

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

5. PA-Sitzung am 22. November 2019

schwaben regenerativ GmbH, Dillingen a. d. Donau

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

11:00	Einführung	Begrüßung der Sitzungsteilnehmer
11:15	Gastgeber	Präsentation schwaben regenerativ GmbH
11:45	Besichtigung	Biomasse-Heizkraftwerk Dillingen
12:30		Mittagspause
13:00	Projekthalt	Vorstellung Zwischenergebnisse IUTA
13:45	Projekthalt	Vorstellung Zwischenergebnisse TUM
14:30	Projekthalt	Anregungen und Wünsche Ausblick auf weitere Projektarbeit
15:00		Ende der Veranstaltung



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



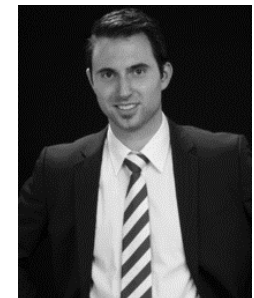
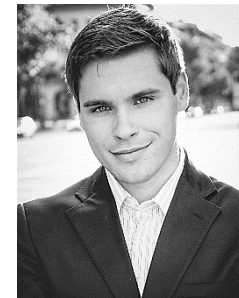
Technische Universität München

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- 155
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.

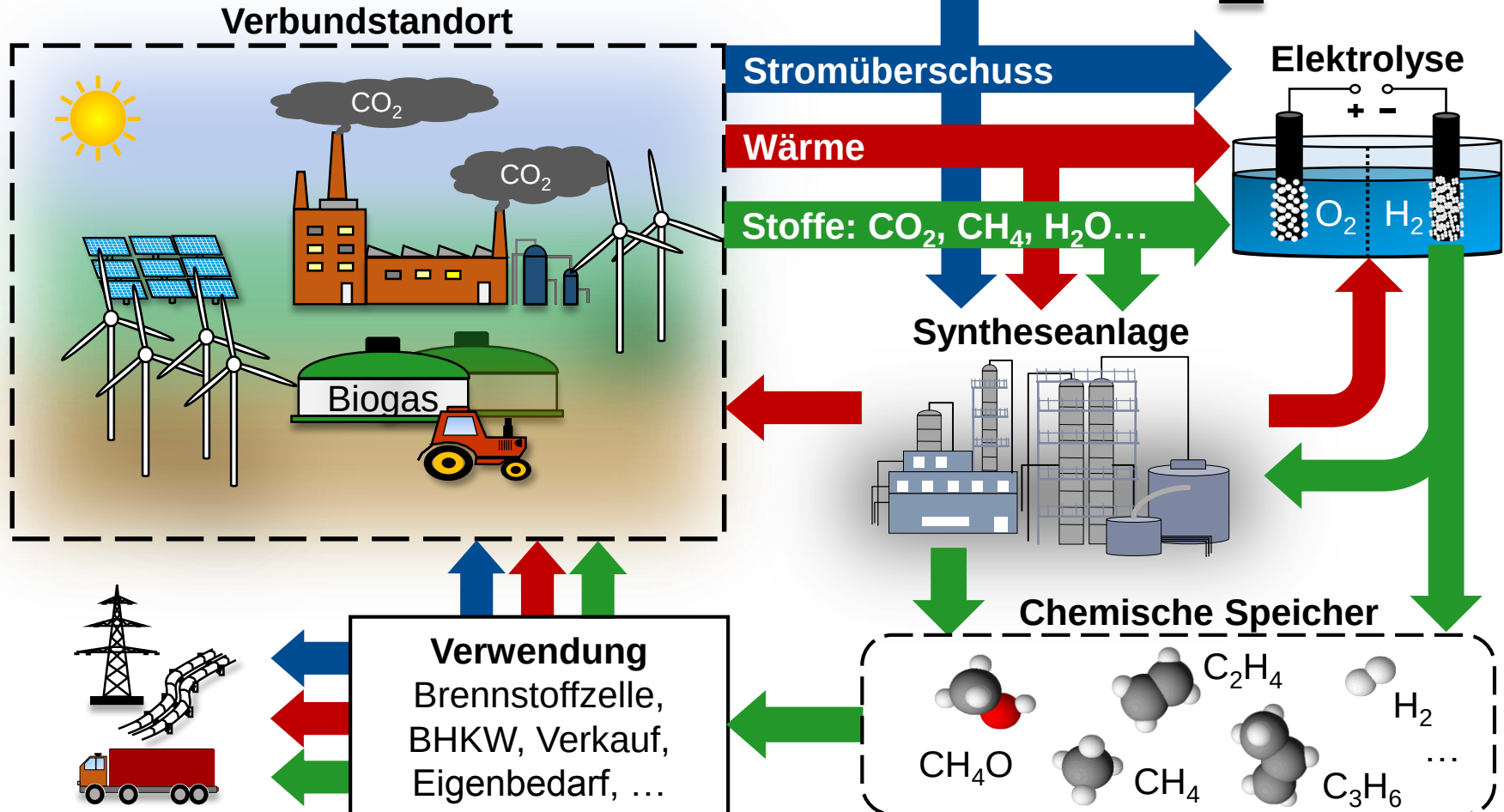
 **TFE
Consulting**

Projektlaufzeit: 01.10.2017 bis 30.03.2020

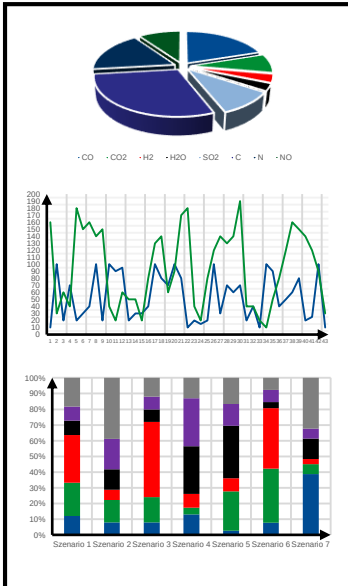
Arbeitspaket	Quartal / Projektjahr										Berichts- phase	
	1/I	2/I	3/I	4/I	1/II	2/II	3/II	4/II	1/III	2/III		
AP1: Datenerhebung für kmU-Netzwerk	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
AP2: Speicherbedarf im Netzwerk				■	■	■	■	■	■	■		
AP3: Anfordern an das Ausspeichern						■	■	■	■	■		
AP4: Verfahrensketten chemischer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

Stand: November 2019

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

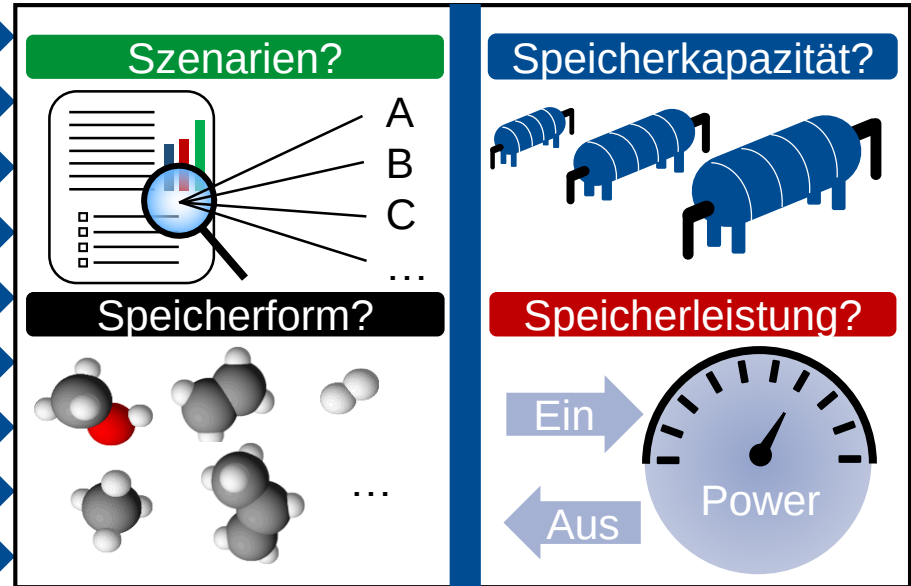


Datenerhebung

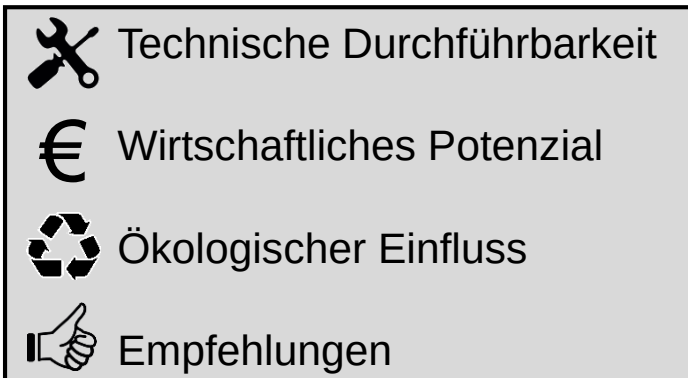


- ✓ Stromlastprofile
- ✓ Wärmebilanz
- ✓ Brennstoffmix
- ✓ Abgasemissionen
- ✓ Erlöse / Kosten
- ...

Anforderungsprofile chemischer Speicher



Techno-ökonomische Bewertung

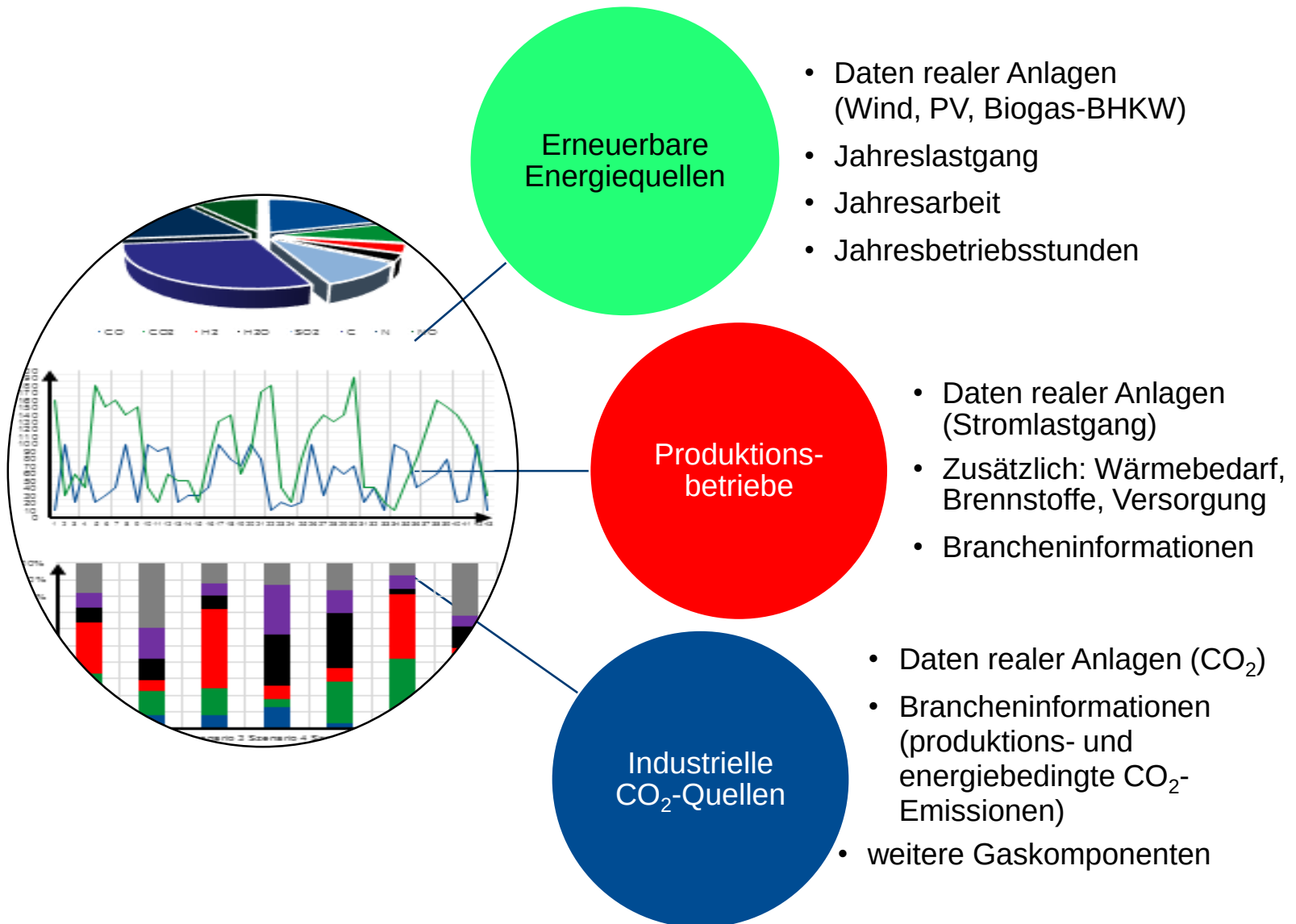


Fließbilder

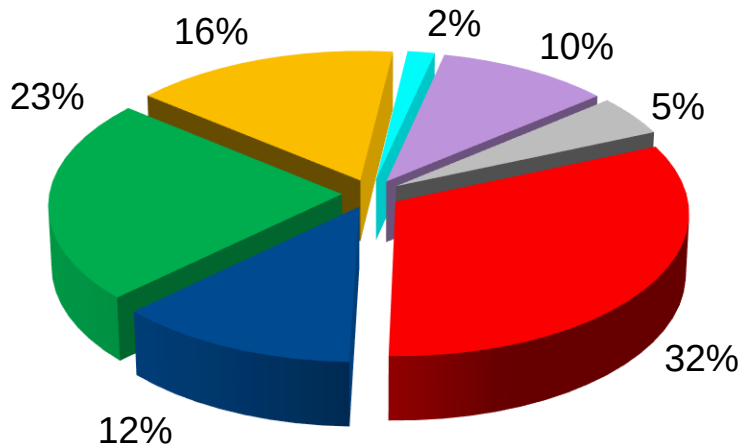
Kennzahlen



- Prozessanalyse
- Optimierung
- Wärmeintegration

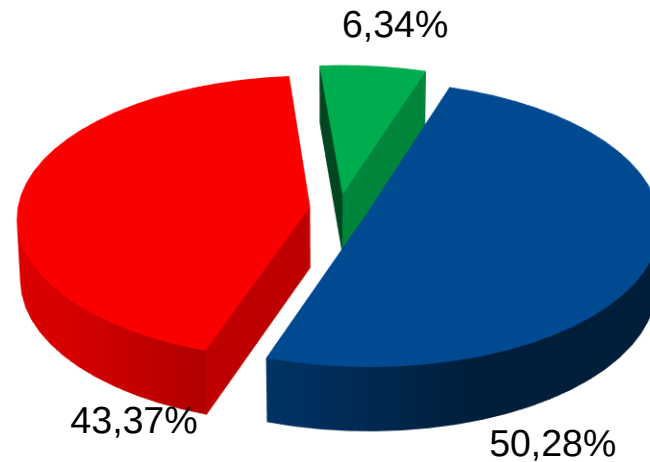


Strombedarf:
90 GWh/Jahr

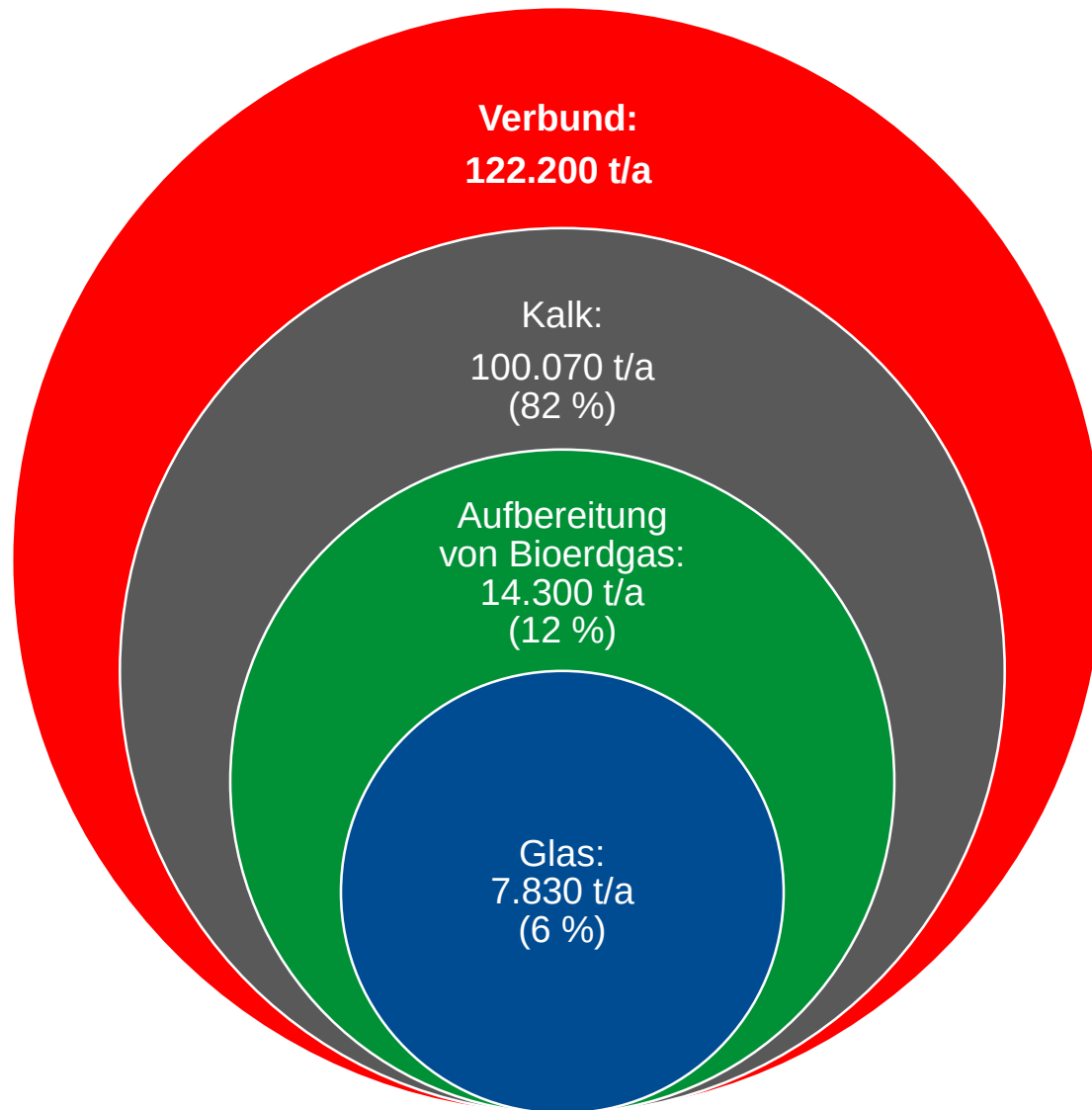


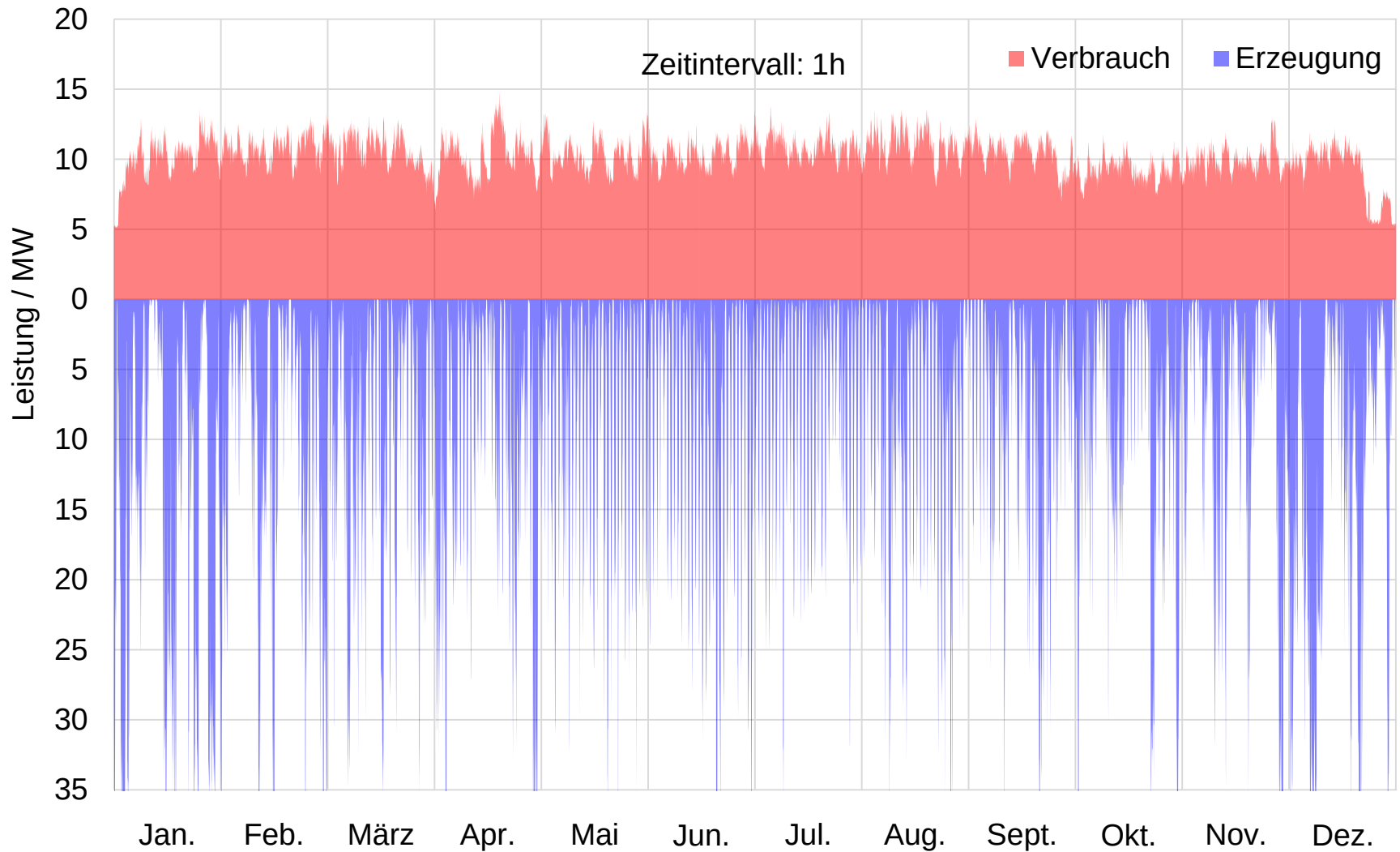
- Kalk
- Papier
- Chemie
- Glas
- Metall Röhrenwerk
- Metall Umformtechnik
- Metall Walzstraße

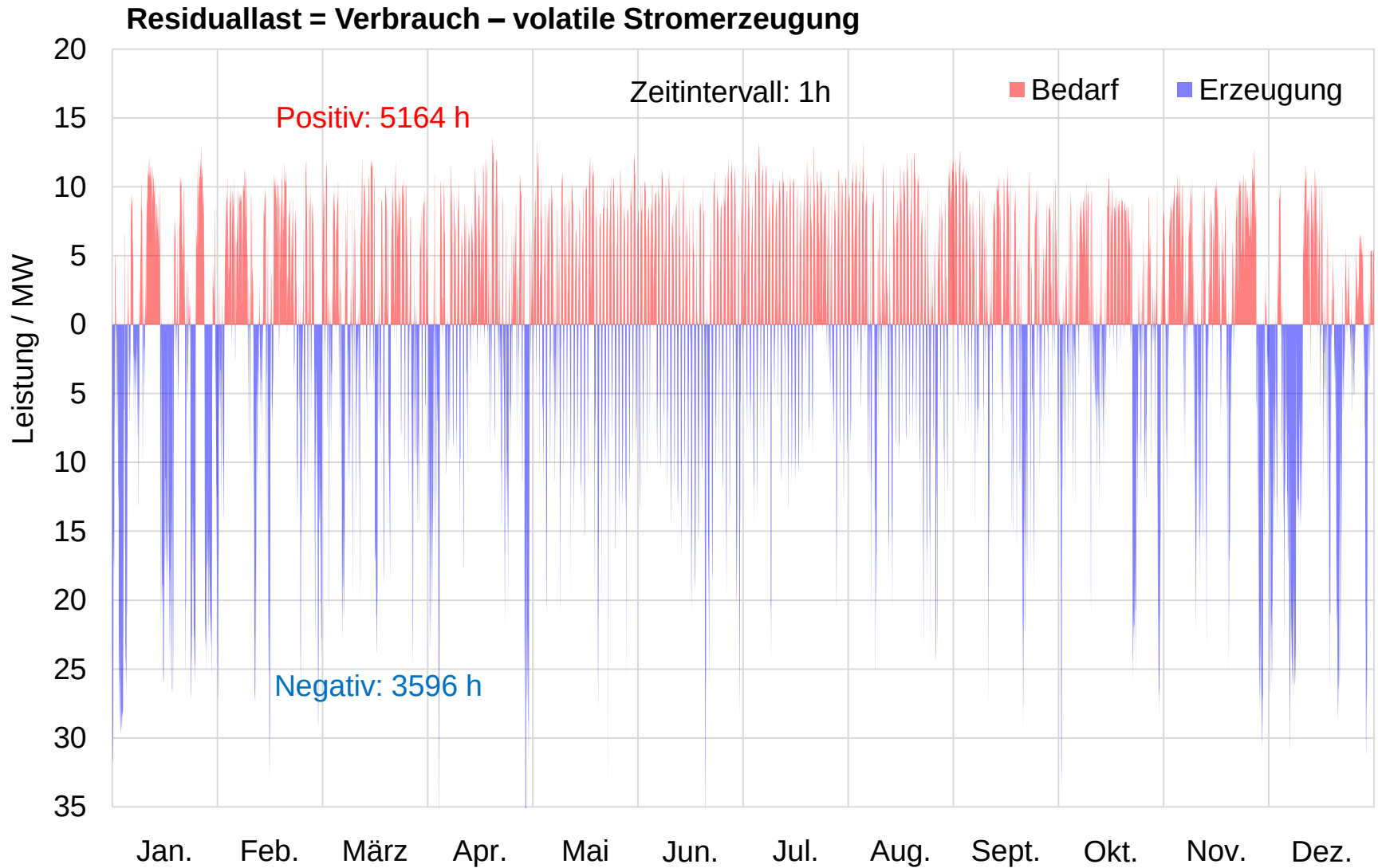
Installierte Leistung:
72,3 MW

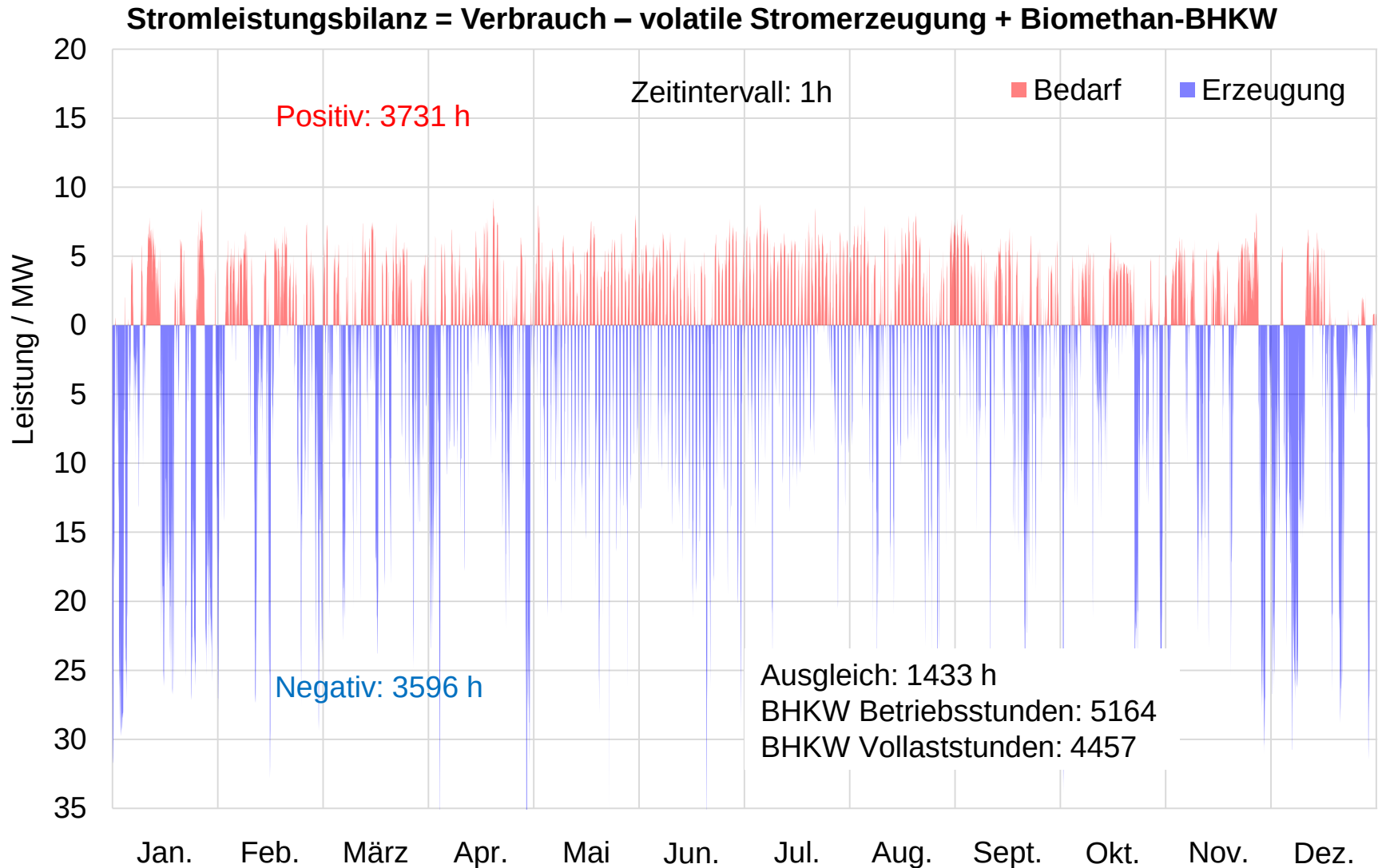


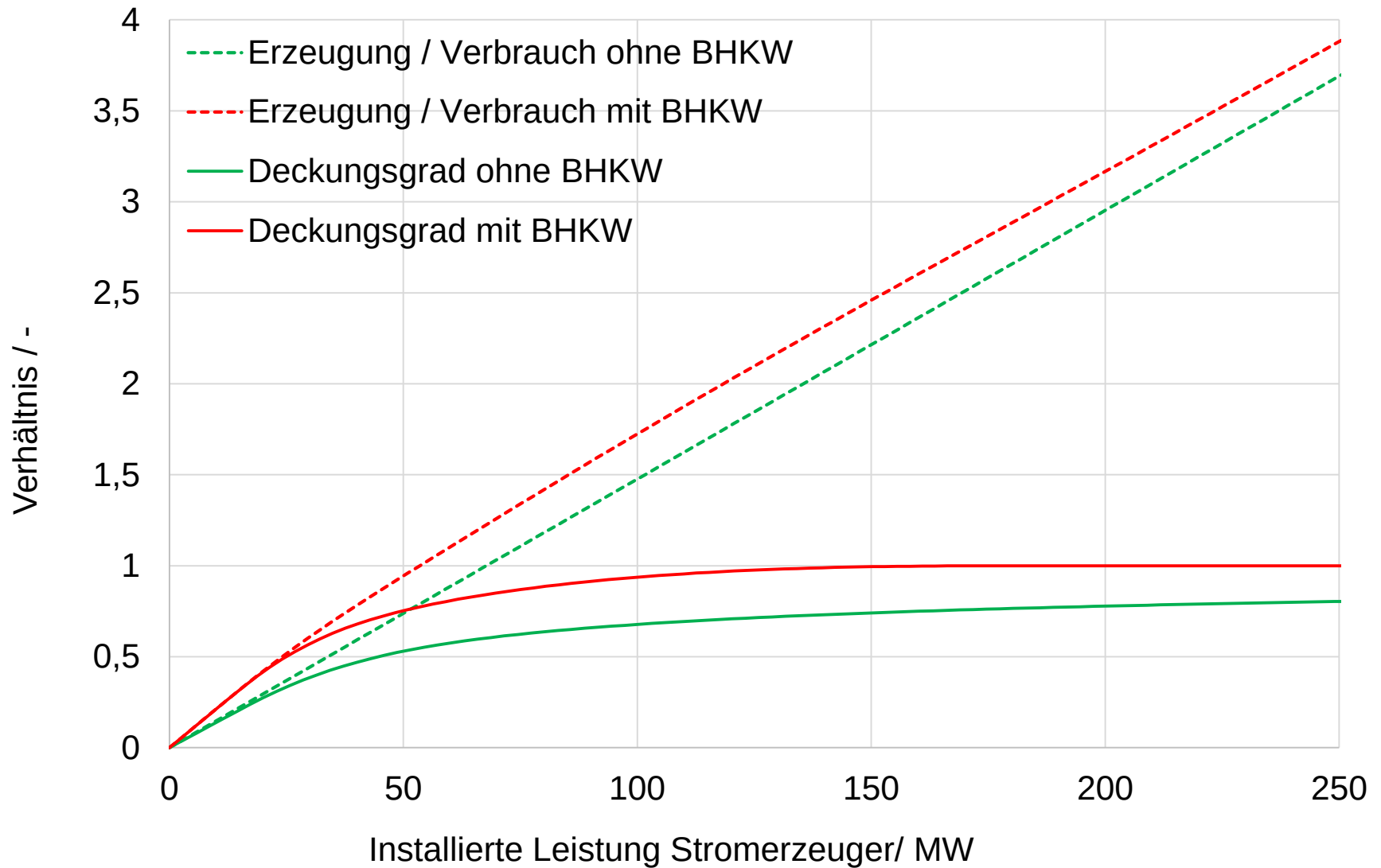
- Wind
- Photovoltaik
- Biomethan

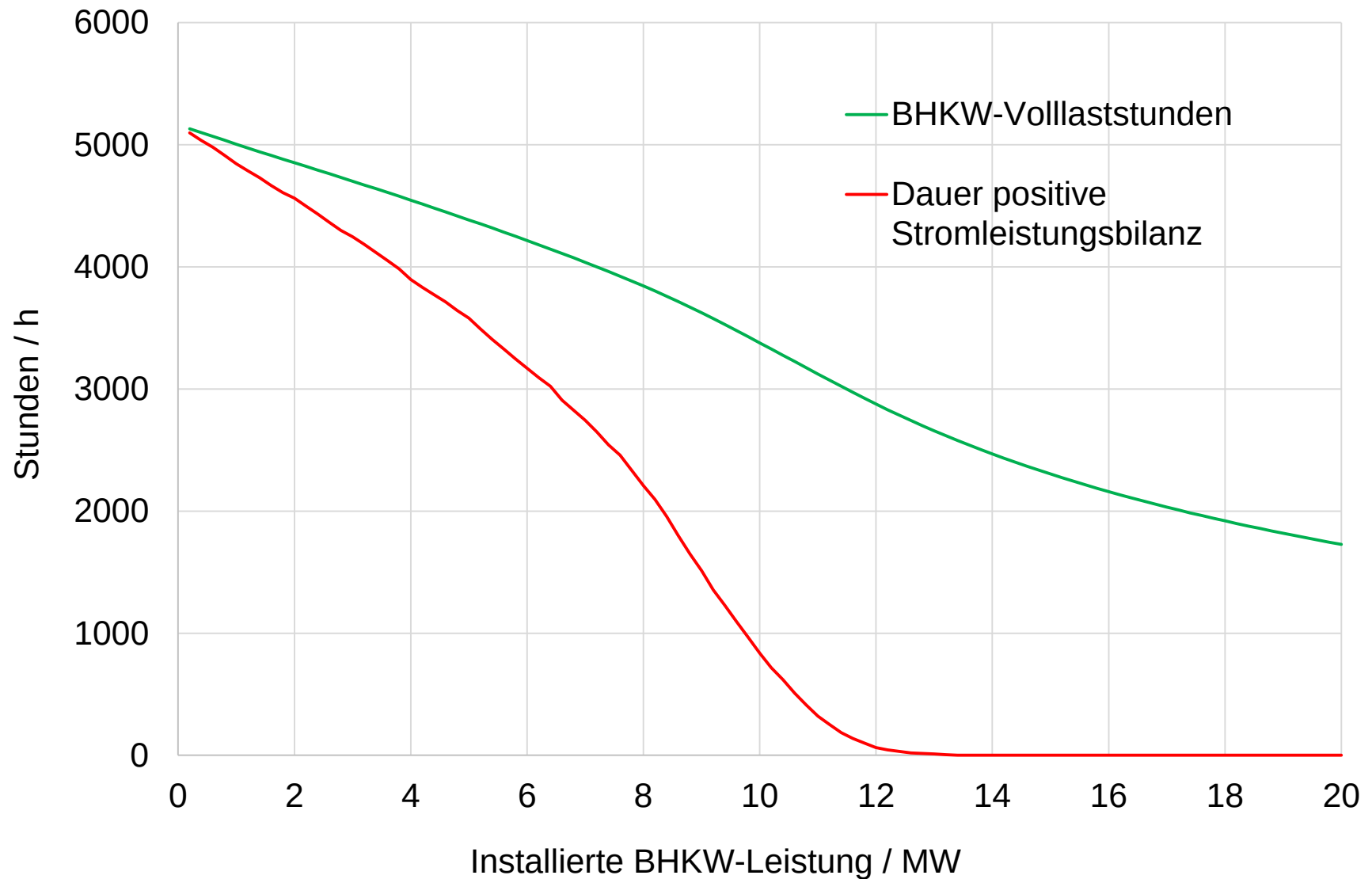


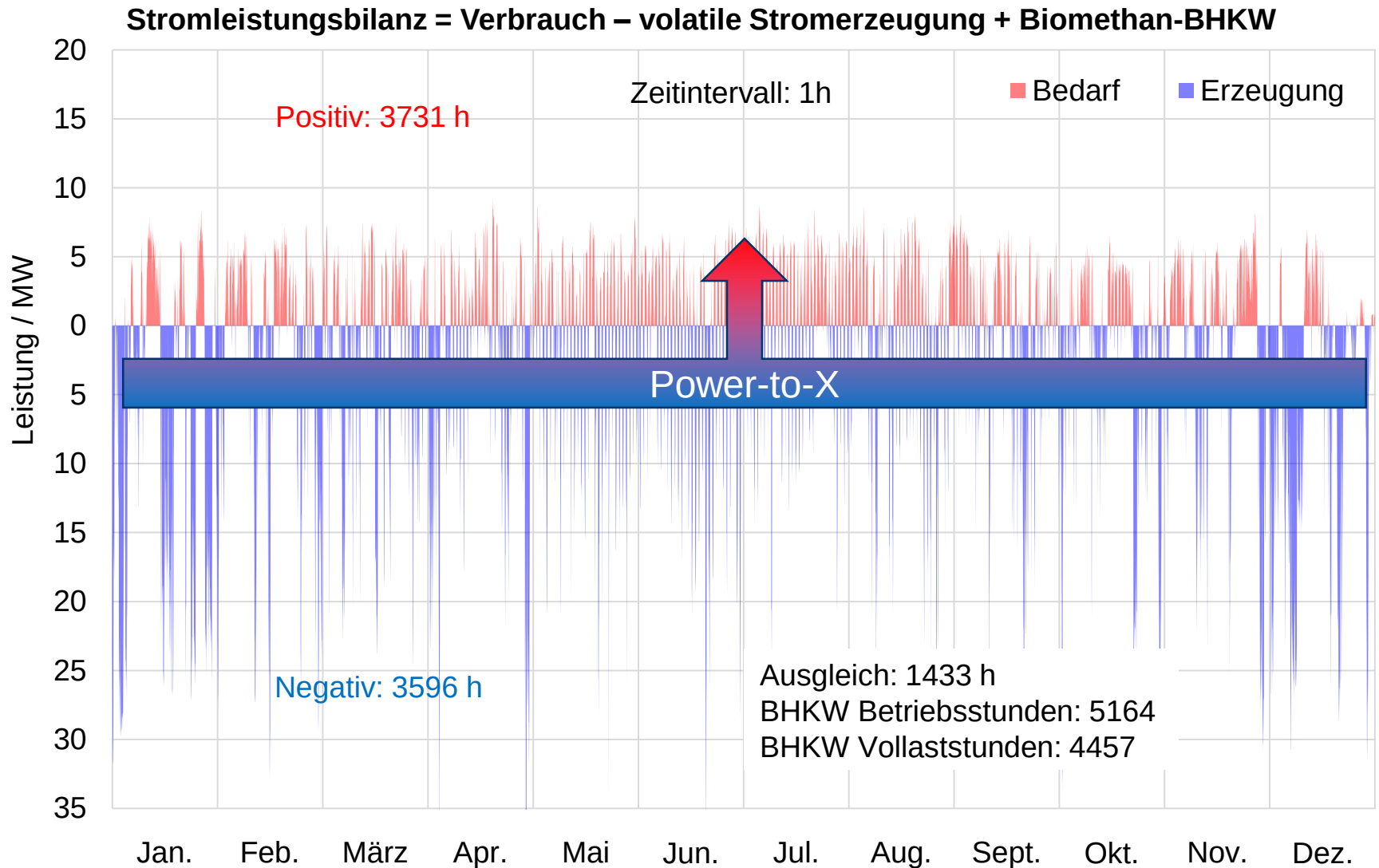


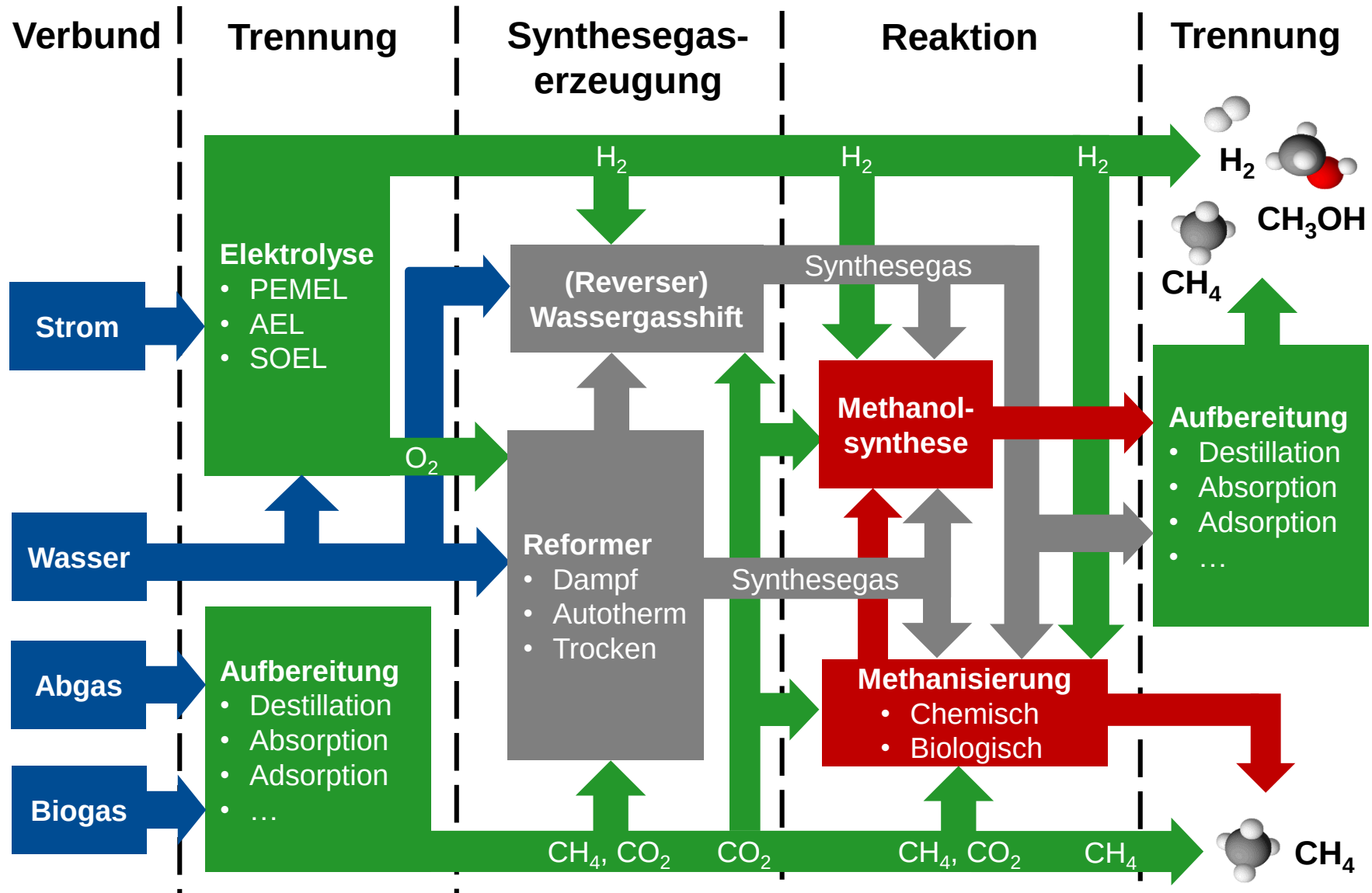


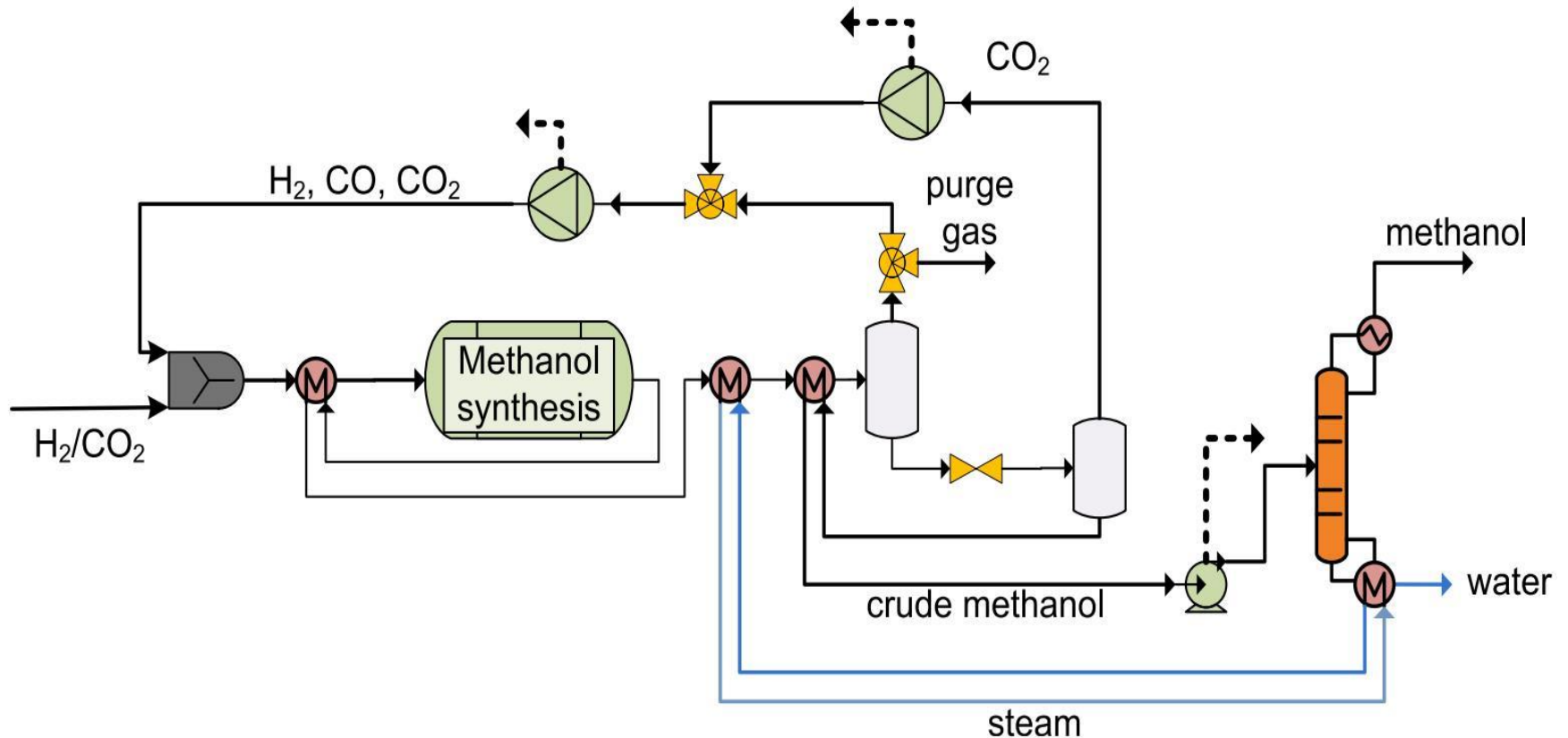




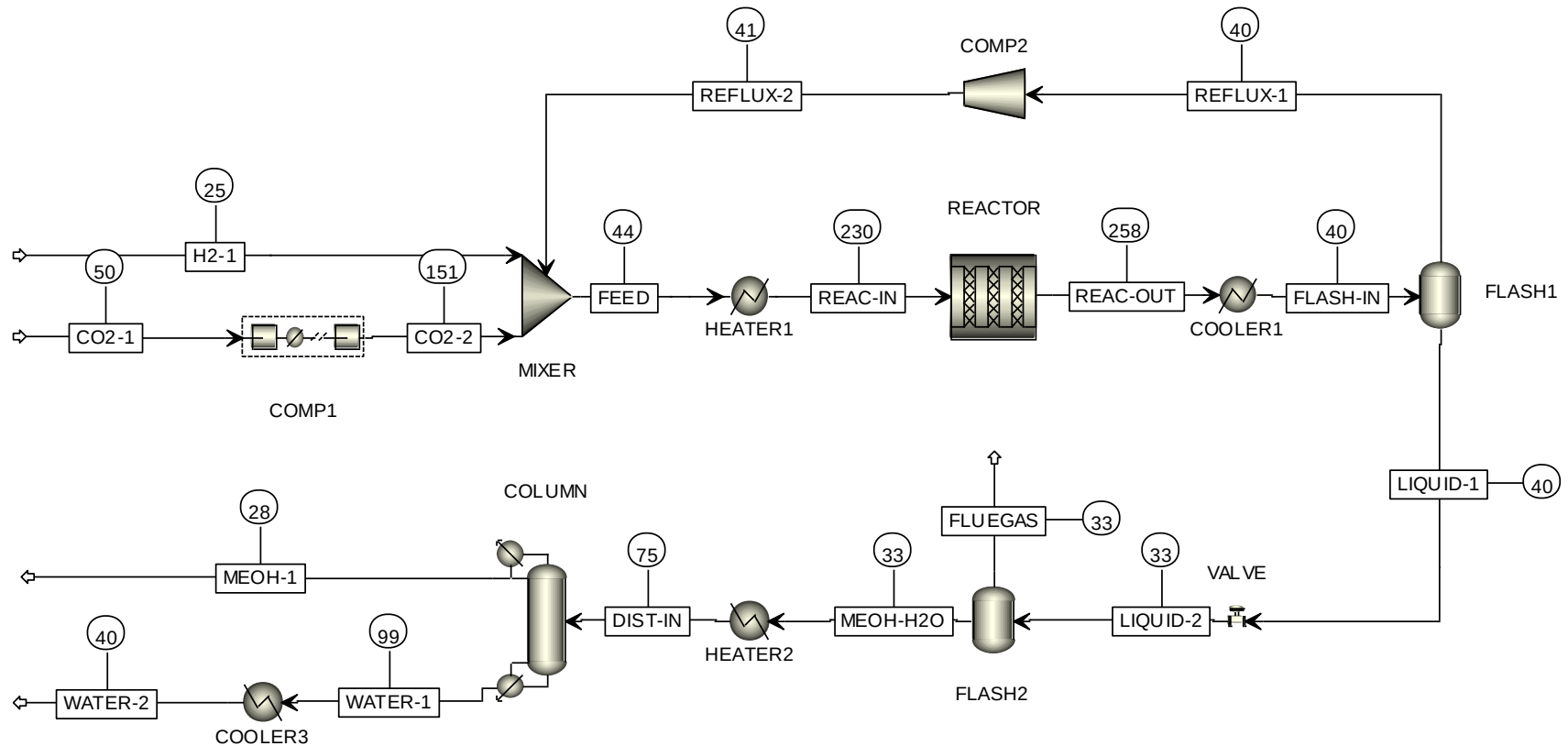








Atsonios, Konstantinos; Panopoulos, Kyriakos D.; Kakaras, Emmanuel (2016): Investigation of technical and economic aspects for methanol production through CO₂ hydrogenation. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (4), S. 2202–2214. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.12.074.

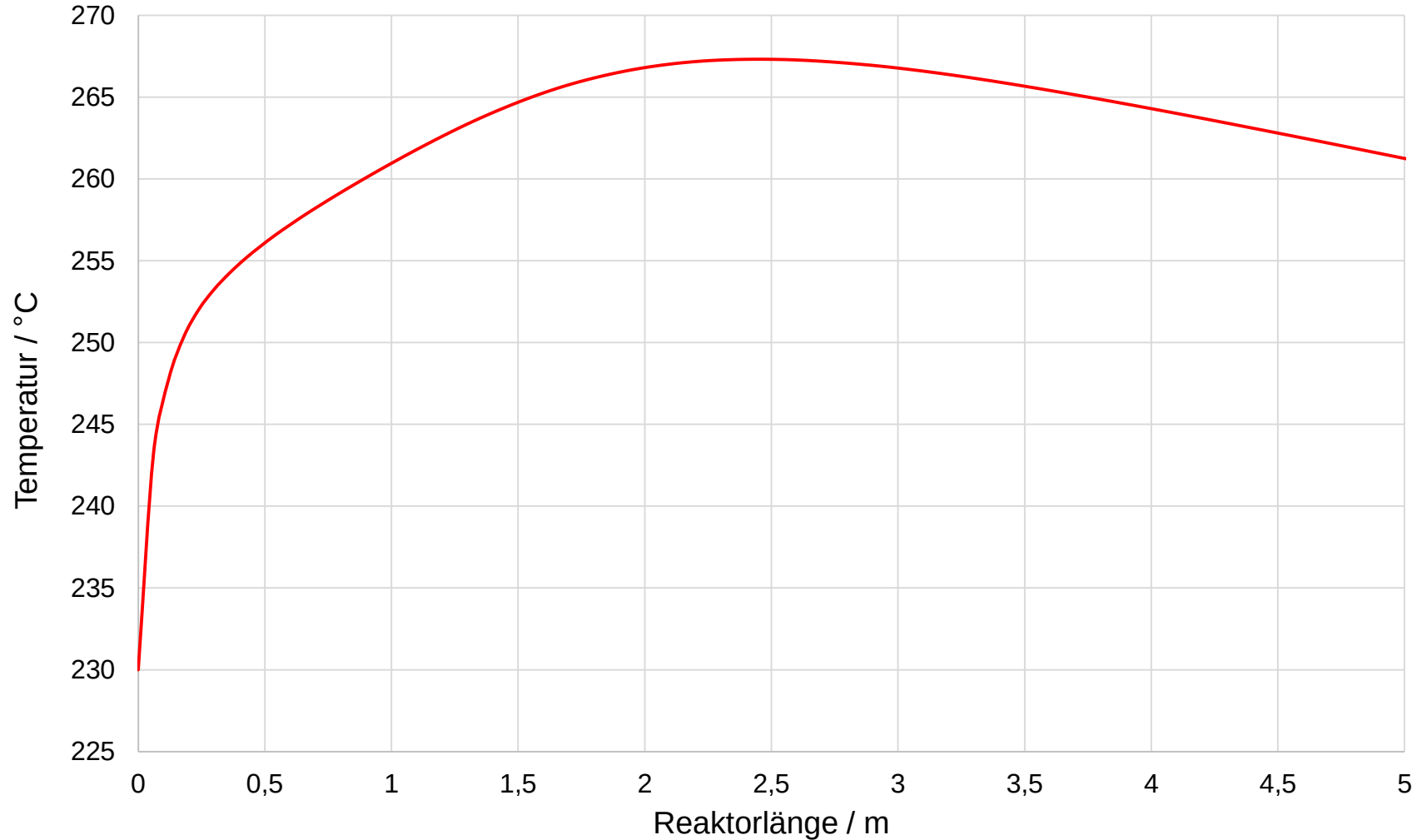


Rücklauf/Feed:	80%
Katalysator:	Cu/ZnO/Al ₂ O ₃
Wärmeerzeugung:	1,3 MJ/kg _{SNG}
Stromverbrauch:	0,145 kWh/kg _{SNG}

T: 230 – 270 °C
p: 70 bar
GHSV: 18000 h⁻¹

Van-Dal, Éverton Simões;
Bouallou, Chakib (2013):
Design and simulation of a
methanol production plant
from CO₂ hydrogenation. In:
Journal of Cleaner Production
57, S. 38–45. DOI:
10.1016/j.jclepro.2013.06.008.

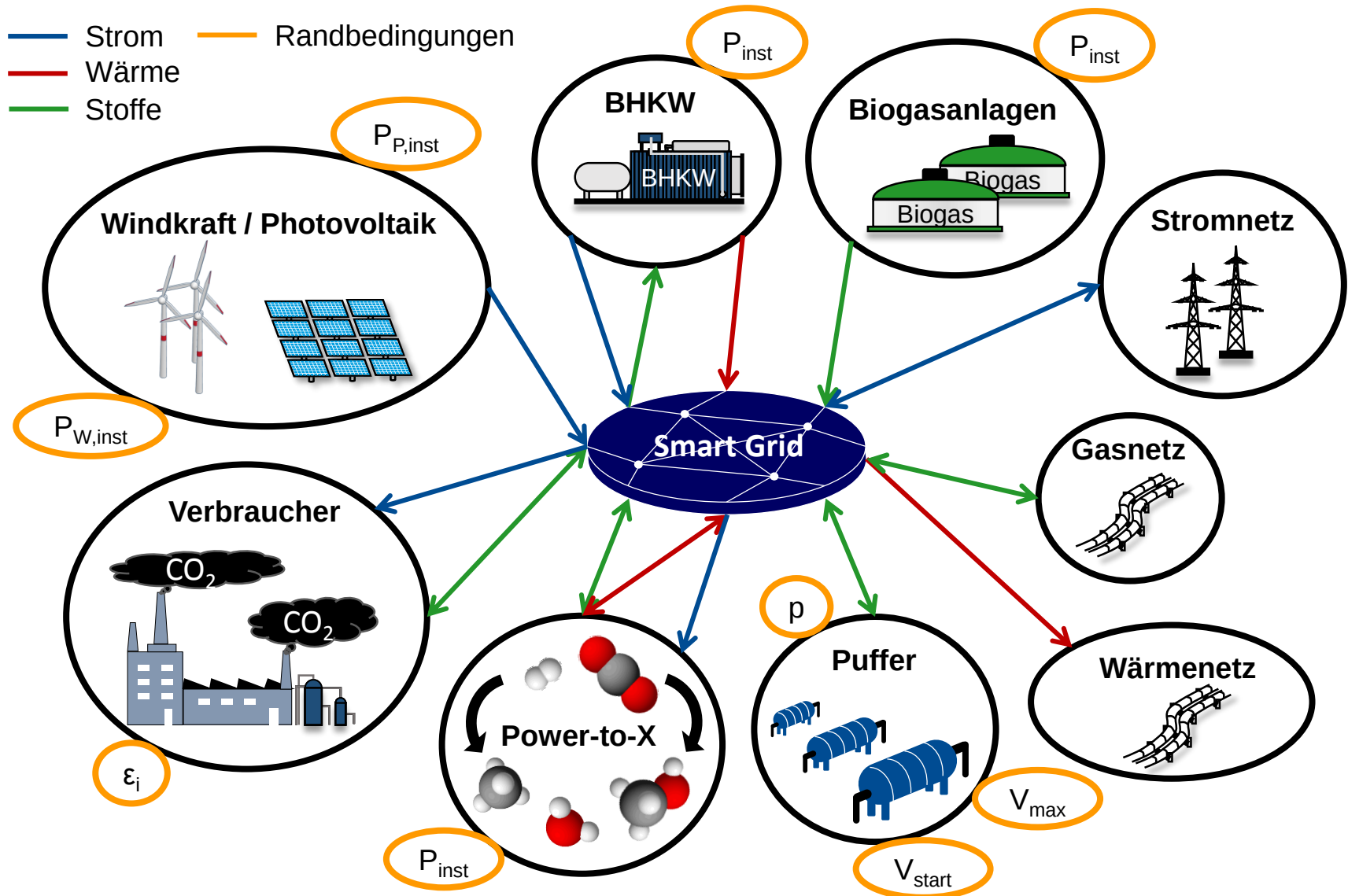
Temperaturverlauf im Reaktor

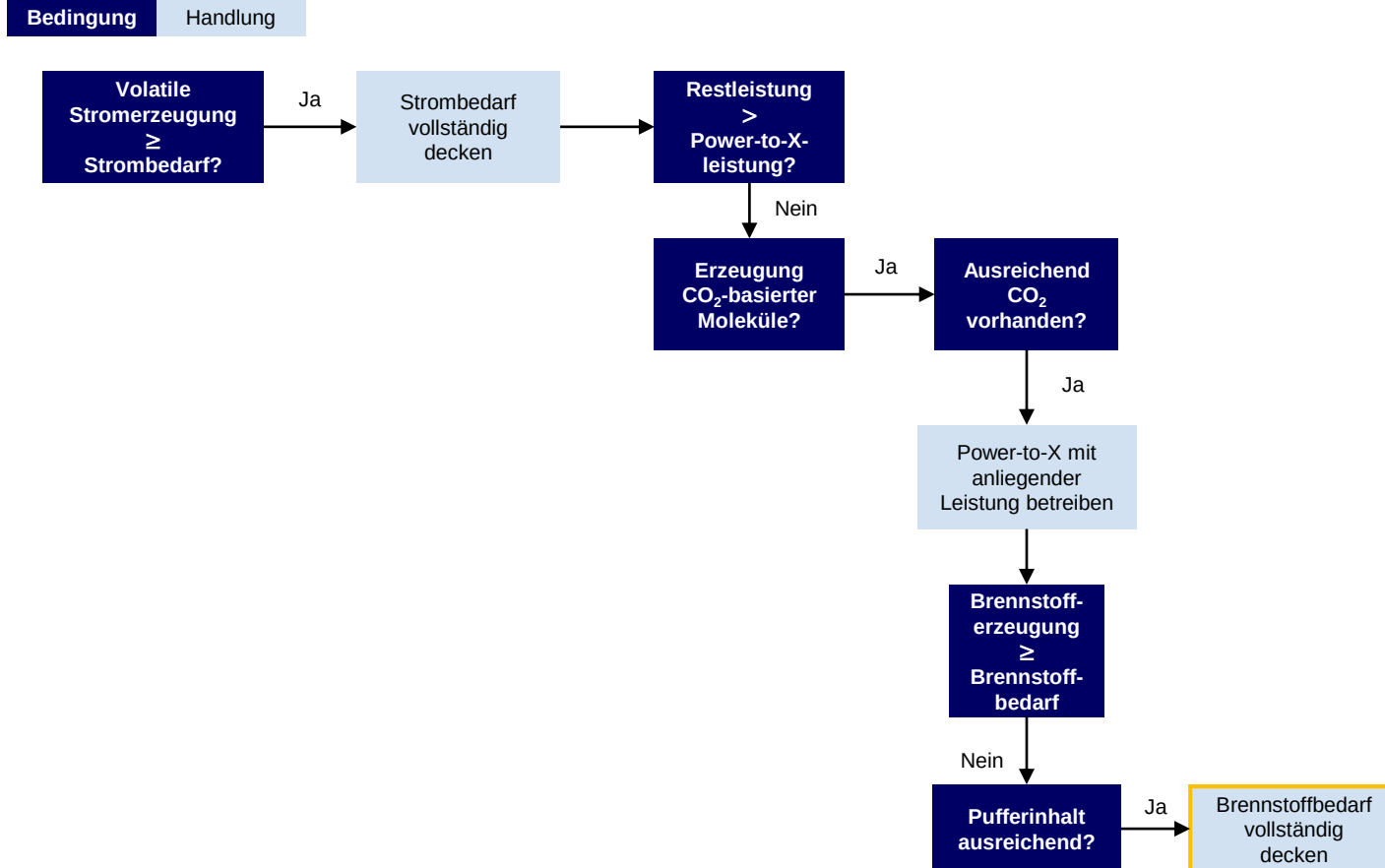


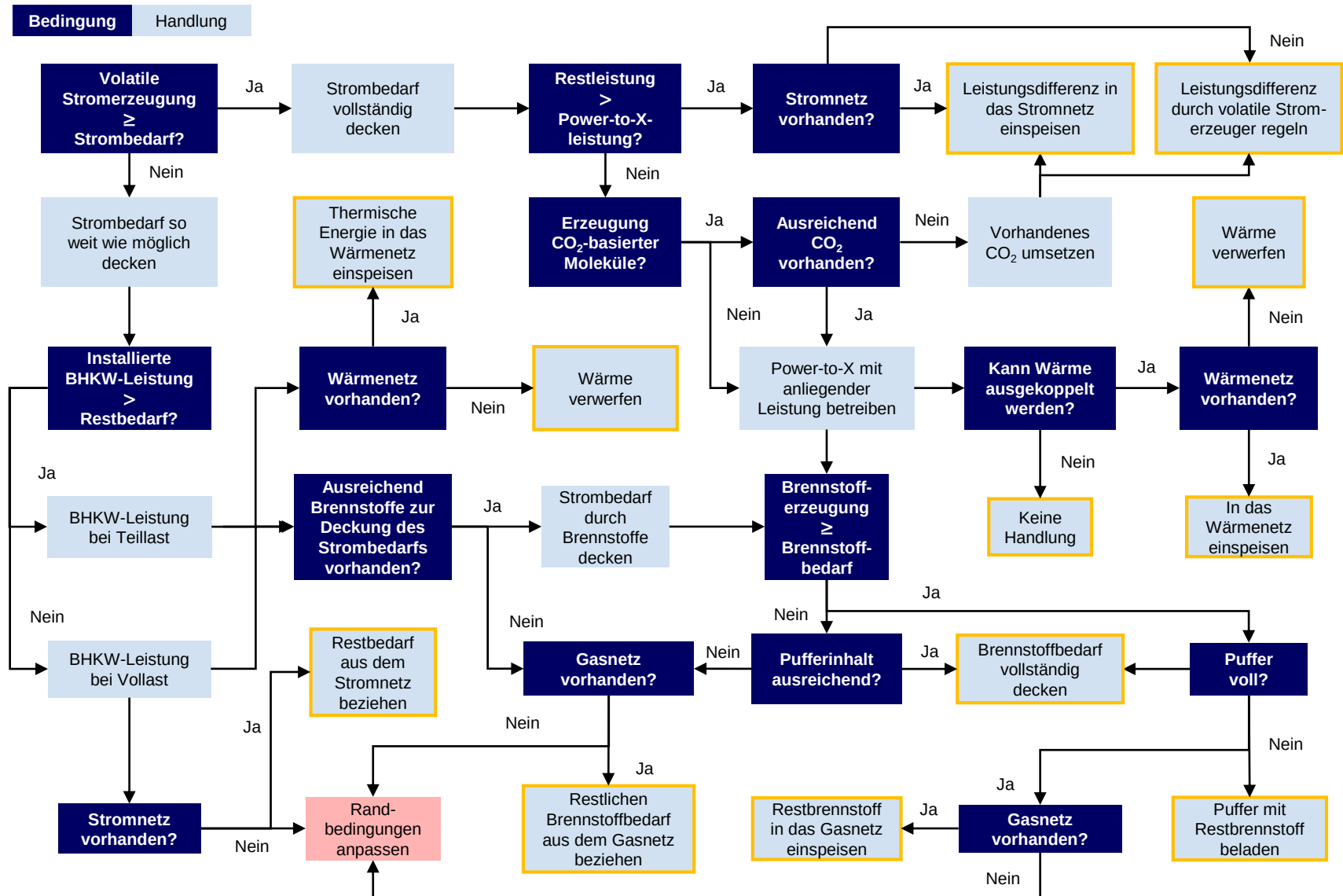
Eigenschaft	AEL	PEM	SOFC
Druck / bar	1	1	1
Temperatur / °C	60	60	800
Stromdichte / A cm ⁻²	0,37	1,37	0,56
Spannung / V	2	2	1,29
Stromverbrauch / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	61,88	59,08	38,03
Wärmebedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	1,02	0,25	7,18
Kühlbedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	19,14	14,37	1,03
TRL	9	7-8	4-6
Vorteile	Etabliert, Langzeitstabilität	Hohe Stromdichten, hoher Teillastbereich, sehr dynamisch	Hoher Wirkungsgrad
Nachteile	Korrosion, geringe Stromdichten	Korrosion, hohe kosten	Starke Degradation, Labormaßstab

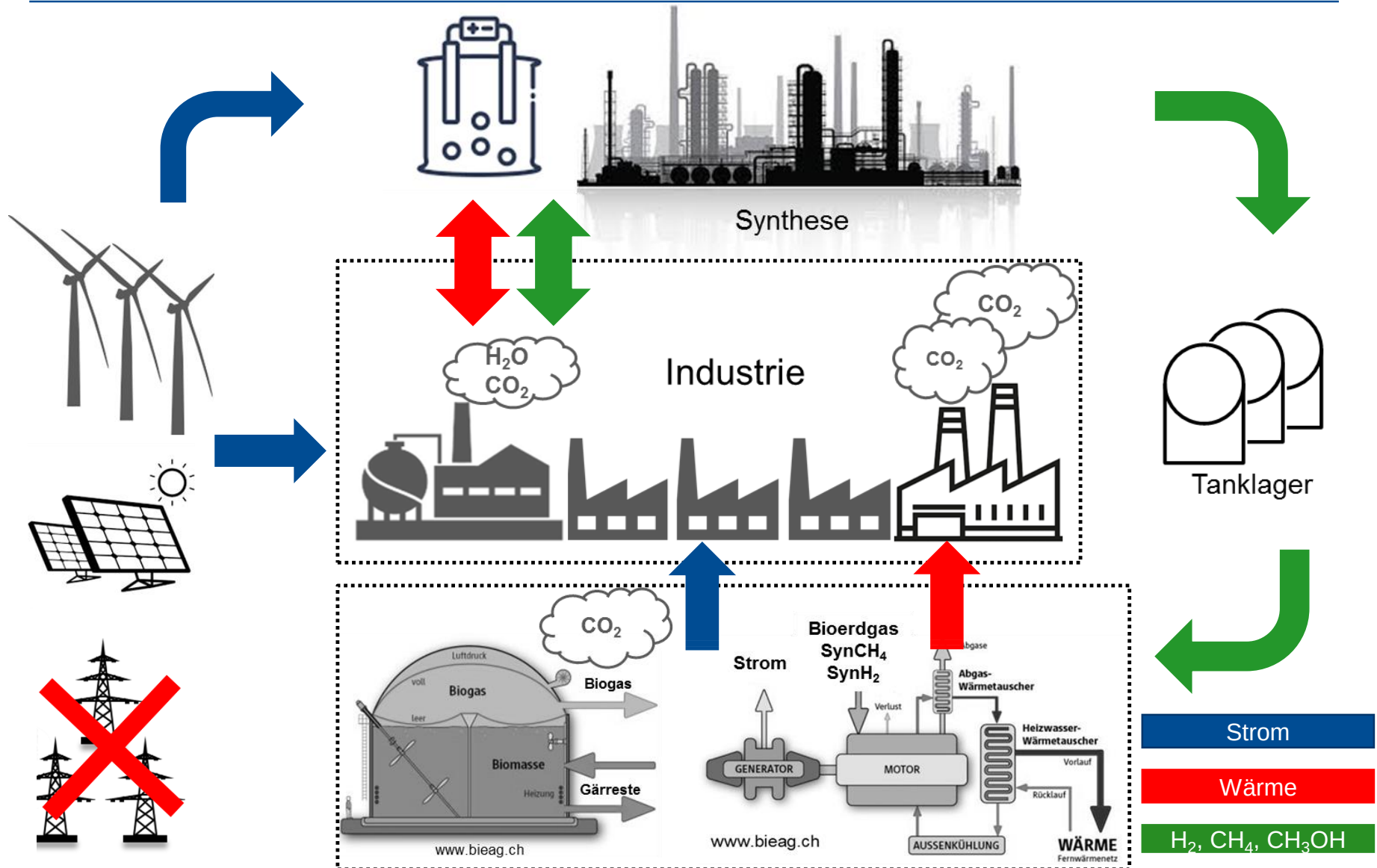
Eigenschaft	Methanisierung	Methanolsynthese	CO ₂ -Absorption
Druck / bar	10	70	1 – 1,8
Temperatur / °C	300 – 725 °C	230 – 270 °C	30 – 120 ° C
Stromverbrauch / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	0,13	0,15	0,02
Wärmebedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	0,04	0,50	0,0013 (≈ 4,8 MJ/kg)
Kühlmittelbedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	4,15	0,94	-
H ₂ -Bedarf / kg kg _{Produkt} ⁻¹	0,47	0,19	-
CO ₂ -Bedarf / kg kg _{Produkt} ⁻¹	2,63	1,46	-
TRL	8-9	6-7	6-8

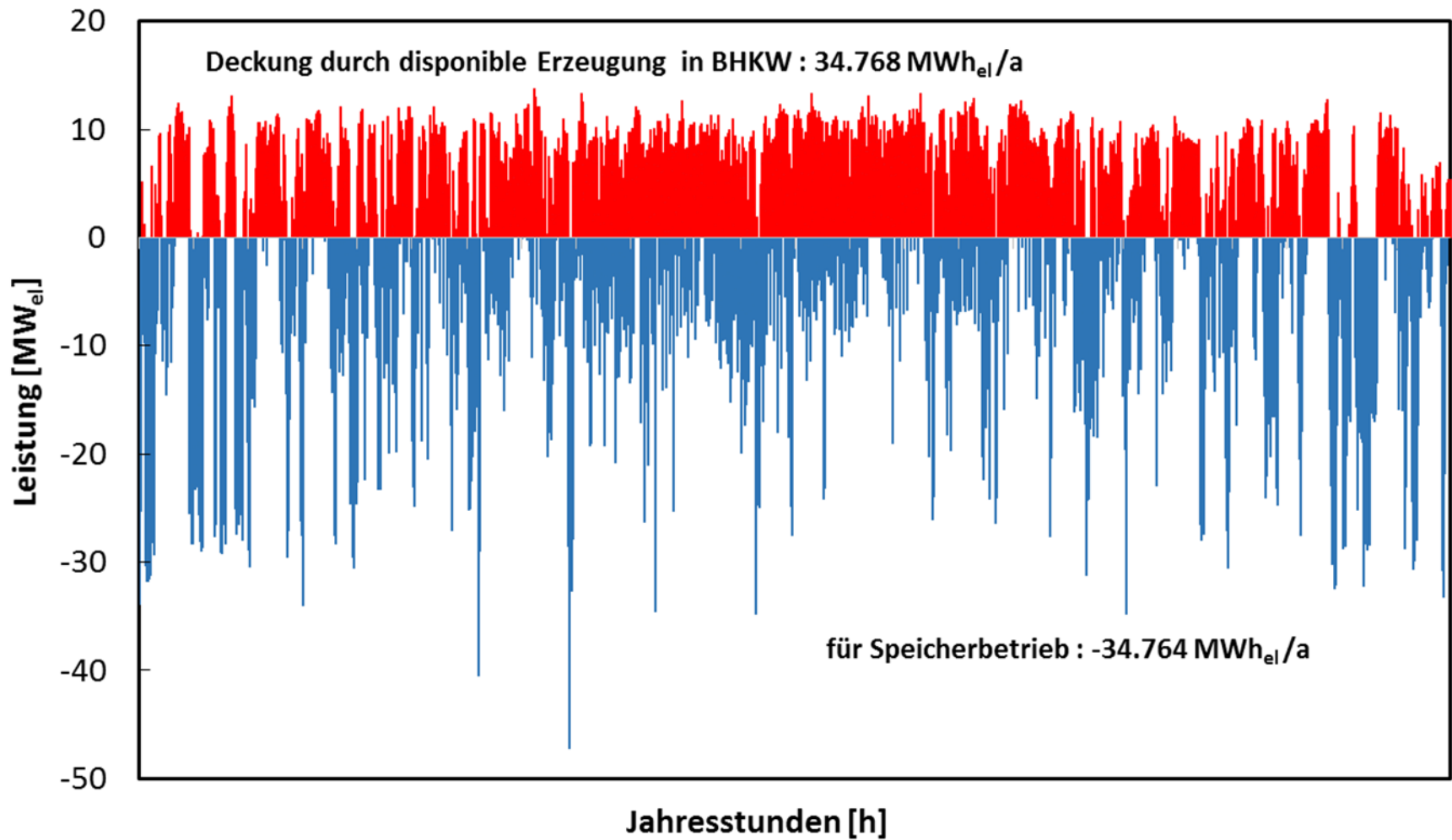
- Strom
- Wärme
- Stoffe

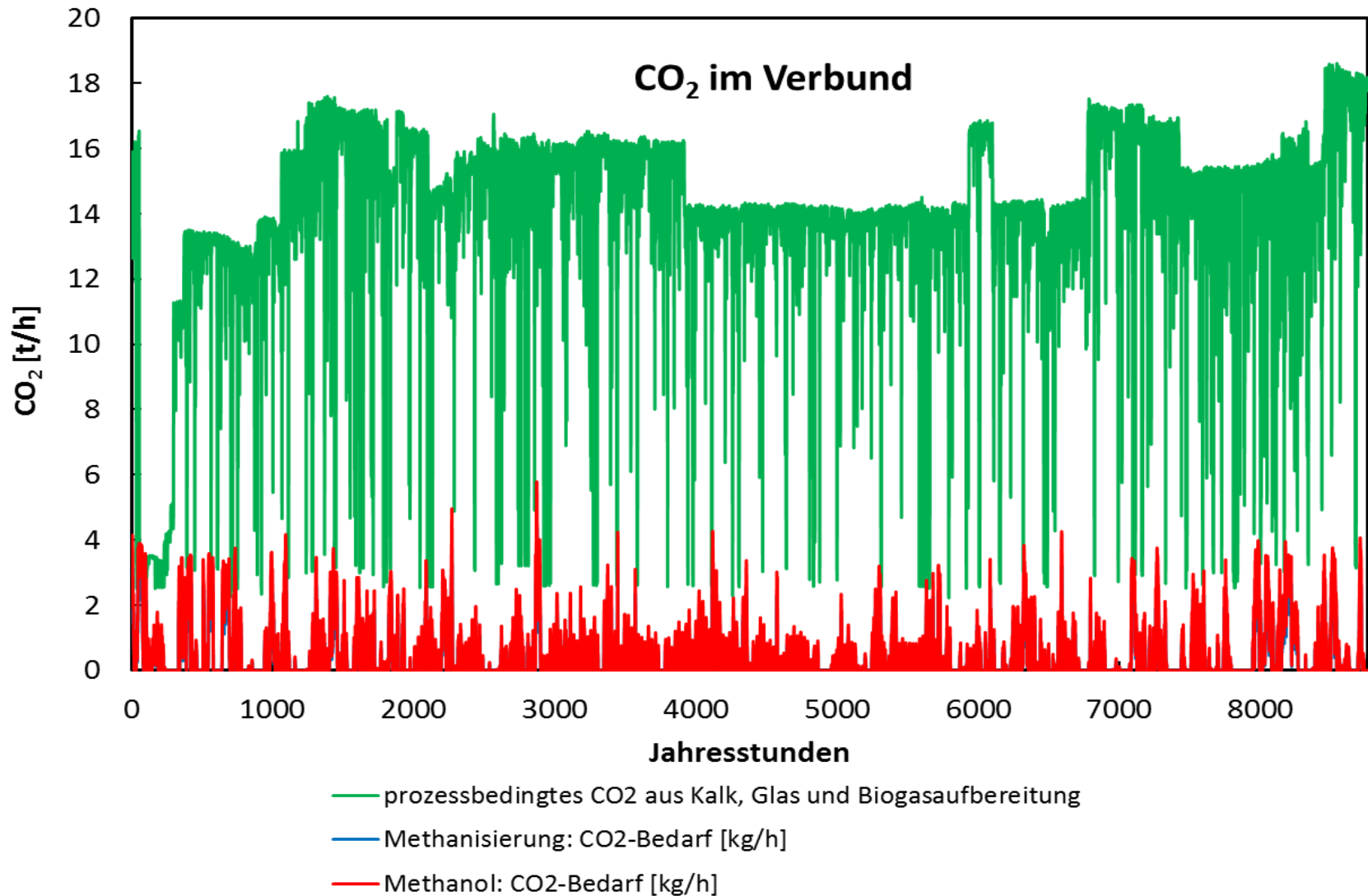






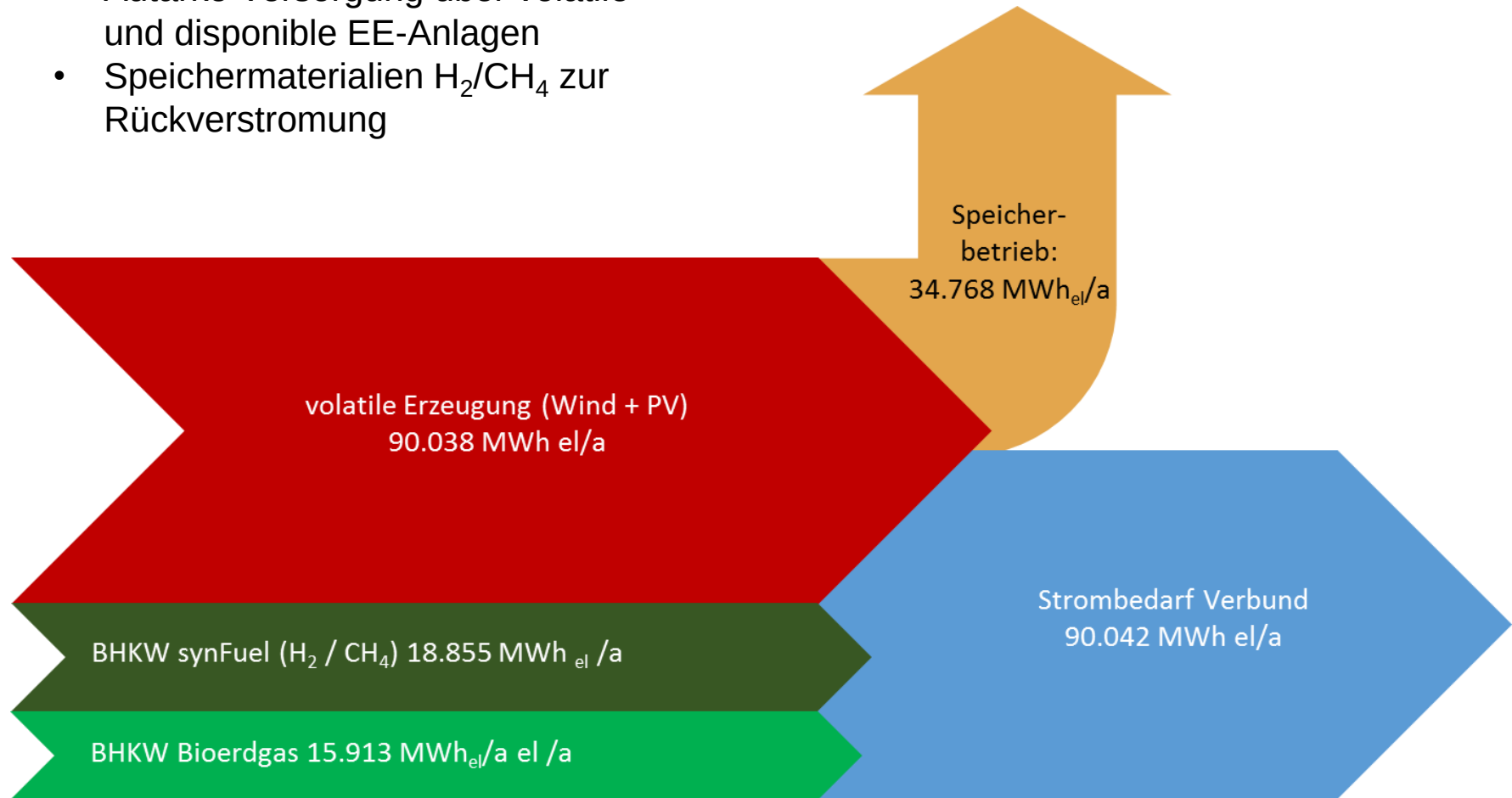






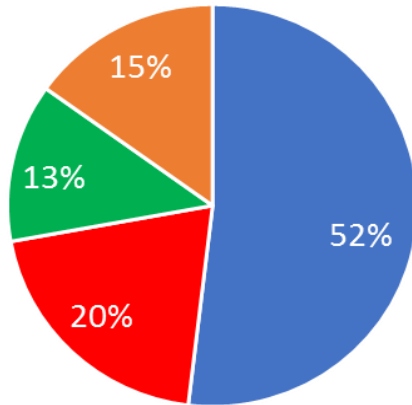
Elektrische Energie:

- Autarke Versorgung über volatile und disponible EE-Anlagen
- Speichermaterialien H_2/CH_4 zur Rückverstromung



Elektrische Energie

volatile + disponible Erzeugung: 125 GWh/a

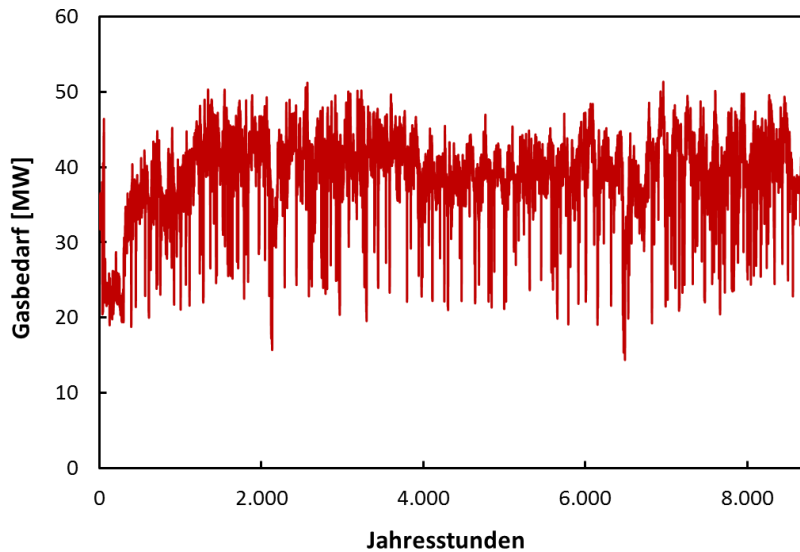


Erzeugung in EE-Anlagen = 139 % Last im Verbund

■ Wind ■ PV ■ BHKW Bioerdgas ■ BHKW synFuel

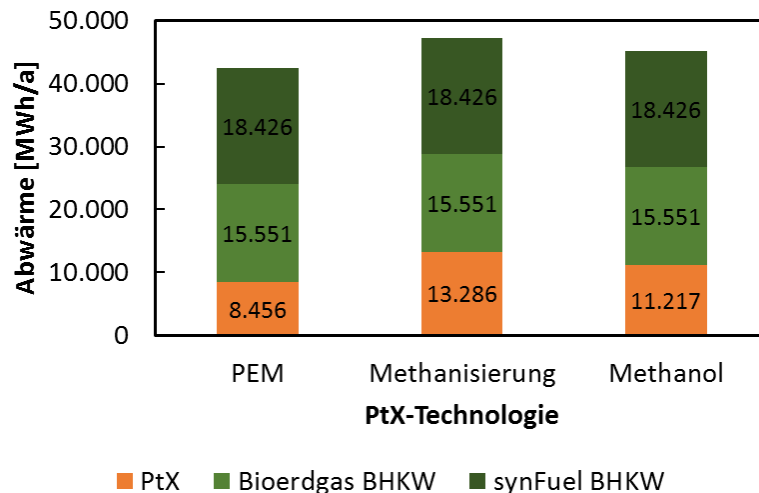
	installierte Leistung	Vollast-Betriebsstunden
BHKW Bioerdgas	4 MW _{el}	3.920 h/a
BHKW syn. Fuel	10 MW _{el}	1.950 h/a
Windpark	40 MW _{el}	1.630 h/a
PV	20 MW _{el}	1.270 h/a

Gasbedarf im Verbund [MW]



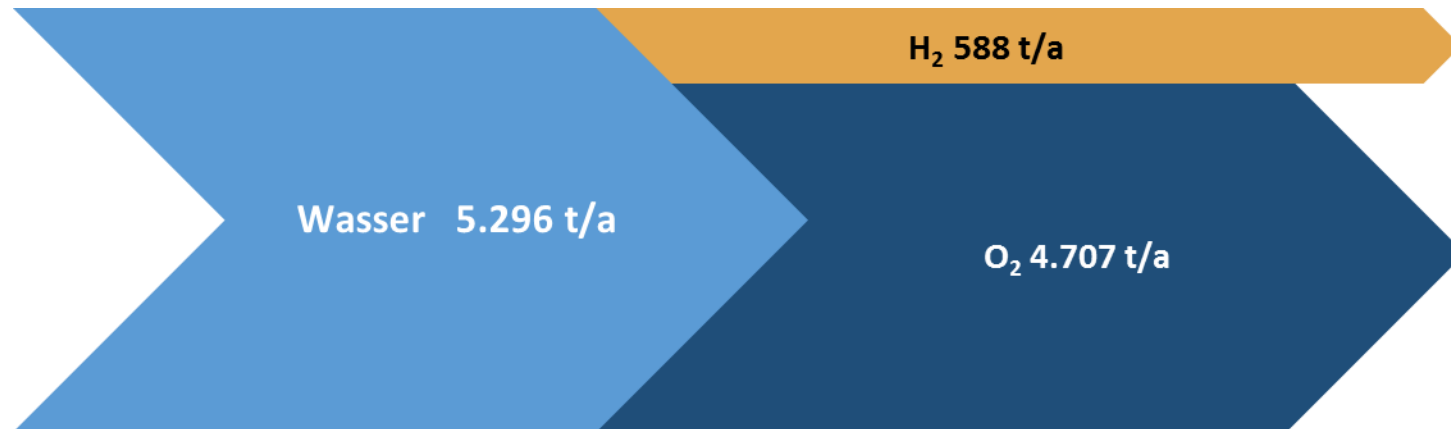
- 342 GWh/a aus Gasnetz
- Verwendung für
mechanische Energie
Prozesswärme
Raumwärme oder Warmwasser ?

Abwärme BHKW und PtX



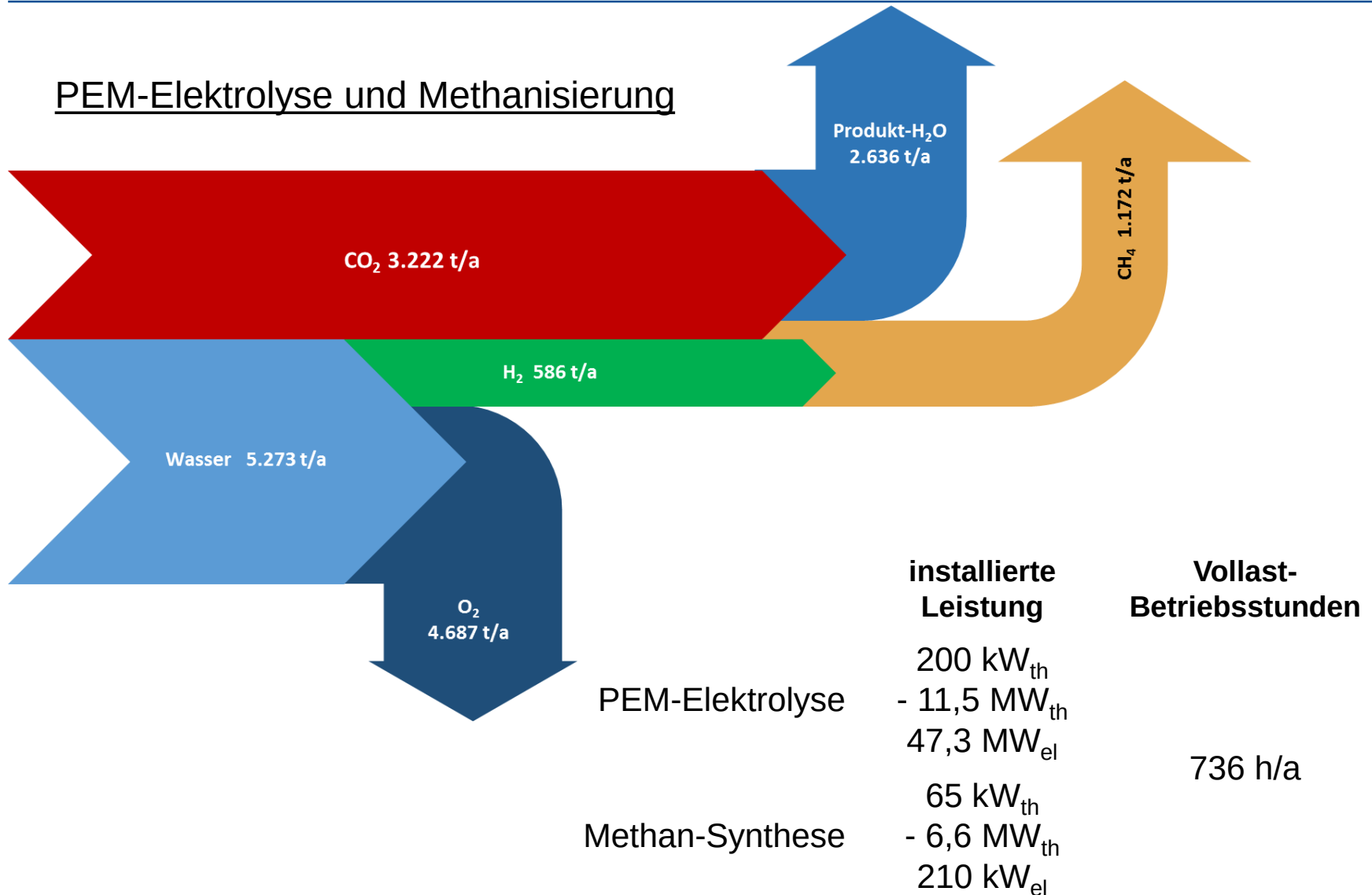
- Zusätzlich Abwärme aus PtX-Anlagen
- Analyse der Temperaturniveaus notwendig
- Nutzungsoptionen:
PtX-Prozessketten
Nah- oder Fernwärmenetz

PEM-Elektrolyse

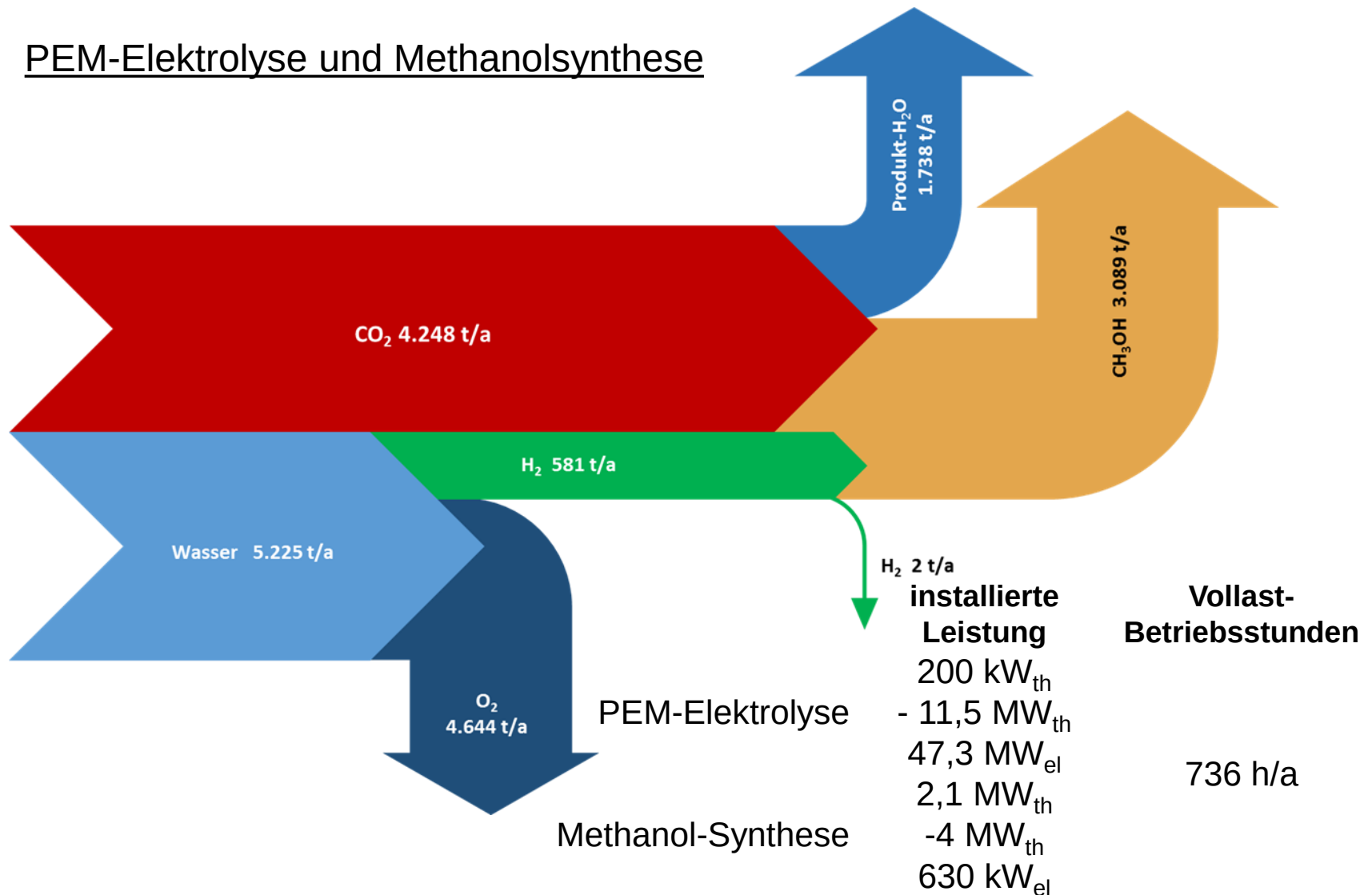


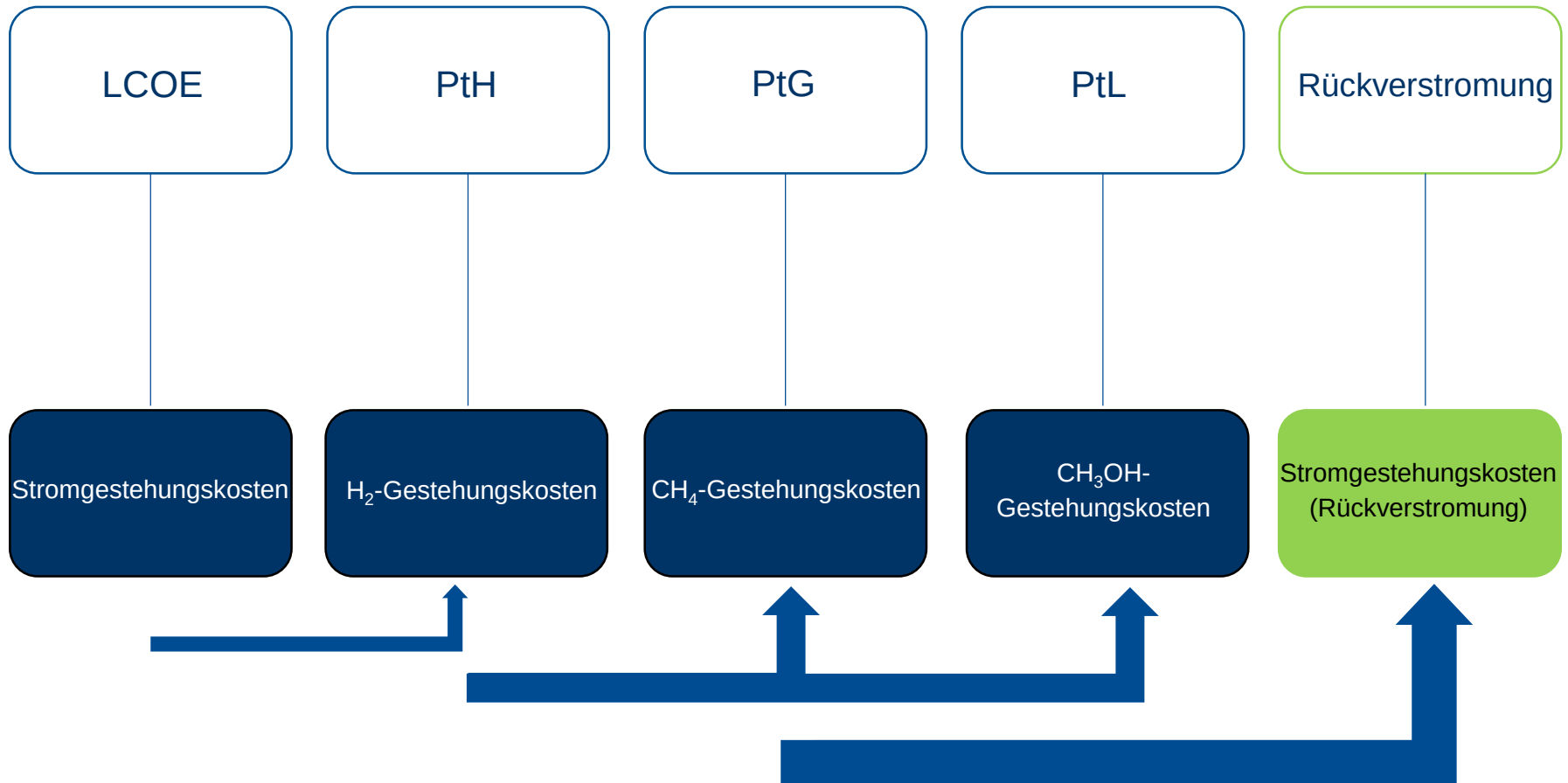
	installierte Leistung	Vollast-Betriebsstunden
PEM-Elektrolyse	200 kW _{th} - 11,5 MW _{th} 47,3 MW _{el}	736 h/a

PEM-Elektrolyse und Methanisierung



PEM-Elektrolyse und Methanolsynthese





1		
2	CONTROL PANEL	
3	Szenarioauswahl	Referenz
4	Quelle des Stroms	Kombination
5	Kostenfreier Überschussstrom	Nein
6	EEG-Umlage	Nein
7	Stromsteuer	Nein
8	Elektrolyseverfahren	PEM
9	Netzanbindungskosten	Einschließlich
10	Zinssatz	6%
11	Szenario CO ₂ -Zertifikate/-Steuer	CO2 Zertifikate + Steuer
12	Verbundscenario	Reserveanlage/ Normalbetrieb
13	EEX (Netz-)Strompreis	Nein
14		
15	Kombination - anteilig in %	
16	Wind onshore	50%
17	PV	50%
18	BHKW	0%
19	Netz	0%
20	Summe	1
21		

Quelle des Stroms:

- PV
- Wind
- BHKW
- Kombination*

Wahl des Verbundscenarios:

- Inselnetz
- Dekarbonisierung
- Reserveanlage / Normalbetrieb

EEX (Netz-)Strompreis:

- Ja
- Nein

* Bei Stromquelle: Kombination
Variable Festlegung der Stromquellen

Annahmen

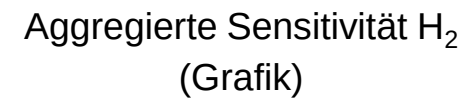
- **Netzanbindungskosten** für **alle** regenerativen Stromerzeugungsarten frei wählbar

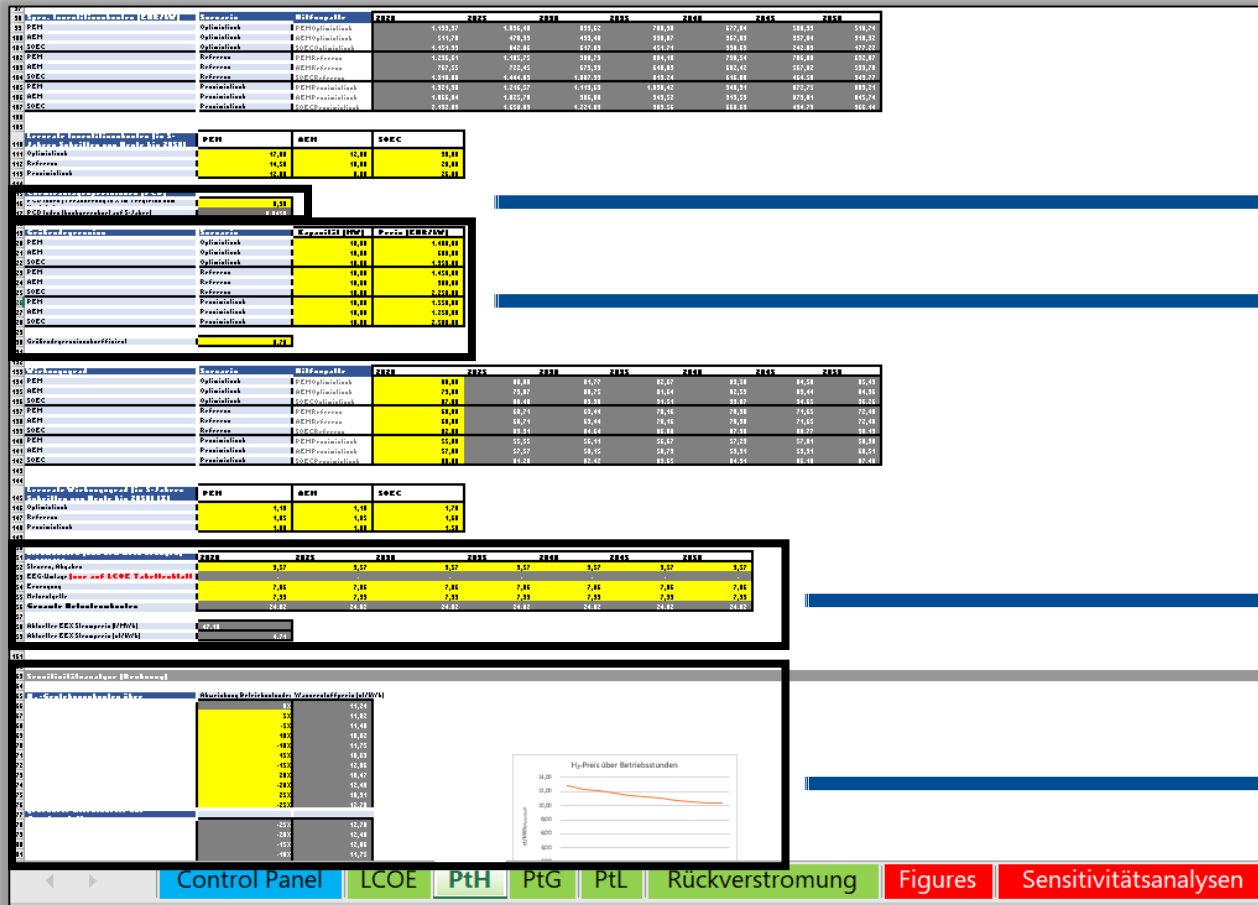
82	Netzanbindungskosten	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
83	BHKW	ctk/Wh	1,50	1,32	1,16	1,03	0,90	0,80	0,70
84	Wind Onshore	ctk/Wh	1,50	1,32	1,16	1,03	0,90	0,80	0,70
85	PV	ctk/Wh	1,50	1,32	1,16	1,03	0,90	0,80	0,70
86	Kombination	ctk/Wh	1,50	1,32	1,16	1,03	0,90	0,80	0,70

- Spezifische **Variation der Betriebsstunden** für verschiedene **Verbundscenarien**

52	Betriebsstunden (Volllast) [h/a]	PV	Wind Onshore	BHKW	Kombination
53	Optimistisch		1.050	3.200	4.400
54	Referenz		950	2.500	4.208
55	Pessimistisch		720	1.800	3.587
56					
57	Inselnetz		1.500	1.500	-
58	Dekarbonisierung		8.000	8.000	8.000
--					

- Berechnung aller **Annahmen** für ausgewählte Stromquelle „**Kombination**“ erfolgt mit Hilfe der auf dem Control Panel **gewählten Anteile**





Chemieanlagen-Preisindex

Größendegression

Je nach Wahl im Control Panel:

- Stromkosten mit variablen Komponenten
- Aus Internet bezogener EEX-Börsenstrompreis (bei Strombezug aus dem Netz)

Rechnungen zu Sensitivitätsanalysen inklusive Einzelgrafiken

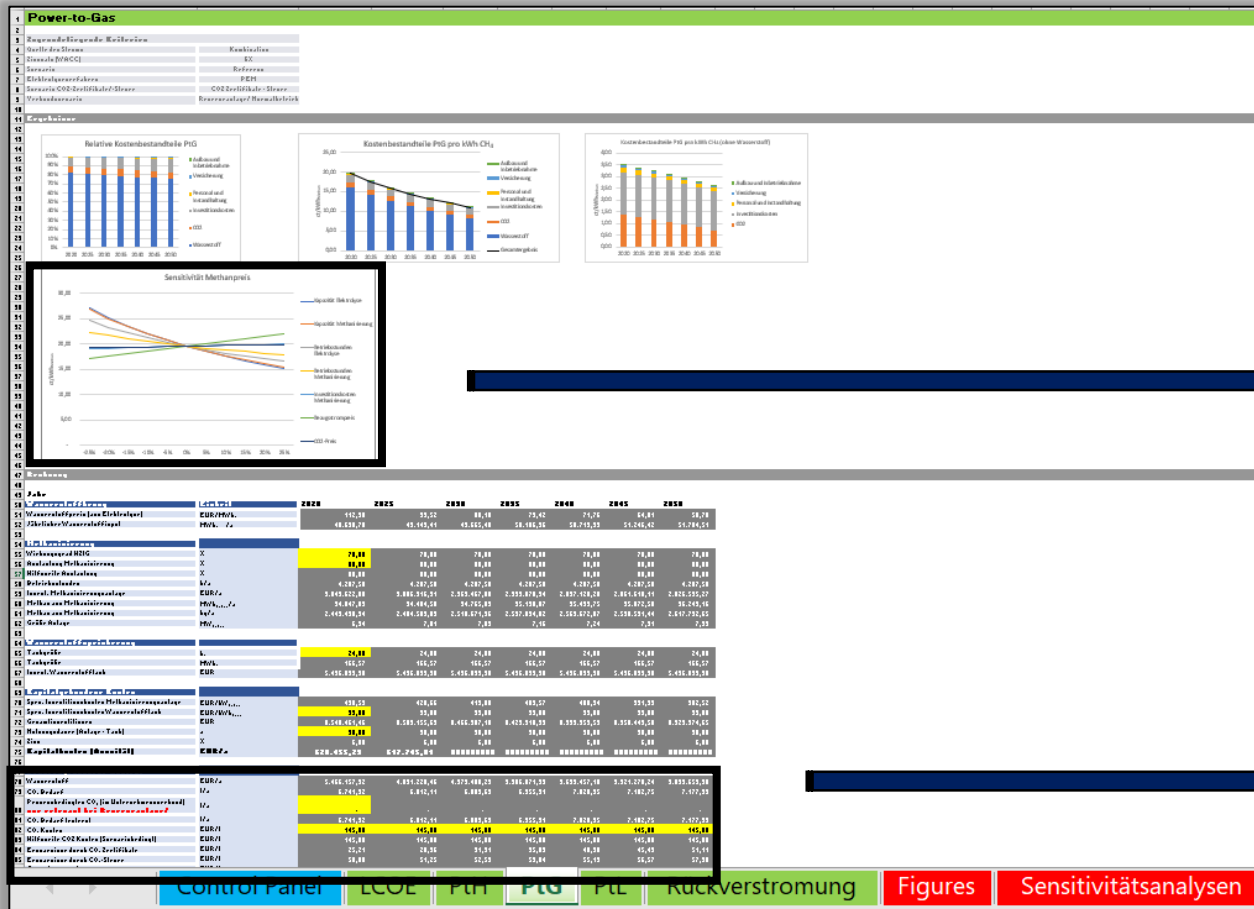
Annahmen

- Entwicklung der spezifischen Investitionskosten über Größendegression, Chemieanlagen-Preisindex und Lernkurven

Sensitivitätsanalyse (Rechnung)

- Sensitivitätsanalysen: H₂-Preis über
 1. Betriebsstunden Elektrolyse
 2. Kapazität Elektrolyse
 3. Investitionskosten Elektrolyseur
 4. Strompreis (Bedarf)

Äquivalent bei den Prozessschritten



Aggregierte Sensitivität CH₄/CH₃OH (Grafik)

Variable Menge prozessbedingtes CO₂ (Verbundintern) und somit extern bezogenes Methan

Aus Internet bezogener CO₂-Zertifikate Preis

Äquivalent bei den Prozessschritten



Chemieanlagen-Preisindex

Größendegression

Rechnungen zu Sensitivitätsanalysen inklusive Einzelgrafiken

Äquivalent bei den Prozessschritten

Rechnungen

- Variable Menge prozessbedingtes CO₂ (bei internen Unternehmensprozessen entstanden, nicht relevant bei Inselnetz und Dekarbonisierung)

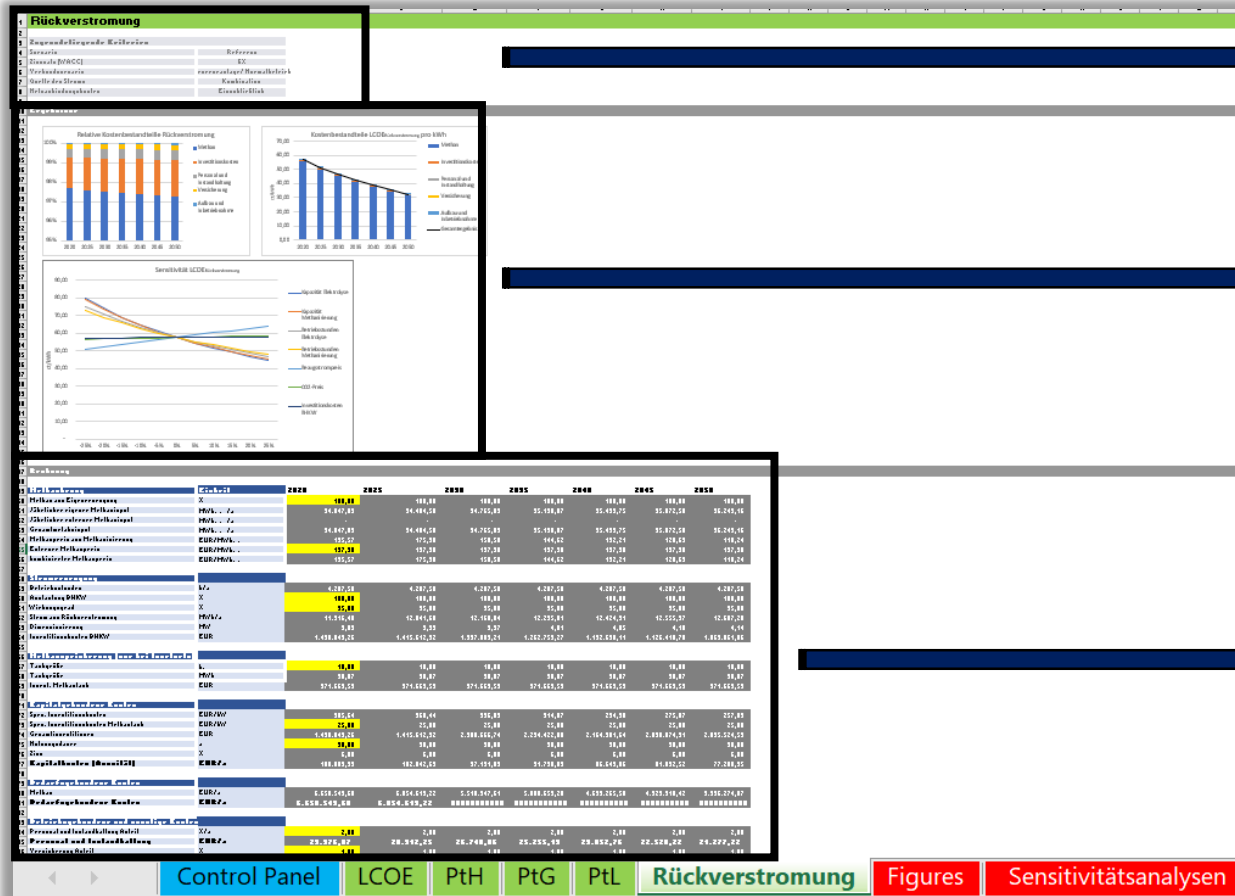
Annahmen

- Entwicklung der spezifischen Investitionskosten über Größendegression, Chemieanlagen-Preisindex und Lernkurven

Sensitivitätsanalyse (Rechnung)

- Sensitivitätsanalyse Preis CH₄/ CH₃OH über:
 1. Betriebsstunden Elektrolyse
 2. Betriebsstunden Methanisierung/ Methanolsynthese
 3. Kapazität Elektrolyse
 4. Kapazität Methanisierung/ Methanolsynthese
 5. CO₂ Preis
 6. Investitionskosten Methanisierung/ Methanolsynthese
 7. Strompreis (Bedarf)

Methan → Strom

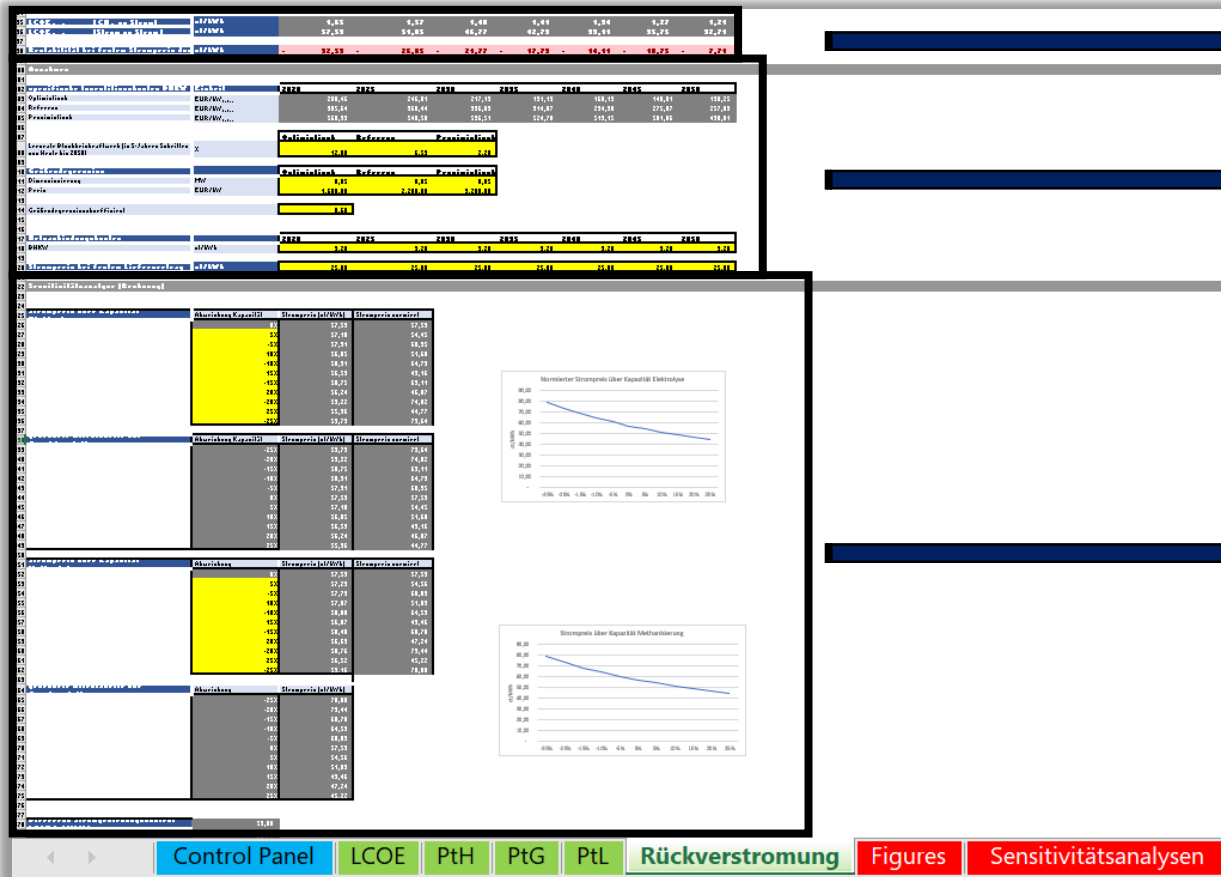


Control Panel

Ergebnisse und aggregierte Sensitivität

Rechnung

Methan → Strom



Rentabilität bei festen Lieferverträgen

Annahmen

Rechnungen zu Sensitivitätsanalysen inklusive Einzelgrafiken

Besonderheiten

Rechnungen

- Externer Methaninput und somit Gesamtmethaninput für Rückverstromung frei wählbar
- Methanspeicherung bei Inselnetz in Speicher
- Angabe der Rentabilität bei festem Abgabestrompreis durch Liefervertrag

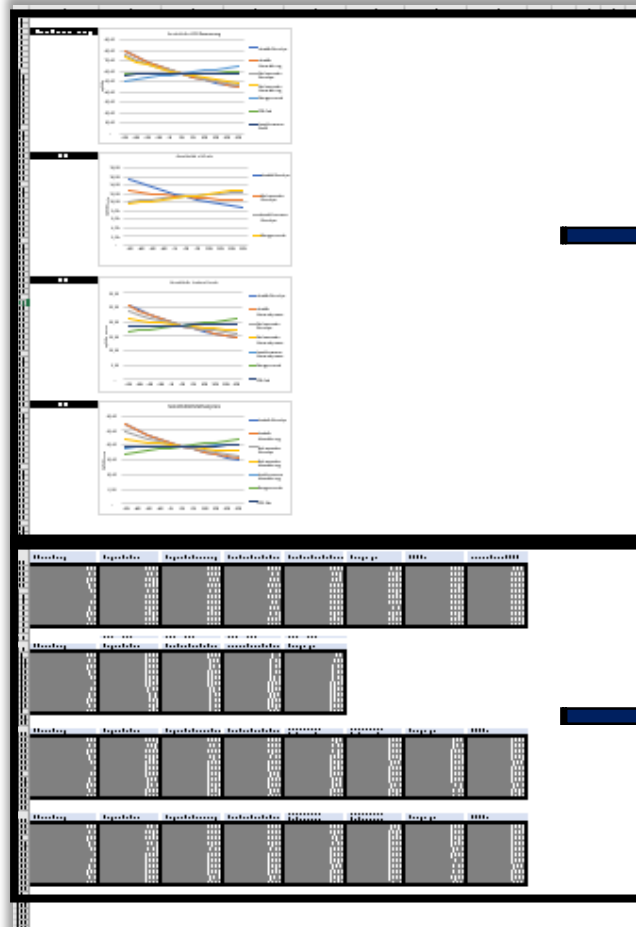
Annahmen

- Entwicklung der spezifischen Investitionskosten über Größendegression und Lernkurven
- Netzanbindungskosten frei wählbar

Sensitivitätsanalyse (Rechnung)

- Sensitivitätsanalyse $LCOE_{\text{Rückverstromung}}$ über:
 1. Betriebsstunden Elektrolyse
 2. Betriebsstunden Methanisierung
 3. Kapazität Elektrolyse
 4. Kapazität Methanisierung
 5. CO₂ Preis
 6. Investitionskosten BHKW
 7. Strombezugspreis

Pendant zu Sheet „Figures“

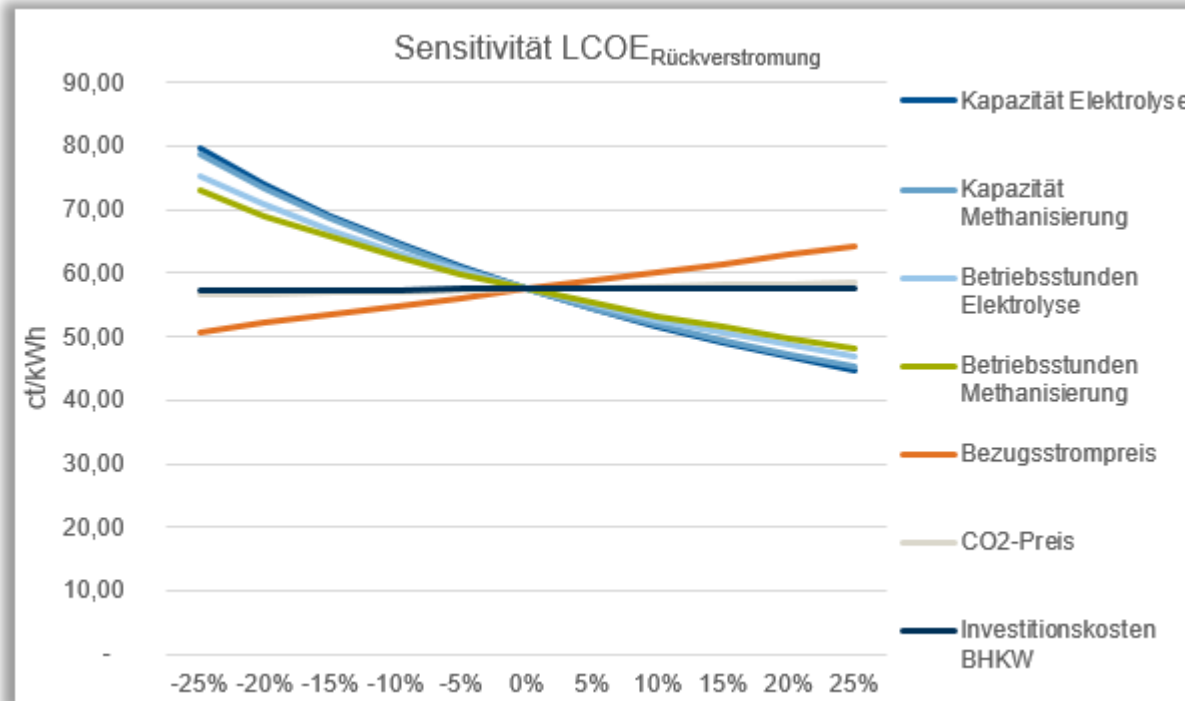


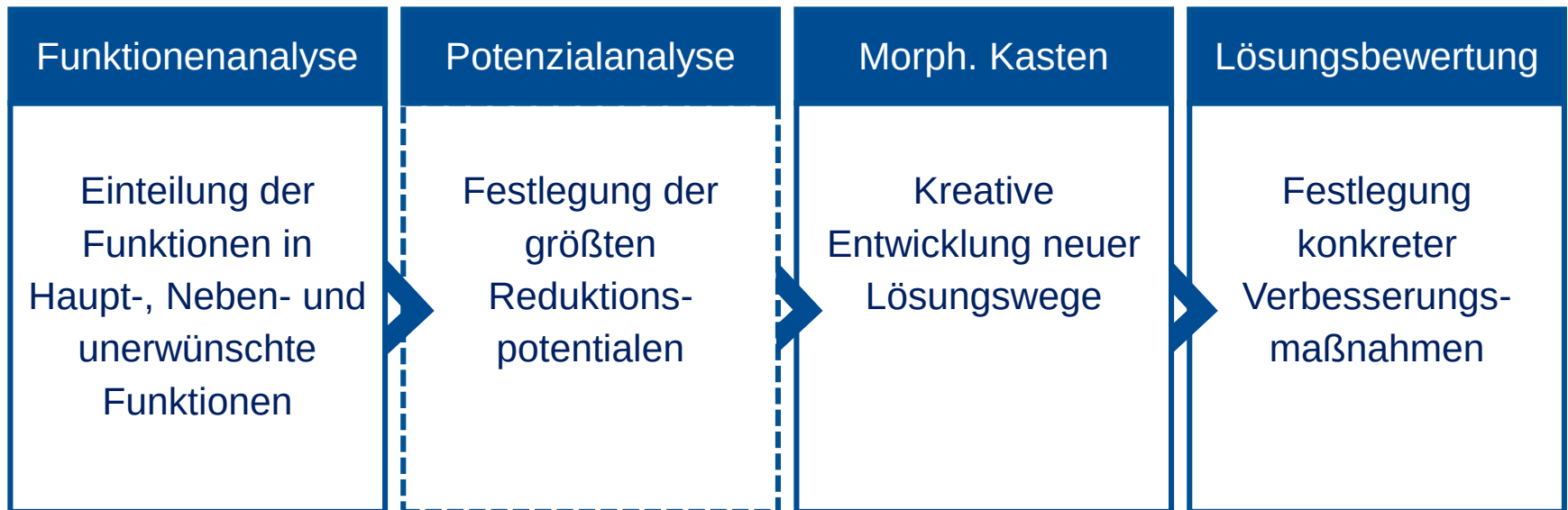
Grafiken aggregierte
Sensitivität

Daten Grafiken

Pendant zu Sheet „Figures“

- Aggregierte Darstellung der Ergebnisse der verschiedenen Sensitivitätsanalysen in einer Grafik pro Prozessstufe (Bsp.: Rückverstromung)
- Darstellung der Datengrundlage der Grafiken in Tabellenform





Quelle: Lingohr, Kruschel (2011)

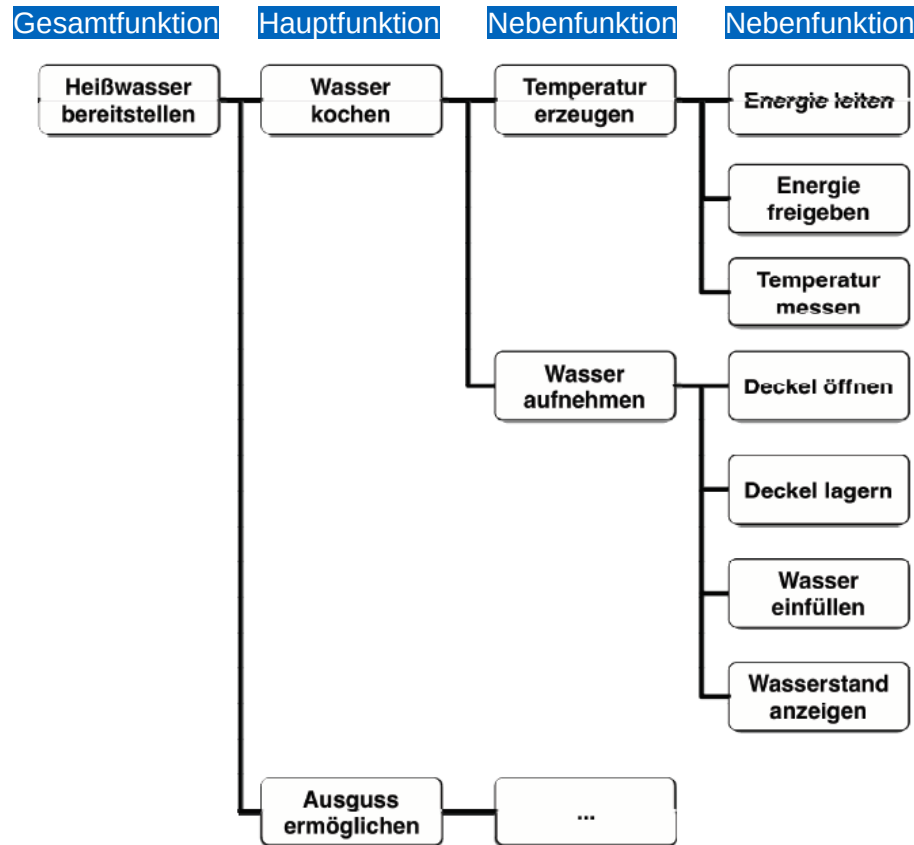


Ablauf der Funktionenanalyse in 4 Schritten

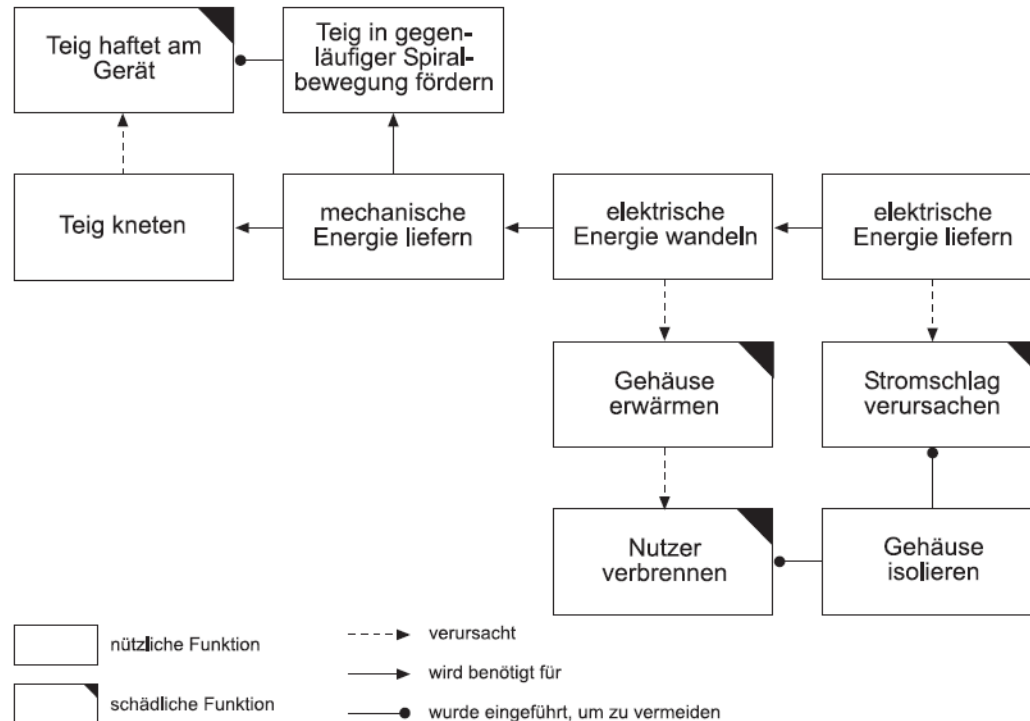
Quelle: Lingohr, Kruschel (2011)

1. Ist-Funktionen erkennen
2. Ist-Funktionen klassifizieren
3. Ist-Funktionen gliedern
4. Soll-Funktionen ermitteln

Beispiel: Wasserkocher



Quelle: Lingohr, Kruschel (2011)



Quelle: Lingohr, Kruschel (2011)

$$\frac{\text{Kosten der Funktion}}{\text{Bedeutung der Funktion}} = \text{Potenzial}$$

Potential <1 → potenzialbehaftet: geringer Mehraufwand stiftet großen Kundennutzen

Potential >1 → kostentreibend: Kostensenkung erforderlich, da Kosten/Nutzen-Verhältnis unattraktiv

	Kosten Bauteil	Funktion 1		Funktion 2		Funktion 3		Summe der Zeile
		in %	in €	in %	in €	in %	in €	
Bauteil 1	40 €	20 %	8 €	30 %	12 €	50 %	20 €	100 %
Bauteil 2	60 €	10 %	6 €	60 %	36 €	30 %	18 €	100 %
Bauteil 3	30 €	40 %	12 €	30 %	9 €	30 %	9 €	100 %
Bauteil 4	40 €	10 %	4 €	5 %	2 €	85 %	34 €	100 %
Bauteil 5	10 €	50 %	5 €	20 %	2 €	30 %	3 €	100 %
Summe	180 €	19 %	35 €	34 %	61 €	47 %	84 €	100 %

Substituierbare Module

Morphologisches Tableau für eine Uhr

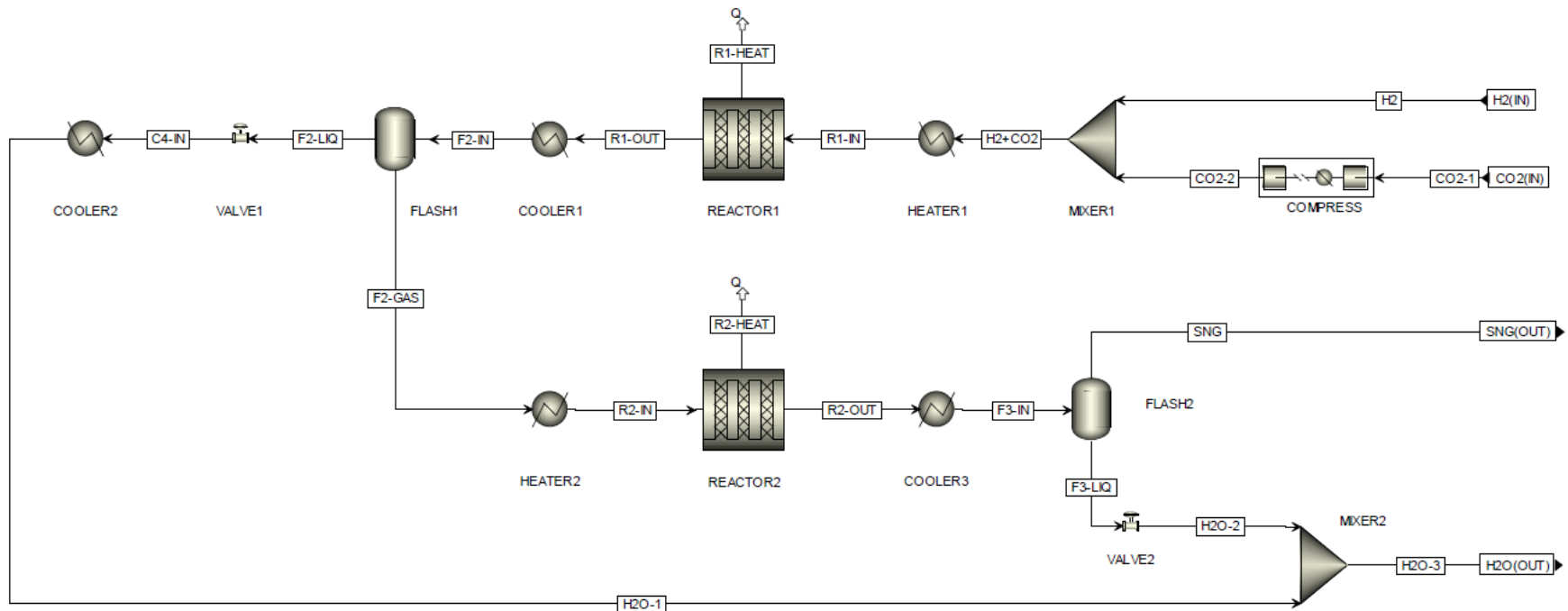
Prozess-
schritte

Extensionale Merkmale	
Funktionselement	Bekannte und mögliche Lösungen
Energiequelle	Aufzug von Hand Starkstromnetz Temperaturschwankungen
Energiespeicher	Angehobene Gewichte Feder Akkumulator
Motor	Federmotor Elektromotor Hydraul. Motor
Geschwindigkeitsregler	Fliehkraftregler Hippscher-Pendel Netzfrequenz
Getriebe	Zahnradgetriebe Kettengetriebe Magnetgetriebe
Anzeigeung	Zeiger u. Zifferblatt Rollen und Fenster Wendeblätter

- Prozessauswahl eingrenzen:
 - CO₂-Abscheidung: MEA-Absorption-Desorption
 - Elektrolyse: Alkalische EL, PEM-EL, Hochtemperatur-EL
 - Methanisierung-Prozess: TREMP-Prozess, ETOGAS-Prozess
 - Methanolsynthese-Prozess: Nieder-, Mittel- oder Hochdruckverfahren
- Abstraktionsgrad:
Festlegung und Daten (Investitionskosten, ggf. Anlagentypen etc.) erforderlich



Prozessfließbild: Methanisierung von CO₂ und H₂



Projektlaufzeit: 01.10.2017 bis 30.03.2020

Arbeitspaket	Quartal / Projektjahr										Berichts- phase	
	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 2019



- Vorbereitung einer Abschlussveranstaltung bei IUTA im Februar 2010
- Erstellen des Schlussberichts (Fertigstellung Sommer 2020)



**Vielen Dank für
ihre Teilnahme !**

**Wir würden uns freuen, Sie auf der
Abschlussveranstaltung begrüßen zu dürfen.**