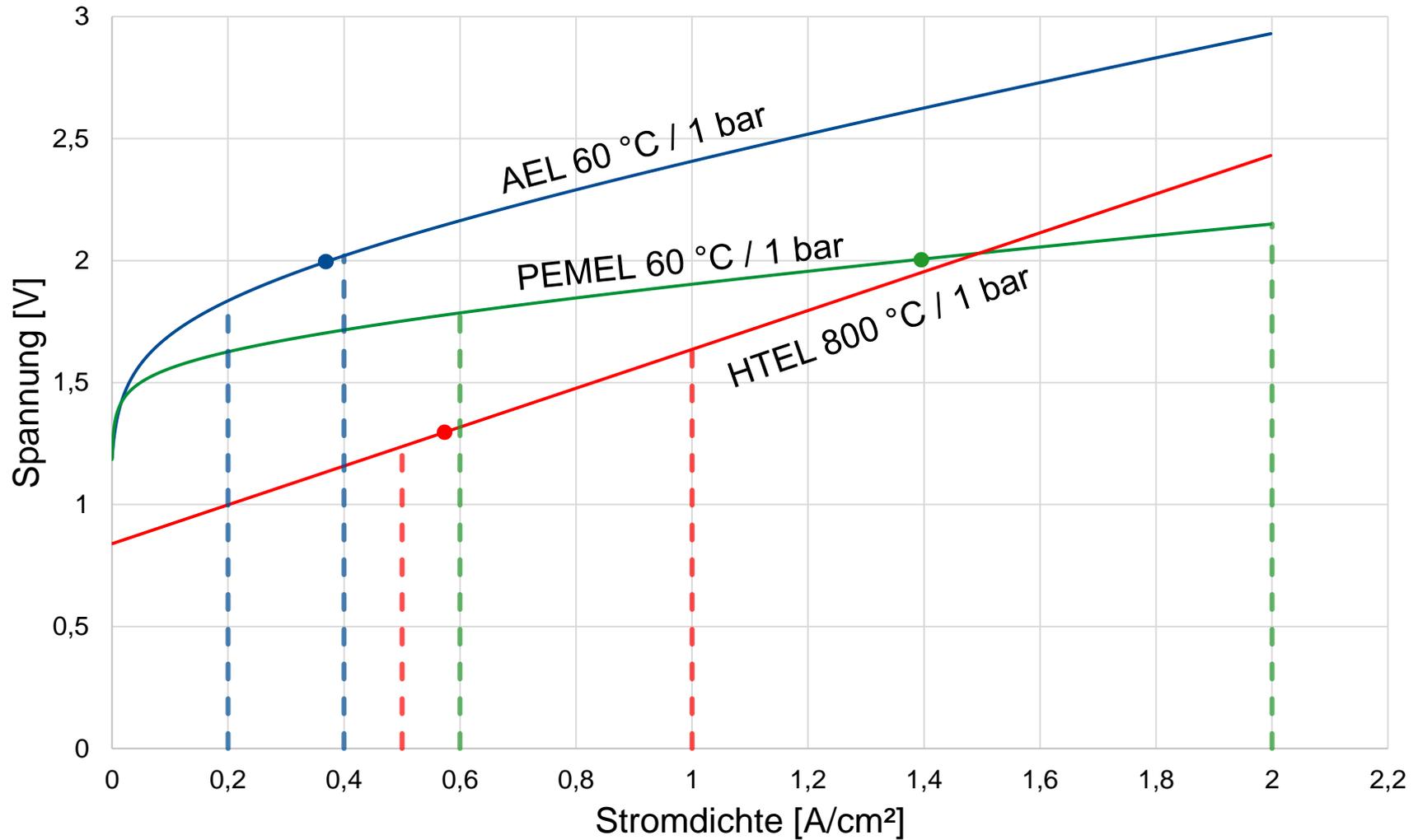
	AEL	PEMEL	SOFC
Druck [bar]	1	1	1
Temperatur [°C]	60	60	800
Stromdichte [A/cm ²]	0,37	1,37	0,56
Spannung [V]	2	2	1,29
Stromverbrauch Stack [kWh/Nm ³ _{H₂}]	5	4,78	3,08
Wärmebedarf [kWh/Nm ³ _{H₂}]	0,087	0,084	0,57
Technical Readiness Level [TRL]	9	8-9	6-7



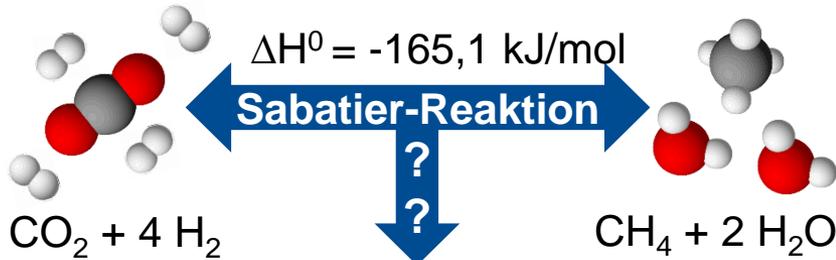
Temperatur: 60 °C
 Druck: 1 bar
 Elektrolyt: 30% KOH



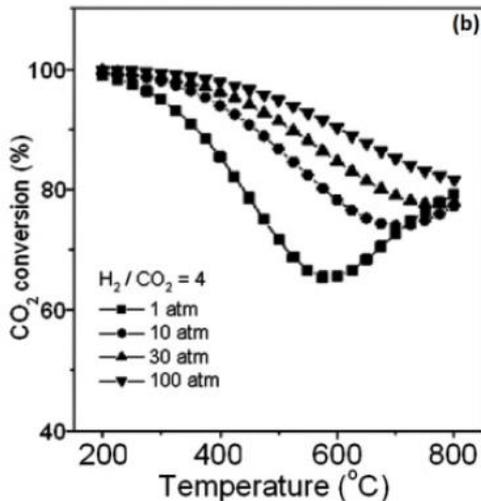
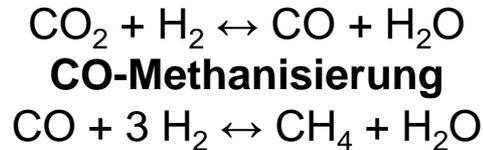
Stromdichte: 0,37 A/cm²
 Zellspannung: 2 V
 Stromverbrauch: 5 kWh/Nm³_{H₂} (Stack)



Chemisch



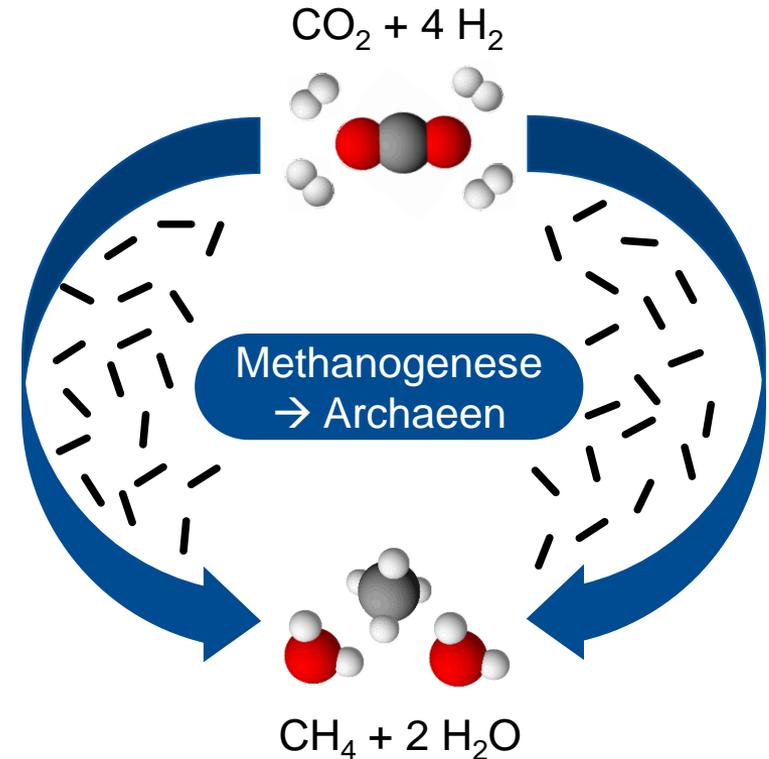
Reverse-Water-Gas-Shift (RWGS)



- 200 – 550 °C
- 1 – 100 bar

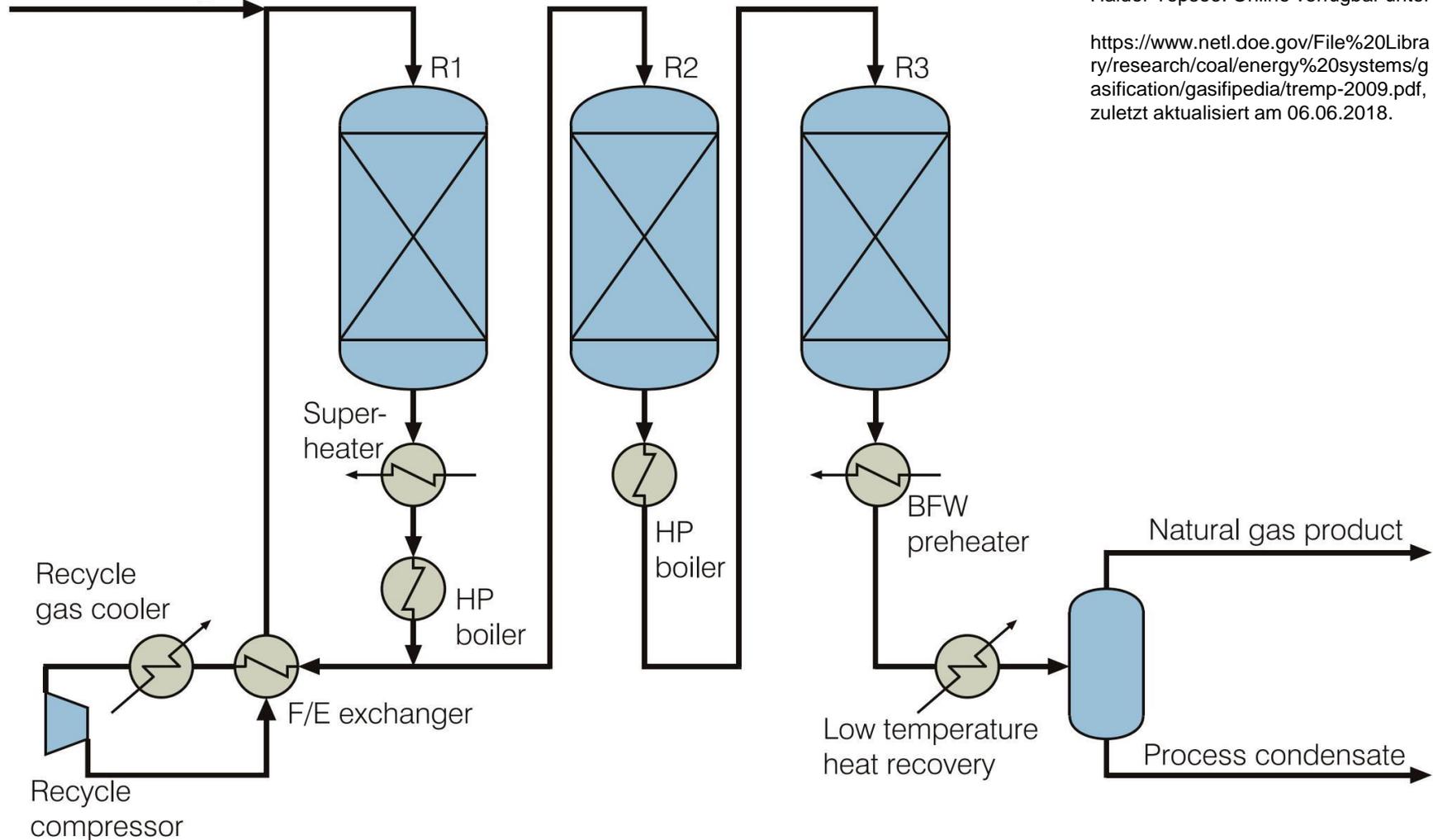
Stangeland, Kristian; Kalai, Dori; Li, Hailong; Yu, Zhixin (2017): CO2 Methanation. The Effect of Catalysts and Reaction Conditions. In: *Energy Procedia* 105, S. 2022–2027. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.577.

Biologisch



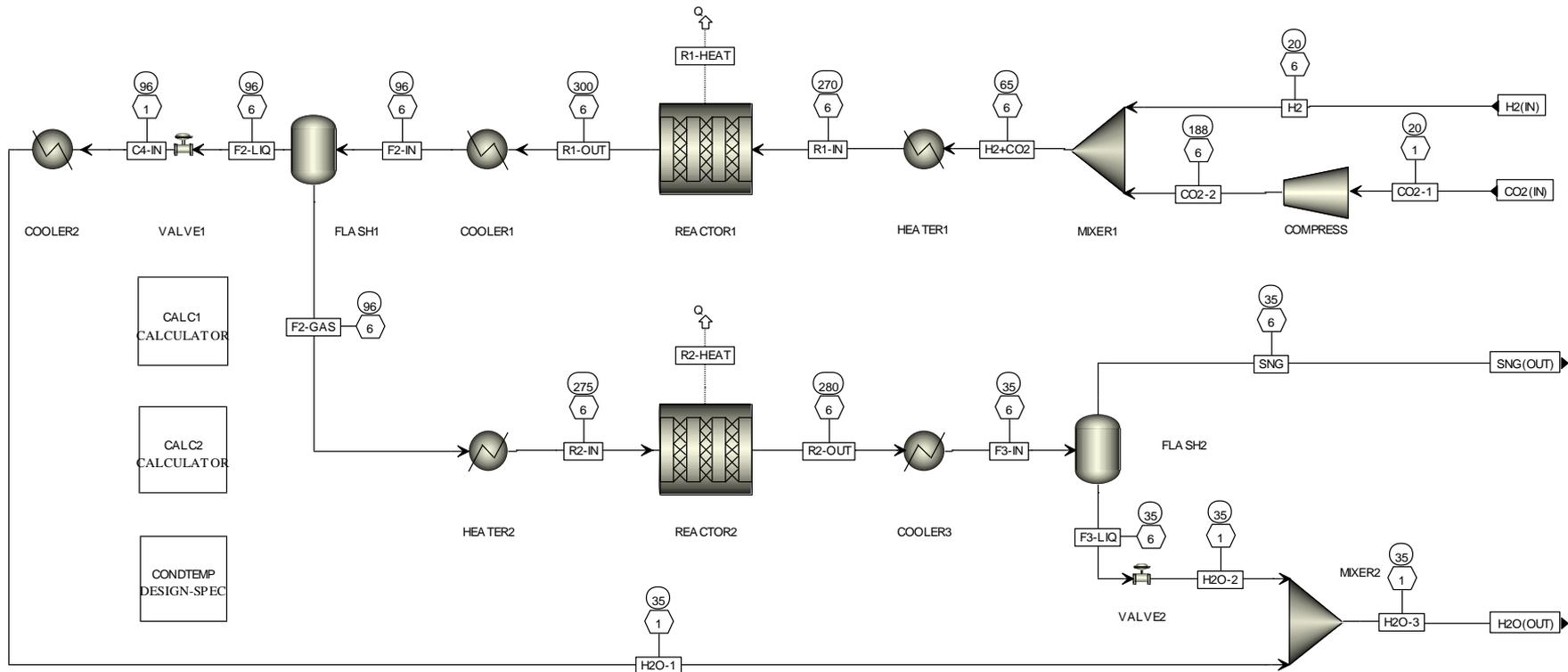
- 20 – 70 °C
- 1 – 10 bar
- Geringe Raumzeitausbeute

$$\text{Feed } \frac{\text{H}_2 - \text{CO}_2}{\text{CO} + \text{CO}_2} \approx 3$$



From solid fuels to substitute natural gas (SNG) using TREMP (2018). Haldor Topsoe. Online verfügbar unter

<https://www.netl.doe.gov/File%20Library/research/coal/energy%20systems/gasification/gasifipedia/tremp-2009.pdf>, zuletzt aktualisiert am 06.06.2018.



SNG

x_{CH_4} : 95,6%
 x_{CO_2} : 1,70%
 x_{H_2} : 1,70%
 x_{H_2O} : 1,00%

Wärmeerzeugung

7,38 MJ/Nm³_{SNG}

Verdichter

0,082 kWh//Nm³_{SNG}

GHSV

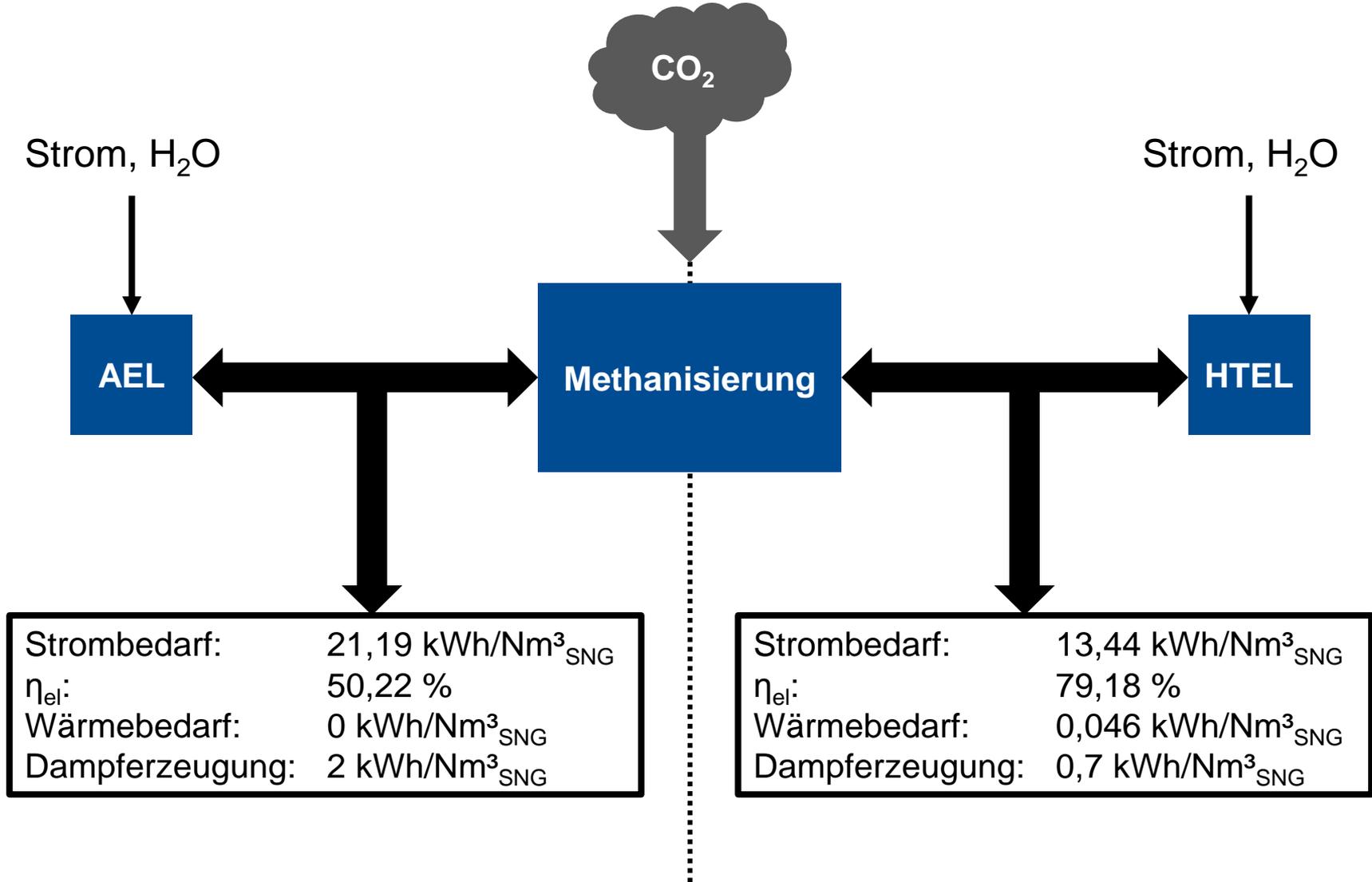
4000 (Reaktor 1)
 2000 (Reaktor 2)

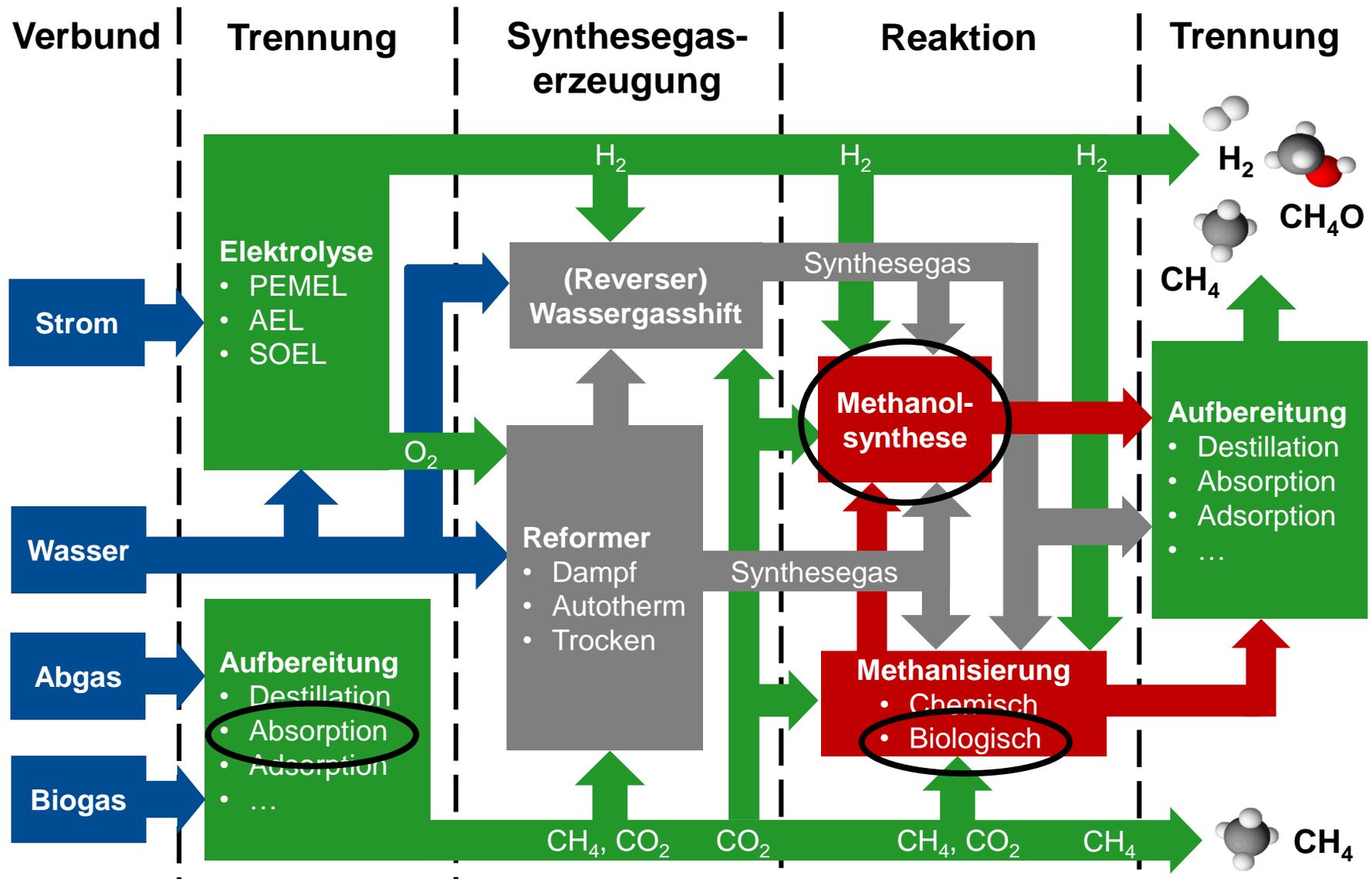
HHV (15 °C)

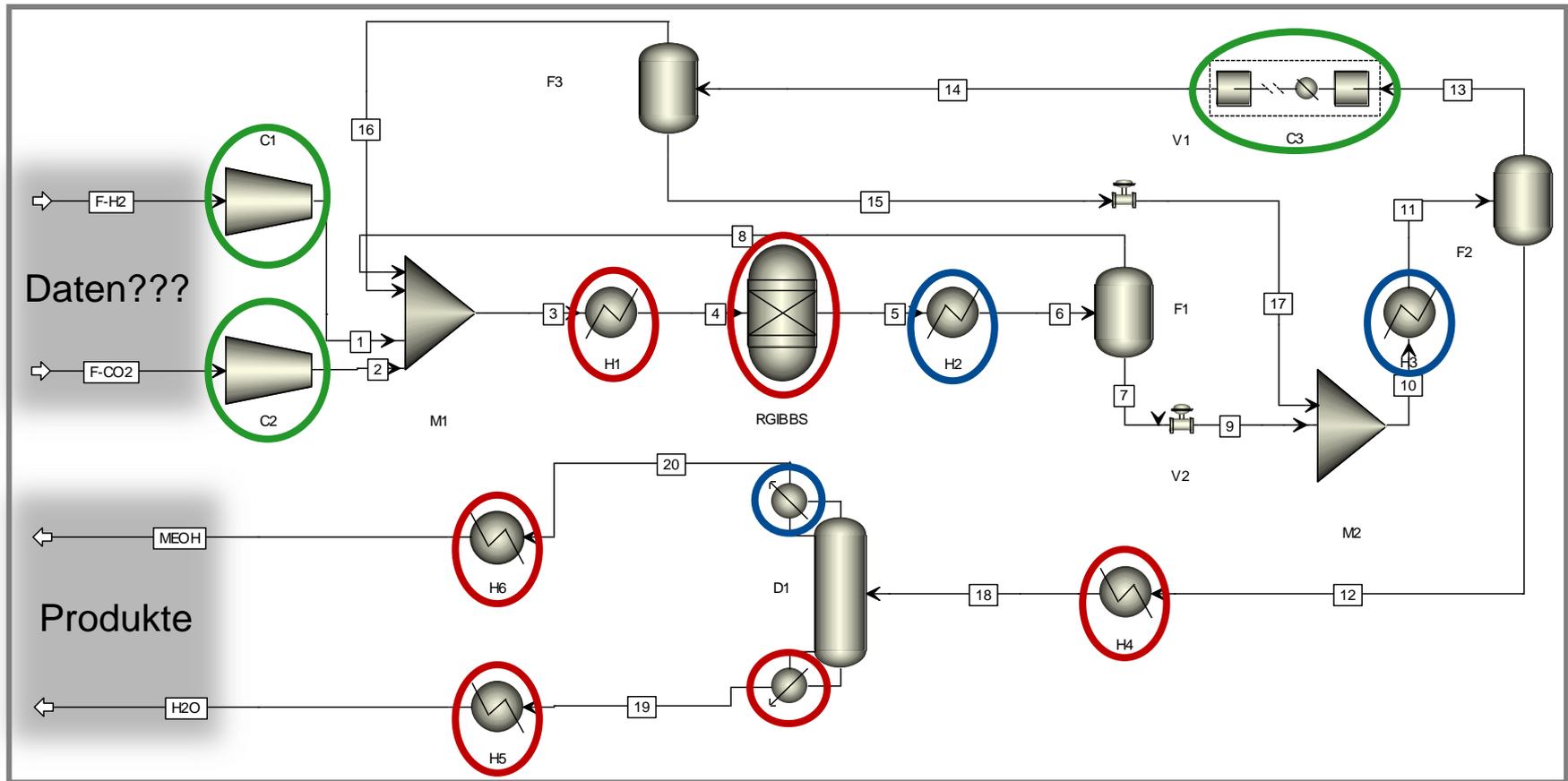
36,34 MJ/m³

Solar Fuel GmbH (2011): Hocheffizientes Verfahren zur katalytischen Methanisierung von Kohlendioxid und Wasserstoff enthaltenden Gasgemischen. Veröffentlichungsnr: DE102009059310A1.

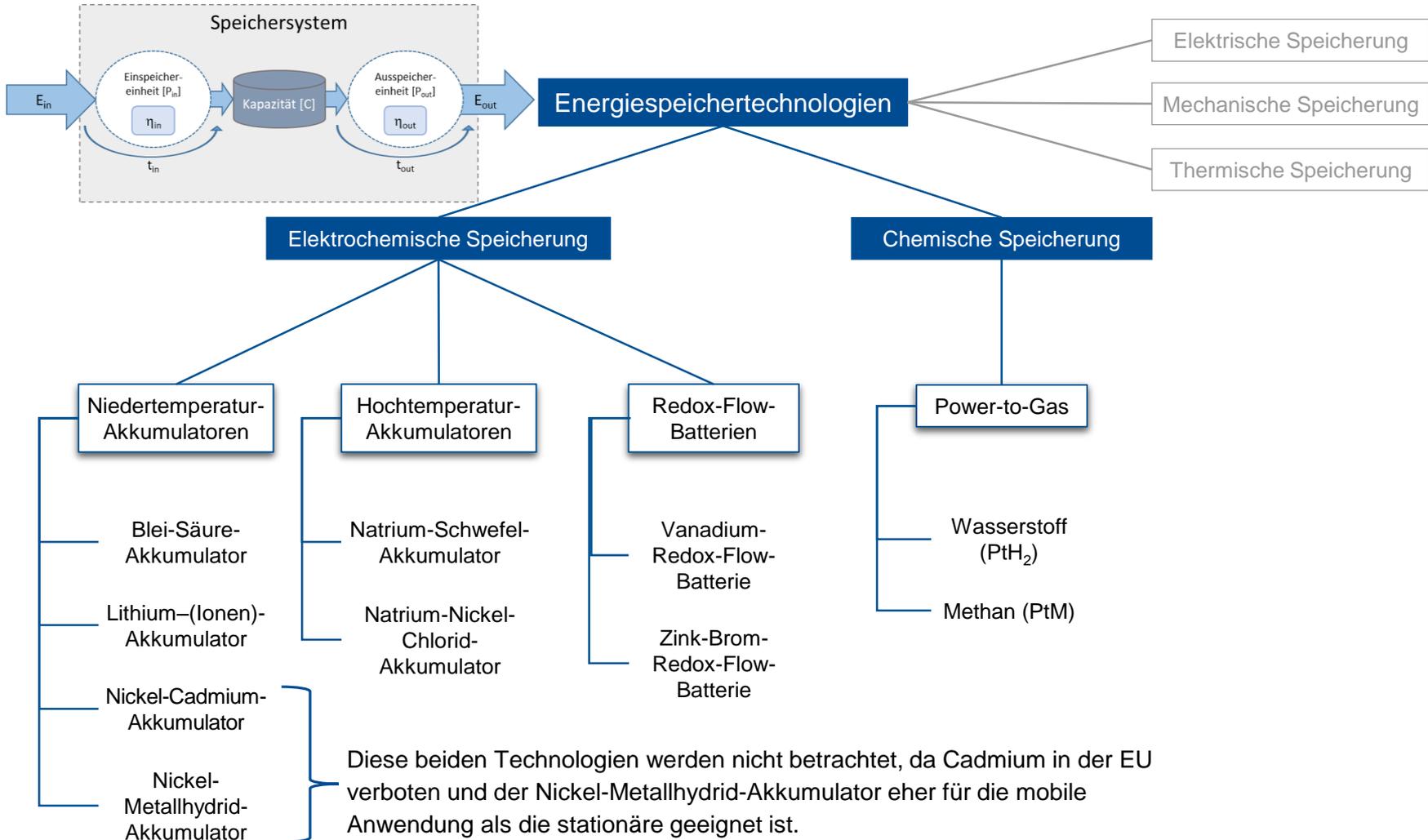
Neubert, Michael; Widzgowski, Jonas; Rönsch, Stefan; Treiber, Peter; Dillig, Marius; Karl, Jörgen (2017): Simulation-Based Evaluation of a Two-Stage Small-Scale Methanation Unit for Decentralized Applications. In: Energy & Fuels 31 (2), S. 2076ö2086. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b02793

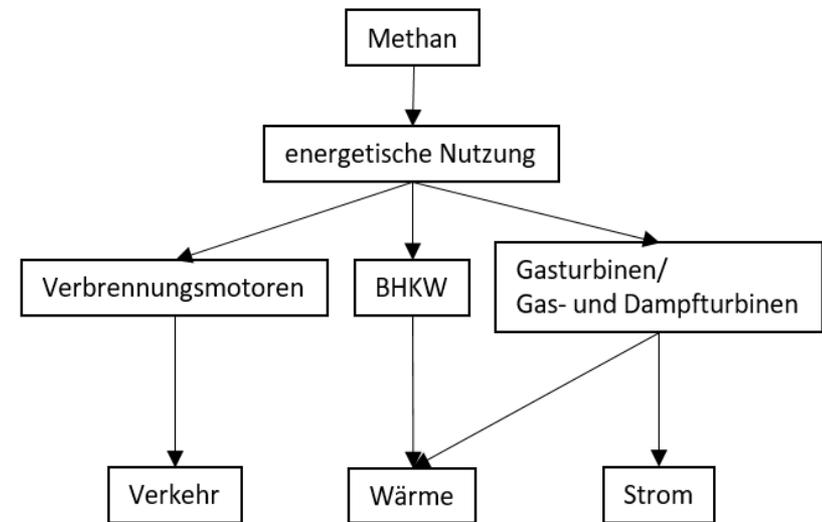
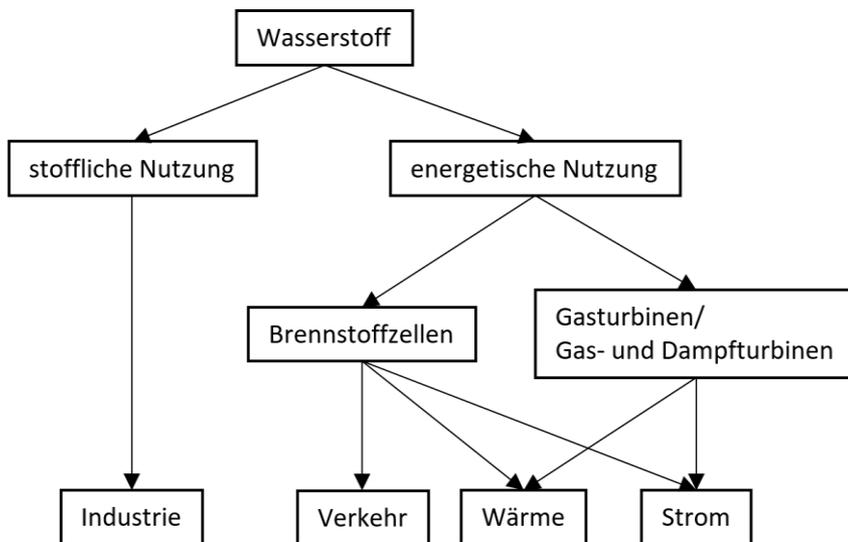
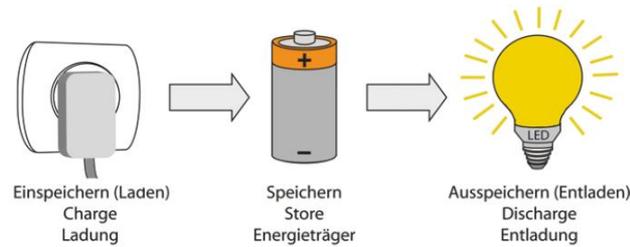






1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung





Mehrdimensionale Bewertungsmethoden



Paarweiser Vergleich

- + schnell
- + einfach
- nicht aussagekräftig, da keine Gewichtung der Kennzahlen



Kosten-Nutzen-Analyse

- + realitätsnah
- + strukturierter Aufbau
- reiner Fokus auf Wirtschaftlichkeit



Technisch-wirtschaftliche Bewertung (VDI-Richtlinie 2225)

- + strukturierter Aufbau
- + Gewichtung der Kennzahlen möglich
- festgelegte Bewertungskategorien
- teilweise subjektive Bewertung



Nutzwertanalyse (NWA)

- + strukturierter Aufbau
- + Gewichtung der Kennzahlen möglich
- + variable Bewertungskriterien
- aufwendige Erstellung
- teilweise subjektive Bewertung

Berechnung der Nutzenwerte [1]

$$n_{ij} = w_{ij} * g_i$$

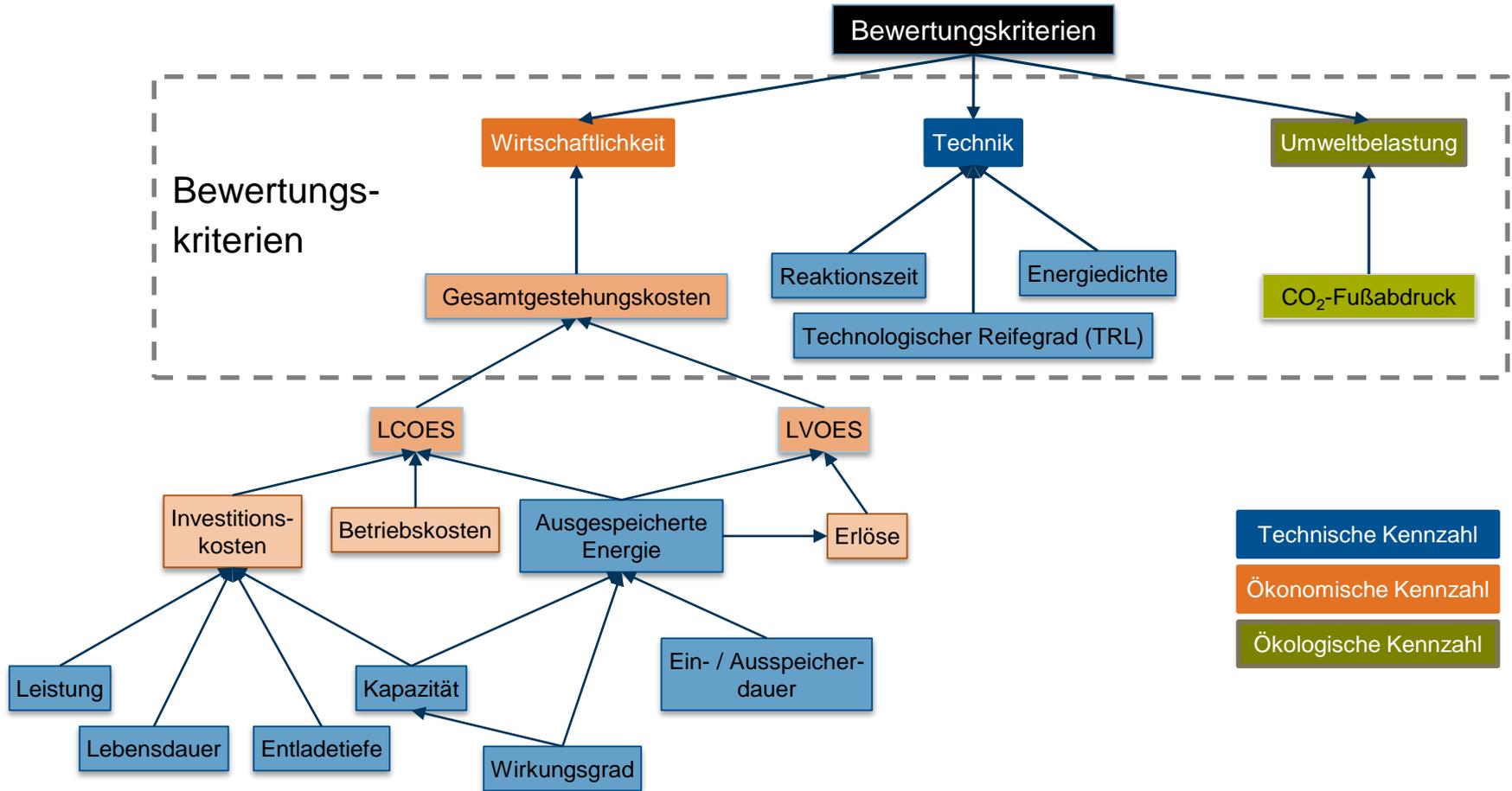
Berechnung des Gesamtnutzenwerts [2]

$$N_j = \sum n_{ij}$$

Z_i	Teilziel [i]
V_j	Variante/Alternative [j]
g_i	Gewichtung des Teilziels [i] (Stufengewicht)
z_{ij}	Zielgröße der Variante [j] für das Teilziel [i]
w_{ij}	Zielwert der Variante [j] für das Teilziel [i]
n_{ij}	Teilnutzenwert einer Variante [j] für das Teilziel [i]
N_j	Gesamtnutzen einer Variante [j]

Bewertungskriterien

Kennzahlen der Technologien





Technologischer Reifegrad (I/II)

Die Kenngröße Technologiereifegrad (TRL) gibt Auskunft über die Reife einer Technologie, um einen Vergleich zwischen unterschiedlichen Systemen zu ermöglichen. Ihren Ursprung hat die Kennzahl in der Raumfahrttechnik. Die Methodik unterteilt den Technologiereifeprozess in neun Level von den Anfängen der Forschung (TRL 1) bis zur erprobten Technologie (TRL 9). Die einzelnen Phasen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. [1]

Das Konzept ist auch für die Einordnung von Energiespeichertechnologien übernommen worden, sodass dadurch ein aussagekräftiger Vergleich möglich ist. [2]

Stufe	Beschreibung
1	Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar
2	Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung
3	Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie
4	Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor
5	Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung
6	Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung
7	Prototypentest in Betriebsumgebung
8	Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung
9	Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz

Technologischer Reifegrad (II/II)



Technologie-Reifegrad Windgas
(Technology Readiness Level TRL)

Systemtest
Inbetriebnahme, Betrieb

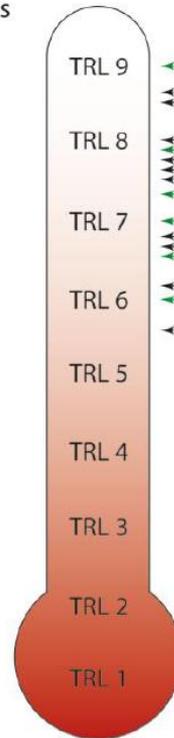
Systementwicklung

Demonstration

Technologieentwicklung

Machbarkeitsstudien

Grundlagenforschung



- Blei-Säure-Batterien
- Erdöl
- Bioethanol
- Biodiesel
- Alkalische Elektrolyse**
- Kraft-Wärme-Koppelung
- Gasturbinenkraftwerk, GuD
- Pumpspeicherwerke
- Sensible Wärmespeicher
- a | Nickel-Batterien
- b | Schwungmassenspeicher
- c | Flüssiggas/Autogas/LPG
- d | **Brennstoffzellen**
- e | Lithium-Batterien
- f | Natrium-Batterien
- Power-to-Heat
- g | Lastmanagement als Energiespeicher
- h | **Methanisierung (chemisch)**
- Latentwärmespeicher
- i | Kondensatoren
- Membran-Elektrolyse**
- j | Thermochemische Speicher
- k | Druckluftspeicher
- l | **Methanisierung (biologisch)**
- m | Redox-Flow-Batterien
- n | **Dampfelektrolyse**
- Spulen

- TRL 1: Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips
- TRL 2: Beschreibung der Anwendung einer Technologie
- TRL 3: Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie
- TRL 4: Versuchsaufbau im Labor
- TRL 5: Versuchsaufbau in Einsatzumgebung
- TRL 6: Prototyp in Einsatzumgebung
- TRL 7: Prototyp im Einsatz
- TRL 8: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich
- TRL 9: Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes

© Thema, FENES, OTH Regensburg, 2014 



Reaktionszeit

Die Reaktionszeit (auch Ansprechzeit) zeigt in Zeiteinheiten auf, wie schnell die Systeme auf Lastwechsel reagieren und Energie zur Verfügung stellen können. [1] Je nach Anwendung des Energiespeichers variieren die Anforderungen an die Ansprechzeit. [2] So ist eine schnelle Reaktion vor allem bei Energiespeichern zur Einspeisung von Regelleistung und bei unterbrechungsfreier Stromversorgung notwendig. [3] [4]

Reaktionszeit									
Allgemeines		Blei-Säure	Lithium-Ion)	Natrium-Schwefel	Natrium-Nickel-Chlorid	Vanadium Redox-Flow	Zink/Brom Redox-Flow	PtWasserstoff	PtMethan
	Autor	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert
1	Thielmann et al. (2015) S. 22	<sec	<sec	<sec	<sec	sec	sec	sec-min	min
2	Zapf (2017) S. 99	3-5 ms	3-5 ms						
Zusammenfassung		ms	ms	ms	ms	sec	sec	sec-min	min



Energiedichte (I/II)

Die spezifische Energie und Energiedichte beziehen sich auf die speziellen Eigenschaften jeder Technologie. Analog zu der Leistung geben sie den nutzbaren Energiegehalt pro Masseneinheit [Wh/kg] oder Volumen [Wh/l] / [Wh/m³] an. Die spezifische Energie/Energiedichte beeinflusst dabei die Größe des Speichersystems; je kleiner die Energiedichte einer Technologie, desto größer muss der Speicher ausgelegt sein, um die benötigte Kapazität zu bieten. Dies ist besonders bei der mobilen Anwendung von Speichern ein ausschlaggebendes Kriterium.

Die folgende Auswertung verdeutlicht die hohe volumetrische Energiedichte der Speichermedien Wasserstoff und Methan im Vergleich zu den elektrochemischen Technologien. Um eine konkrete Aussage über die Größe / den Platzverbrauch der gesamten PtG-Pfade zu machen, müssten jedoch zusätzlich auch die Ein- und Ausspeichertechnologien berücksichtigt werden. Werden die elektrochemischen Technologien isoliert von PtG betrachtet, kann die volumetrische Energiedichte als Indiz für den Platzverbrauch der Speichertechnologien herangezogen werden: Lithium-Ionen-Akkumulatoren haben hierbei die höchste volumetrische Energiedichte mit einer mehr als vier Mal höheren Energiedichte als der Blei-Säure-Akkumulator. Die niedrigste Energiedichte weisen die Redox-Technologien aufgrund der geringen Konzentration der Elektrolyten auf.

Energiedichte (II/II)

Energiedichte (volumetrisch: kWh/m³) -> Annahme: 1000 Liter entsprechen 1 Kubikmeter

Allgemeines		Blei-Säure	Lithium-Ion	Natrium-Schwefel	Natrium-Nickel-Chlorid	Vanadium Redox-Flow	Zink/Brom Redox-Flow	PtWasserstoff		PtMethan	
Quelle	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Mittelwert/Einzelwert	Anmerkung	Mittelwert/Einzelwert	Anmerkung
1	Sterner/Stadler (2014) S. 600-601	45	282,5	205	205			350	Kavernenspeicher	1100	Kavernenspeicher
2	Bajohr et al. (2011) S. 203	75	270	150				391	200 Bar	1200	200 Bar
3	Sauer (2006) S. 15	75									
4	Thielmann et al. (2015) S. 22	80	300	225	175	45	65	600	200 Bar	1800	200 Bar
5	Kurzweil (2015) S. 3	70	300	120				300	30 (Kugeltank 20bar)/ 120 (Rohrtank 80bar)/ 300 (Kaverne 200bar)		
6	VDE (2015) S. 64	82,5	600								
7	Weber et al. (2011) S. 1144					30					
Mittelwert		71,25	350,5	175	190	37,5	65	600	hängt stark	1800	hängt stark von
Median		75	300	177,5	190	37,5	65	600	von	1800	Speicherdruck ab

Berechnung über LHV und 200 Bar Druckspeicher



Wirkungsgrad

Diese Kennzahl beinhaltet die energetische Bilanz eines Speichersystems. Dabei ergibt das Produkt aus Einspeicher- und Ausspeicherwirkungsgrad sowie dem energetischen Verlust während der Speicherung den Gesamtwirkungsgrad, der die Beziehung zwischen eingespeicherter und ausgespeicherter Energie oder Leistung darstellt. [1] Nachdem der energetische Wirkungsgrad unter anderem auch thermische Verluste berücksichtigt, ist er niedriger als der elektrische Wirkungsgrad.

Im Gegensatz zu Akkumulatoren ist die Wirkungsgradbestimmung bei der PtG-Energiespeicherung komplexer, da es sich bei dem Speicher-Produkt um chemische Gase handelt, die energetisch anders bewertet werden als elektrische Energie. Um daher eine sinnvolle Bilanz zwischen eingespeicherter, erzeugter und ausgespeicherter Energie zu erstellen, gibt es zwei Möglichkeiten: die Angabe des Wirkungsgrades über den Heizwert (Lower Heating Value-LHV) oder den Brennwert (Higher Heating Value-HHV) des Wasserstoffs und Methans. [2]

Wirkungs- grade*	η_{in} [%]	Einspeicherwirkungsgrad
	η_{out} [%]	Ausspeicherwirkungsgrad

* Der Wirkungsgrad der Technologien ist meist nicht konstant, sondern zeitabhängig und sinkt bei längeren Zyklendauern und hohen Selbstentladungsraten. Zudem wird der Wirkungsgrad während der Lebensdauer eines Energiespeichers durch Alterungsprozesse negativ beeinflusst. Für Berechnungszwecke wird der Wirkungsgrad aber als konstant angenommen



Kapazität

Diese energetische Kennzahl gibt – wie die Leistung – Auskunft über die tatsächlichen Dimensionen des Energiespeichers. Sie beschreibt dabei die Menge der Eingangsenergie, die das Speichersystem aufnehmen und speichern kann. Die Kapazität wird in [Wh] angegeben.

Eingespeicherte Energiemenge / nutzbare Kapazität [C]

Die Energiemenge, die in der Speichereinheit gespeichert wird, ist das Produkt aus der eingehenden Energie $[E_{in}]$ und dem Einspeicherwirkungsgrad $[\eta_{in}]$. [1]

$$C = E_{in} * \eta_{in}$$

Auszulegende Kapazität $[C_{dim}]$

Einige Speichertechnologien können nicht vollständig – sondern nur bis zu einem Prozentsatz der Speicherkapazität („Depth of Discharge“-DoD) – entladen werden. Daher wird die Speicherkapazität um diesen Anteil größer dimensioniert, um die erwünschte nutzbare Kapazität im Nachhinein bereitstellen zu können. [2]

$$C_{dim} = \frac{C}{DoD}$$



Entladetiefe

Maximale Entladetiefe [DoD]

Die maximale Entladetiefe („Depth of Discharge“ – DoD) drückt aus, wie viel Energie dem Speicher bei Entladung entnommen werden darf und limitiert dadurch die nutzbare Speicherkapazität der Technologie. [1] Die Kennzahl wird als Prozentwert der maximalen Kapazität angegeben.

Selbstentladerate

Diese Kennzahl ist eine zeitabhängige Größe und beschreibt den prozentualen Energieverlust des Speichers während eines bestimmten Zeitraums.[2] Die Kennzahl ist zwar Technologieabhängig, wird jedoch auch durch „externe“ Faktoren wie Lagertemperaturen und Ladezustand beeinflusst. Die Selbstentladerate ist ein Indikator für die Speicherdauer eines Systems; je höher die Selbstentladerate, desto kürzer sollte die Speicherdauer sein, um hohe Verluste zu vermeiden.



Leistung

Leistungsbezogene Kennzahlen sind wichtige Kenngrößen, um die grundlegende Performance eines Energiespeichers zu beschreiben. Bei der Leistungsangabe ist zwischen mehreren Kennzahlen zu unterscheiden.

Leistung:

Diese absolute Kennzahl dient der Beschreibung eines Energiespeichersystems; dabei wird die jeweilige installierte Gesamtleistung eines Systems zumeist in Einspeicher- und Ausspeicherleistung unterteilt und beschreibt „[...] die maximal abrufbare Energie eines Speichers pro Zeiteinheit. [1]“ Diese Kennzahl wird in der Einheit [W] angegeben.

Spezifische Leistung/Leistungsdichte:

Diese spezifischen Zahlen sind Verhältniskennzahlen, die je nach Bezug (gravimetrisch / volumetrisch) die Leistung einer Technologie in [W/kg] (spezifische Leistung) oder [W/l] / [W/m³] (Leistungsdichte) angeben. [2] Wie die Bezeichnung sagt, sind die Kennzahlen Technologiespezifisch und beeinflussen je nach erwünschter Gesamtleistung des Speichersystems dessen Gewicht bzw. Platzverbrauch. Die begriffliche Unterscheidung der Kennzahlen wird in der Literatur oftmals nicht eingehalten, sodass der Begriff „Leistungsdichte“ für den volumetrischen und den gravimetrischen Bezug gleichermaßen verwendet wird.



Ein-/Ausspeicherdauer

Die Ausspeicherdauer ergibt sich aus der Kapazität und Ausspeicherleistung unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades. Diese Kennzahl beschreibt demnach die Zeit, die benötigt wird, um die Energiemenge unter Nennleistung auszuspeichern. Die Ausspeicherdauer dient als Merkmal bei der Unterscheidung zwischen Kurzzeit- (<24 Stunden) und Langzeitspeichern.

Einspeicherdauer [t_{in}]

Die Einspeicherdauer t_{in} ergibt sich aus der Speicherkapazität C geteilt durch das Produkt aus Einspeicherleistung P_{in} und Einspeicherwirkungsgrad η_{in} . Dies entspricht demnach dem Quotienten aus Eingangsenergie E_{in} und Einspeicherleistung P_{in} . [1]

$$t_{in} = \frac{C}{P_{in} * \eta_{in}} = \frac{E_{in}}{P_{in}}$$

Ausspeicherdauer [t_{out}]

Die Ausspeicherdauer t_{out} ergibt sich aus der Speicherkapazität C multipliziert mit dem Ausspeicherwirkungsgrad η_{out} und dividiert durch die Ausspeicherleistung P_{out} . [2]

$$t_{out} = \frac{C * \eta_{out}}{P_{out}}$$



Lebensdauer

Die Lebensdauern von Energiespeichertechnologien werden als kalendarische und zyklische Lebensdauern angegeben. Sie bestimmen den Zeitpunkt, ab dem Teile des Energiespeichersystems erneuert werden müssen, da sie gewisse Funktionseigenschaften nicht mehr erfüllen.[1] Während die kalendarische Lebensdauer in Jahren angegeben wird, gibt die Zyklenlebensdauer (auch Zyklenfestigkeit) die maximale Anzahl der Vollzyklen eines Energiespeichersystems an, die jedoch stark von der Betriebsführung und dem Nutzenprofil eines Energiespeichers abhängig sind.[2] Bei den PtG-Technologien ist es üblich, die betriebsabhängige Lebensdauer in Betriebsstunden anstelle von Zyklen anzugeben.

Gesamt-Nutzungszeitraum PtG [T_N] / Betriebsstunden-Lebensdauer PtG-Technologien [T_H]

Die spezifischen Nutzungsdauern $T_{N_{in}}/T_{N_{out}}$ der einzelnen Technologien ergeben sich aus dem kleineren Wert der Lebensdauer-Angaben in Betriebsstunden [T_H] oder der kalendarischen Lebensdauern [T_K].

$$T_N = T = \min(T_{N_{in}}, T_{N_{out}}) \quad T_{N_{in}} = \begin{cases} T_{H_{in}}, & \text{wenn } T_{H_{in}} < T_K \\ T_K, & \text{sonst} \end{cases} \quad T_{N_{out}} = \begin{cases} T_{H_{out}}, & \text{wenn } T_{H_{out}} < T_K \\ T_K, & \text{sonst} \end{cases}$$

$$T_{H_{in}} = H / t_{in} * z * D$$

$$T_{H_{out}} = H / t_{out} * z * D$$

D [Tage]
z [#]
H

Betriebstage pro Jahr
Anzahl der Zyklen pro Tag
Lebensdauer PtG-Technologien



Investitionskosten

Die Investitionskosten („CAPEX“) bilden eine wichtige Grundlage für den ökonomischen Vergleich der Technologien. Diese Kennzahl umfasst alle anfänglichen Kosten, die für den Bau und die Inbetriebnahme aufgewendet werden müssen. Die Investitionskosten eines Speichersystems unterteilen sich grundsätzlich in Kosten für den Energiespeicher und Kosten für die benötigte Anlagenperipherie („Balance of plant“-BoP). Die Investitionskosten des Energiespeichers unterteilen sich wiederum in spezifische Investitionskosten für die Leistungseinheit [€/kW] und für die Speichereinheit [€/kWh]. [1]

Die anfänglichen Investitionskosten ergeben sich aus Kosten für die Leistungs- und Speichereinheit. Dabei werden die Kosten der Leistungseinheit in Kosten für die Einspeichereinheit und Ausspeichereinheit unterteilt. Nachdem viele Datenquellen keine separaten Kosten für die Anlagenperipherie angeben, sind diese nicht als extra Kostenpunkt für die Berechnung der Investitionskosten herangezogen. [2] Die spezifischen Investitionskosten werden als proportional zu der installierten Leistung und Kapazität angesehen und berechnen sich wie folgt:

$$A_0 = k_{kW} * P_{in} + k_{kW} * P_{out} + k_{kWh} * C_{dim}$$

k_{kW} [€/kW]	Spezifische Kosten der Leistungseinheit
k_{kWh} [€/kWh]	Spezifische Kosten der Speichereinheit
P_{in} [kW]	Einspeicherleistung
P_{out} [kW]	Ausspeicherleistung
C_{dim} [kWh]	Auszulegende Kapazität der Speichereinheit



Betriebskosten

Neben den Investitionskosten sind die während des Betriebs anfallenden Kosten („OPEX“) ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit der Energiespeichertechnologien. Man unterscheidet zwischen fixen und variablen Betriebskosten, in anderen Publikationen werden diese als betriebsgebundene und verbrauchsgebundene Kosten bezeichnet. [1]

Fixe/betriebsgebundene Kosten

Diese Betriebskosten sind vom Energieumsatz unabhängige Aufwendungen wie Personal-, Versicherungs- und Instandhaltungskosten. Sie werden meist auf die installierte Leistung [€/kW] oder auf die Speicherkapazität [€/kWh] bezogen angegeben und müssen entsprechend umgerechnet werden. [2] Für überschlägige Berechnungen werden die Kosten jedoch auch oftmals als prozentualer Anteil der Investitionskosten berechnet.

$$A_B = f_{\text{fixe Betriebskosten}} * A_0$$

Variable/verbrauchsgebundene Betriebskosten

Variable Betriebskosten sind abhängig vom Energieumsatz der Energiespeichertechnologie und enthalten hauptsächlich die Kosten für den Strombezug.

LCOES

Jährliche Gesamtkosten [A]

Die Methodik der LCOES beruht auf einem Vollkostenansatz, da neben den Investitionskosten auch die während des Betriebs anfallenden Kosten berücksichtigt werden. [2] So ergeben sich die jährlichen Gesamtkosten aus den Kapitalkosten [A_K], den betriebsgebundenen [A_B] und verbrauchsgebundenen Kosten [A_V], die jeweils auf ein Jahr bezogen sind.

$$A = A_K + A_B + A_V \quad A_K = (A_0 - R_W) * a \quad R_W = A_0 * \frac{T_N - T}{T_N} * \frac{1}{(1 + i)^T} \quad a = \frac{(1 + i)^T * i}{(1 + i)^T - 1}$$

$$A_B = f_{\text{fixe Betriebskosten}} * A_0$$

$$A_V = (k_{\text{Strombezug}} * E_{in} + k_{CO_2} * E_{CH_4}) * z * D$$

R_W
 i
 a
 T
 T_N

Restwert
Zinssatz
Annuität
Betrachtungszeitraum
Nutzungszeitraum

Energiegestehungskosten [LCOES]

Die Bezeichnungen für diese Kennzahl variiert in der wissenschaftlichen Literatur; so wird neben den „LCOE“ („Levelized Cost of Energy“) auch von „Energiegestehungskosten“ oder „Gestehungskosten“ gesprochen.

Die Gestehungskosten ergeben sich aus den jährlichen Gesamtkosten [A] dividiert durch die jährlich ausgespeicherte Energiemenge [M]. [1]

$$LCOES = \frac{A}{M} \quad M = E_{out} * z * D$$



Erlöse

Für die Berechnungen wird für alle Technologien der Strom-zu-Strom-Pfad betrachtet. Demnach ergeben sich die Erlöse der Akkumulatoren und PtG-Pfade aus dem Wert der ausgespeicherten elektrischen Energie und dem Erlösfaktor.

Bei allen PtG-Technologien erhöhen sich die Erlöse zusätzlich durch den Verkauf von Sauerstoff. Dazu kommen bei der Methanisierung zusätzliche Erlöse durch den Verkauf entstandener Prozesswärme und einer Prämie in Höhe der CO₂-Zertifikatspreise. Diese zusätzlichen Faktoren bei PtG beziehen sich jeweils auf die erzeugte Energiemenge der Gase (Wasserstoff, Methan), die der Kapazität [C] entspricht. [1]

Jährliche Erlöse [A_E]

$$A_E = (p_{el.Energie} * E_{out} + p_{Sauerstoff} * E_{H_2})$$

LVOES

LVOES

Levelized Value of Energy Storage (Darstellung der Erlösseite)

Analog zu der Berechnung der LCOES werden die LVOES hier auch auf Jahresebene berechnet. Sie ergeben sich demnach als Quotient der jährlichen Erlöse [A_E] und der jährlich ausgespeicherten Energiemenge [M]. [1]

$$LVOES = \frac{A_E}{M}$$

Gesamtgestehungskosten

Gesamtgestehungskosten

Die Gesamtgestehungskosten werden als neue Kennzahl aus der Differenz der Kennzahlen LCOES und LVOES gebildet.

$$\text{Gesamtgestehungskosten} = LCOES - LVOES$$



Ökologischer Fußabdruck (CO₂-Fußabdruck) (I/III)

- Ökologische Kennzahlen sind Indikatoren für die umweltbelastenden Eigenschaften einer Technologie.
- Sie sind nicht zwingend notwendig, jedoch als zusätzliche Information sinnvoll für einen Vergleich.
- Kenngrößen:
 - Ressourcenverbrauch der Energiespeicher [1]
 - Recyclingrate (Anteil der verwendeten Materialien, die am Lebensende der Technologie wiederverwendet werden)
 - spezifischen Emissionen der Energiespeicher (im Rahmen einer „Life Cycle Analysis“ (LCA) zu ermitteln) [2]



Ökologischer Fußabdruck (CO₂-Fußabdruck) (II/III)

Spezifischen Emissionen:

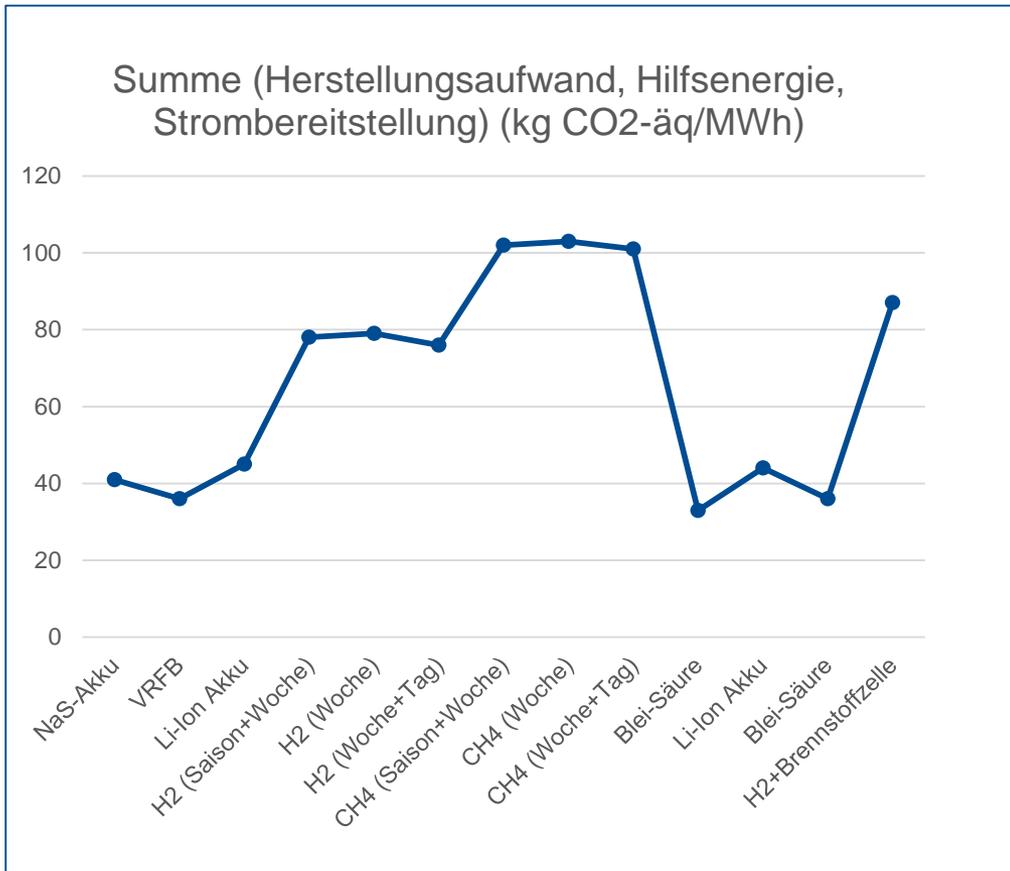
- Lebenszyklus der Technologie
- ökologische Auswirkungen, die mit der Erzeugung der benötigten elektrischen Energie oder des Kohlenstoffdioxids in Verbindung stehen

Methoden für eine Berechnung der ökologischen Belastung [1]:

- Treibhausgaspotentials („Global Warming Potential“ – GWP)
 - CO₂-Äquivalenten, die je nach Fokus der Arbeit auf die ausgespeicherte elektrische Energie [CO₂-Äquivalente/kWh] [2] oder auf das erzeugte Gas bezogen werden können [CO₂-Äquivalente/kgGas]. [3]
- Berechnung über die Life-Cycle-Analysis
 - Sehr komplex, in der Wissenschaft nur eine unzureichende Anzahl von Energiespeicher behandelt [4]
- „CO₂-Fußabdruck“
 - Daten von Felberbauer et al. (2012), einer Analyse mit einer Vielzahl an Akkumulatoren und PtG-Technologien samt Rückverstromung
 - verwendete Werte in [CO₂-Äquivalenten/kWh]



Ökologischer Fußabdruck (CO₂-Fußabdruck) (III/III)



Strommix Erneuerbarer 2020

NaS-Akku	Tagesspeicher
VRFB	Tagesspeicher
Li-Ion Akku	Tagesspeicher
H2 (Saison+Woche)	Wochen/Monatsspeicher
H2 (Woche)	Wochen/Monatsspeicher
H2 (Woche+Tag)	Wochen/Monatsspeicher
CH4 (Saison+Woche)	Wochen/Monatsspeicher
CH4 (Woche)	Wochen/Monatsspeicher
CH4 (Woche+Tag)	Wochen/Monatsspeicher
Blei-Säure	Tagesspeicher
Li-Ion Akku	Tagesspeicher
Blei-Säure	Wochen/Monatsspeicher
H2+Brennstoffzelle	Wochen/Monatsspeicher

Quelle: Vgl. Felberbauer et al. (2012) S. 245-249

Basis Szenario „Time Shifting“ Annahmen

Technische Annahmen (Strom zu Strom)

	Energiemenge	40 MWh
	Einspeicherleistung [1]	5 MW
	Ausspeicherleistung [2]	
	Akkumulatoren	5 MW
	PtG	2,5 MW
	Zyklen pro Tag [3]	1
	Betriebstage/Jahr [4]	250
	Einspeicherdauer	8 h

[1] Vgl. Zapf (2017), S. 226; Mauch et al. (2009); Thielmann et al. (2015), S. 22.
 [2] Vgl. Kondziella et al. (2013), S. 255.
 [3] Vgl. EPRI-DOE (2004), S. 3-2; Kondziella et al. (2013), S. 256; Thielmann et al. (2015), S. 20.; Neupert et al. (2009), S. 212; Fraunhofer UMSICHT & IWES (2014), S. 37.
 [4] Vgl. Kondziella et al. (2013), S. 256; Schoening/ Hassenzahl (2003), S. 36.

Rechenspezifische Annahmen (LCOES/LVOES)

	Zinssatz [1]	10 %
	Fixe Betriebskosten [2]	2 %
	Strombezugskosten [3]	0,03 €/kWh
	CO ₂ -Bezugskosten [4]	0,0094 €/kWh-CO ₂
	Erlös Strom [5]	0,092 €/kWh
	Erlös Sauerstoff [6]	0,014€/kWh-H ₂
	Erlös Wärme [1]	0,021 €/kWh-CH ₄
	CO ₂ -Gutschrift [1]	15,3 €/t-CO ₂

[1] Vgl. Sterner/ Stadler (2014), S. 44.
 [2] Vgl. Agora Energiewende (2014), S. 45.
 [3] Vgl. Smolinka et al. (2011), S. 34.
 [4] Vgl. Kuramochi et al. (2012), S. 107.
 [5] Vgl. Windmonster (o.J.).
 [6] Vgl. Müller-Syring et al. (2013), S. 241.
 [7] Vgl. Ebenda S. 241.
 [8] Vgl. EEX (2018).

- **Ausfelder, Florian; Beilmann, Christian; Bertau, Martin; Bräuninger, Sigmar; Heinzl, Angelika; Hoer, Renate et al.** (2015): Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. In: Chemie Ingenieur Technik 87 (1-2), S. 17–89.
- **Breißing, Alois; Knosala, Ryszard** (1997): Bewerten technischer Systeme. Theoretische und methodische Grundlagen bewertungstechnischer Entscheidungshilfen. Berlin Heidelberg: Springer.
- **Bronner, Albert; Herr, Stephan** (2006): Vereinfachte Wertanalyse. Mit Formularen und CD-ROM. 4. Aufl. Berlin Heidelberg: Springer.
- **Burges, Karsten; Döring, Michael; Nabe, Christian; Härtel, Philipp; Jentsch, Mareike; Pape, Carsten** (2014): Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein. Kurzfassung. Hg. v. Ecofys Germany GmbH, Fraunhofer IWES. Online verfügbar unter <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-fraunhofer-iwes-2014-energiespeicher-schleswig-holstein-kurz.pdf>, zuletzt geprüft am 05.08.2018.
- **Energieinstitut JKU Linz** (2014): Power to Gas - eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse. Endbericht. Projektleitung: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Steinmüller, Horst. Linz, Leoben, Wien.
- **Engel, Bernd; Hesse, Holger; Jossen, Andreas; Loges, Hauke; Müller, Marcus; Naumann, Maik et al.** (2018): Technik der Batteriespeicher. In: Jörg von Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Berlin Boston: de Gruyter, S. 139–230.
- **Estermann, Thomas; Pichlmaier, Simon; Guminski, Andrej; Pellingner, Christoph** (2017): Ermittlung des Potentials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. Kurzstudie Power-to-X. Hg. v. FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München.
- **Felberbauer, Karl-Peter; Kloess, Maximilian; Jungmeier, Gerfried; Haas, Reinhard; Könighofer, Kurt; Prügler, Wolfgang; Pucker, Johanna et al.** (2012): Energiespeicher der Zukunft – Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme. FFG-Projekt Nr.: 821935. Endbericht. Graz.
- **Graf, Frank; Krajete, Alexander; Schmack, Ulrich** (2014b): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten. Abschlussbericht. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Bonn.
- **Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maik** (2012): "Stromspeicherpotentiale für Deutschland. Hg. v. ZfES - Zentrum für Energieforschung Stuttgart. Stuttgart.
- **Ibrahim, H; Ilinca, A.; Perron, J.** (2008): Energy storage systems—Characteristics and comparisons. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 12 (5), S. 1221–1250.
- **Kaiser, Friederike; Busch, Wolfgang** (Hg.) (2015): Der beste Stromspeicher? – Pumpspeicher und die Alternativen. 3. Pumpspeicher-Tagung des EFZN. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Friederike_Kaiser2/publication/292987960_Der_beste_Stromspeicher_Pumpspeicher_und_die_Aternativen/links/56b481ae08ae922e6c011efb/Der-beste-Stromspeicher-Pumpspeicher-und-die-Aternativen.pdf?origin=publication_detail, zuletzt geprüft am 31.07.2018.
- **Köhler, Andreas R.; Baron, Yifaat; Bulach, Winfried; Heinemann, Christoph; Vogel, Moritz; Behrendt, Siegfried et al.** (2018): Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands. Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion. Hg. v. VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH (VDI ZRE). Berlin.
- **Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian** (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ - eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (4), S. 249–260.

- **Kurzweil, Peter; Dietlmeier, Otto K.** (2015): Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen. 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- **Mahnke, Eva; Mühlhoff, Jörg** (2012): Strom speichern. Renew's Spezial. Ausgabe 57. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Berlin. Online verfügbar unter http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/160.57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar13_online.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2018.
- **Mankins, John C.** (1995): TECHNOLOGY READINESS LEVELS. A White Paper. Advanced Concepts Office. Office of Space Access and Technology. NASA.
- **Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas** (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht. Hg. v. DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V und DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- **Neupert, Ulrik; Euring, Thomas; Kretschmer, Thomas; Notthoff, Claudia; Ruhlig, Klaus; Weimer, Birgit** (2009): Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Hg. v. Fraunhofer IRB Verlag. INT - Fraunhofer-Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen.
- **Oertel, Dagmar** (2008): Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Hg. v. TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab123.pdf>, zuletzt geprüft am 31.07.2018.
- **Parra, David; Patel, Martin K.** (2016): Techno-economic implications of the electrolyser technology and size for power-to-gas systems. In: International Journal of Hydrogen Energy 41 (6), S. 3748–3761.
- **Poggensee, Kai** (2015): Investitionsrechnung. Grundlagen - Aufgaben - Lösungen. 3., überarbeitete Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler.
- **Sauer, Dirk Uwe** (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. Aachen.
- **Schoenung, Susan** (2011b): Energy Storage Systems Cost Update. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Hg. v. Sandia National Laboratories. Online verfügbar unter <https://prod.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2011/112730.pdf>, zuletzt geprüft am 03.08.2018.
- **Schoenung, Susan M.; Hassenzahl, William V.** (2003): Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis. A Life-Cycle Cost Study. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Hg. v. Sandia National Laboratories. Online verfügbar unter <https://prod.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2003/032783.pdf>, zuletzt geprüft am 03.08.2018.
- **Sterner, Michael; Stadler, Ingo** (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. 1. Aufl. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.
- **Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp** (2015): Bedeutung für die Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy. Hg. v. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool. Regensburg, Hamburg, Berlin.

- **Sterner, Michael; Stadler, Ingo** (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. 1. Aufl. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.
- **Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp** (2015): Bedeutung für die Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy. Hg. v. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool. Regensburg, Hamburg, Berlin.
- **Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Schnell, Mario; Isenmann, Ralf; Wietschel, Martin** (2015): Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. Hg. v. ISI - Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.
- **VDE** (2015): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Hg. v. Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt am Main.
- **Weiss, Thomas; Meyer, Jasper; Plenz, Maik; Schulz, Detlef** (2016): Dynamische Berechnung der Stromgestehungskosten von Energiespeichern für die Energiesystemmodellierung und -einsatzplanung. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 40 (1), S. 1–14.
- **Wissenschaftliche Dienste** (2014): Vor- und Nachteile verschiedener Energiespeichersysteme. Ausarbeitung WD 8 - 3000 - 032/14. Fachbereich: WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung. Hg. v. Deutscher Bundestag.
- **Zangemeister, Christoph** (1971): Nutzwertanalyse in der Systemtechnik. Eine Methodik zur multidimensionalen Bewertung und Auswahl von Projektalternativen. 2. Aufl. München: Wittemann.
- **Zapf, Martin** (2017): Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg.

1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung

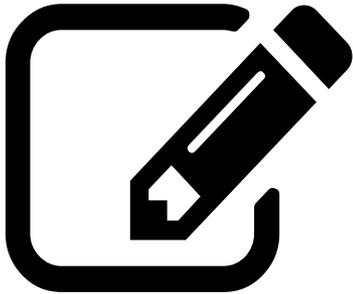
1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung

Projektlaufzeit: 01.10.2017 bis 30.03.2020

Arbeitspaket	Quartal / Projektjahr										Berichtsphase		
	1/I	2/I	3/I	4/I	1/II	2/II	3/II	4/II	1/III	2/III			
AP1: Datenerhebung für kmU-Netzwerk	■	■	■	■									
AP2: Speicherbedarf im Netzwerk				■	■	■							
AP3: Anfordern an das Ausspeichern						■	■						
AP4: Verfahrensketten chemischer Speicher			■	■	■	■	■						
AP5: energetische und ökologische Kennzahlen				■	■								
AP6: Investitionsausgaben und laufende Kosten					■	■	■	■					
AP7: funktionsbezogene Prozessanalyse							■	■	■				
AP8: Wirtschaftlichkeit und Zielkostenerreichung								■	■	■			
Schlussbericht											■	■	

Stand: November 2018

Für die Erarbeitung des Gesamtergebnisses werden einige weitere Teilschritte analog zu den Arbeitspaketen unternommen.



- Erhebung von Branchendaten sowie zu CO₂-Emissionen (AP 1)
- Definition von Szenarien für die Dimensionierung der chemischen Speichertechnologien (AP 2)
- Expertengespräche und strukturierte Datenerhebung zu Referenzanlagen mit innovativer Verfahrenstechnik (AP 4 + 6)
- Prozesssimulation für modulare Verfahrensketten: Kopplung Methanisierung mit Elektrolyse, Methanolsynthese (AP 4)
- Überarbeitung / Anpassung der Kennzahlen wo nötig (AP 5)
- Abschätzungen für Nutzungsdauern, Instandhaltungskosten, Wartung, Reinigung etc. erarbeiten bzw. validieren (AP 6 + 8)
- Erarbeitung eines Vorgehens für die Funktionsbezogene Prozessanalyse (AP7)

1	Begrüßung durch die TUM und die IUTA / Vorstellung der Teilnehmer
2	Präsentation Electrochaea
3	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
4	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
5	Laborbesichtigung/ Führung Electrochaea
6	Feedback und nächste Schritte
7	Verabschiedung

**Vielen Dank für
ihre Teilnahme !**



**Wir würden uns freuen, Sie auch auf der nächsten PA
Sitzung begrüßen zu dürfen.**