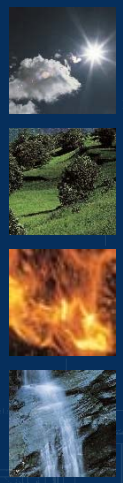


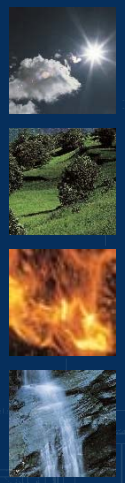
CO_2-Abscheidung hinter Abfallverbrennungsanlagen und dessen Nutzung (CCU)

Rudi Karpf

ete.a Ingenieurgesellschaft für Energie und Umweltengineering & Beratung mbH

ITAD Arbeitskreis Klimaschutz
Web-Konferenz 16. April 2021

ete.a



Porträt

Prof. Dr.-Ing. **Rudi Karpf**

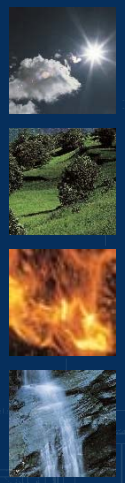
Geschäftsführender Gesellschafter der ete.a Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltengineering & Beratung mbH
Honorarprofessur an der Technischen Hochschule Mittelhessen Gießen

Ausbildung

- Studium Energie- und Wärmetechnik FH Gießen-Friedberg und TU Dresden; Promotion an der TU Dresden, Fakultät Maschinenwesen, Institut für Energietechnik

Arbeitsgebiete

- ö.b.u.v. Sachverständiger für Feuerungstechnik (Verfahrenstechnik); Abgasreinigung, Analyse, Messen
- Berufung in die nationale Expertengruppe zur Novellierung der BVT-Merkblätter zur Abfallverbrennung
- Berufung in die Arbeitsgruppen VDI 3460 „Emissionsminderung - Thermische Abfallbehandlung“, VDI 3459 "Terminologie in der Abfallwirtschaft" sowie VDI 4635 "Power to X"-Sprecher der Arbeitsgruppe CO_2-Abscheidung; Mitarbeit in der Arbeitsgruppe VDI 3925 "Werkzeuge zur Bewertung von Abfallbehandlungsanlagen"“
- Mitglied im Projektausschüssen von Forschungsvorhaben beim IUTA, Duisburg und TU Dresden



Porträt

Prof. Dr.-Ing. **Rudi Karpf**

Geschäftsführender Gesellschafter der ete.a Ingenieurgesellschaft
für Energie- und Umweltengineering & Beratung mbH
Honorarprofessur an der Technischen Hochschule Mittelhessen Gießen

Arbeitsgebiete

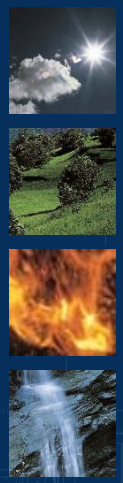
- Seit 2002 Lehrbeauftragter an der FH Jena für Luftreinhaltung und Projektierung verfahrenstechnischer Anlagen sowie an der THM Gießen für Emissionsminderung
- Prozessoptimierungen im Bereich Abfallverbrennung, Biomasseverbrennung, Rückstandsbehandlung
- Planung, Beratung und Abwicklung auf dem Gebiet der Energie- und Abgasgasreinigungstechnologien

Referenzen in mehr als 75 % aller deutschen MVA's

ete.a

Weltweite Referenzen

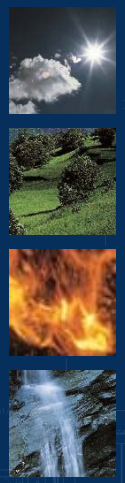
ete.a



Einleitung

Motivation und Hintergrund

ete.a



CCU – Thermische Abfallbehandlung nutzt CO_2

Grüner Treibstoff aus dem Schornstein

Durch Carbon Capture and Utilization (CCU) können Thermische Abfallbehandlungsanlagen den Verkehr und die Chemieindustrie klimafreundlicher machen. Erste Projekte zur Abscheidung von CO_2 aus gereinigten Verbrennungsgasen sollen schon in diesem Jahr starten.

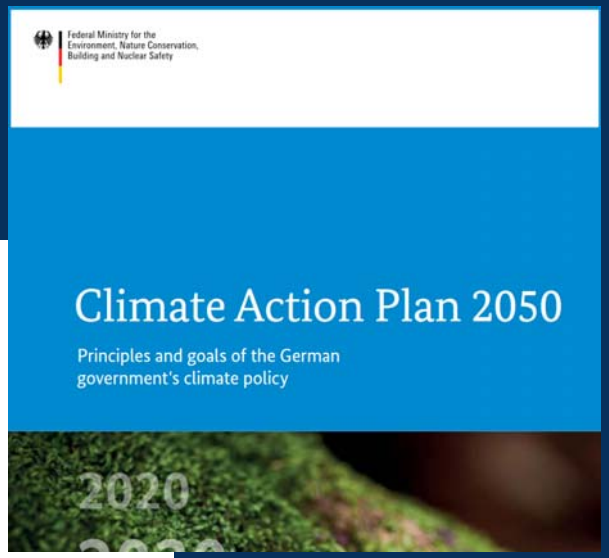
EUWID | RECYCLING UND ENTSORGUNG

Kommt der CO2-Preis für Müllverbrennungsanlagen?

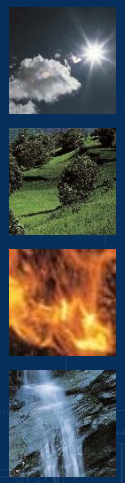
17.06.2020 – **Müssen Müllverbrenner künftig für ihre fossilen CO_2-Emissionen bezahlen? Die nordrhein-westfälische Landesregierung will, dass die Betreiber von thermischen Abfallbehandlungsanlagenvom vom nationalen Brennstoff-Emissionshandelsgesetz (BEHG) ausgenommen werden. Aus Baden-Württemberg gibt es einen Gegenantrag. Am Donnerstag steht das BEHG auf der Tagesordnung im Wirtschaftsausschuss des Bundesrates.**

Kommt der CO2-Preis für die Müllverbrenner?

Die Bundesregierung setzt sich für den Green Deal und höhere Klimaziele auf EU-Ebene ein.
Foto: Bundesregierung

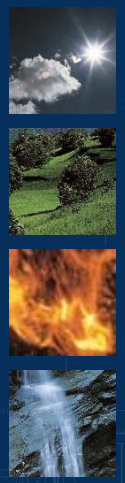


ete.a



Motivation der CO_2-Abscheidung

- Herausforderung den Auswirkungen des Klimawandels entgegenzuwirken
- Die Reduktion von Treibhausgasemissionen als Lösungsansatz
- Rechtlichen Rahmen für die Reduktion in Europa bildet das Pariser Klimaabkommen bzw. der Green Deal
- Ziel für Deutschland ist eine CO_2-Neutralität bis zum Jahr 2050

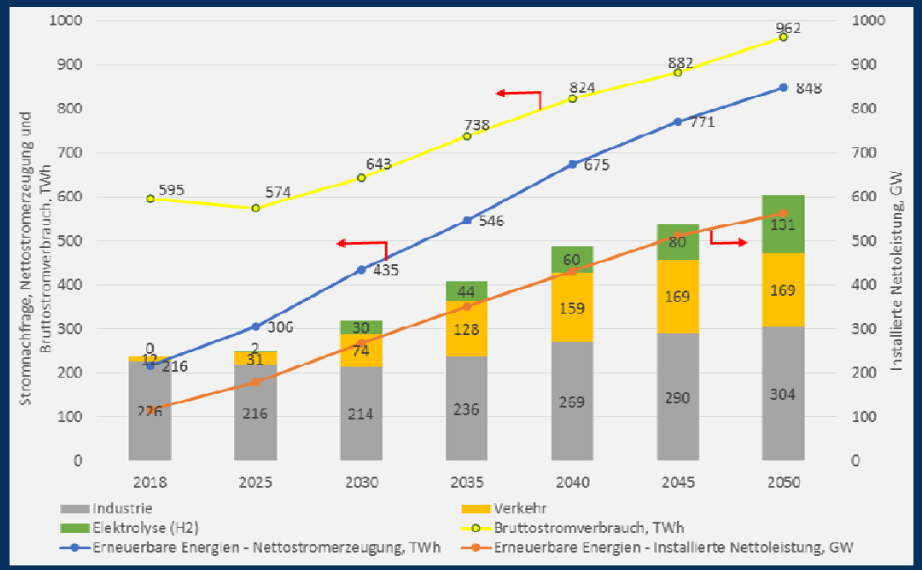


Lösungsansätze für die CO_2-Minderung

- Dekarbonisierung des Wirtschafts- und Energiesektors
- Ausbau der regenerativen Energien
- Carbon Capture and Utilization (CCU) und Carbon Capture and Storage (CCS)

Sektor	CO_2-Emissionen in 2014 [Mt]
Energie	1065,5
Chemie	245,1
Metall (inkl. Eisen- und Stahlindustrie)	166,0
Bauwirtschaft (inkl. Zementherstellung)	144,1
Papiererzeugung	77,1
Abfall	55,5
Bergbauindustrie	7,1
Lebensmittel- und Agrarindustrie	5,9
Andere	13,1

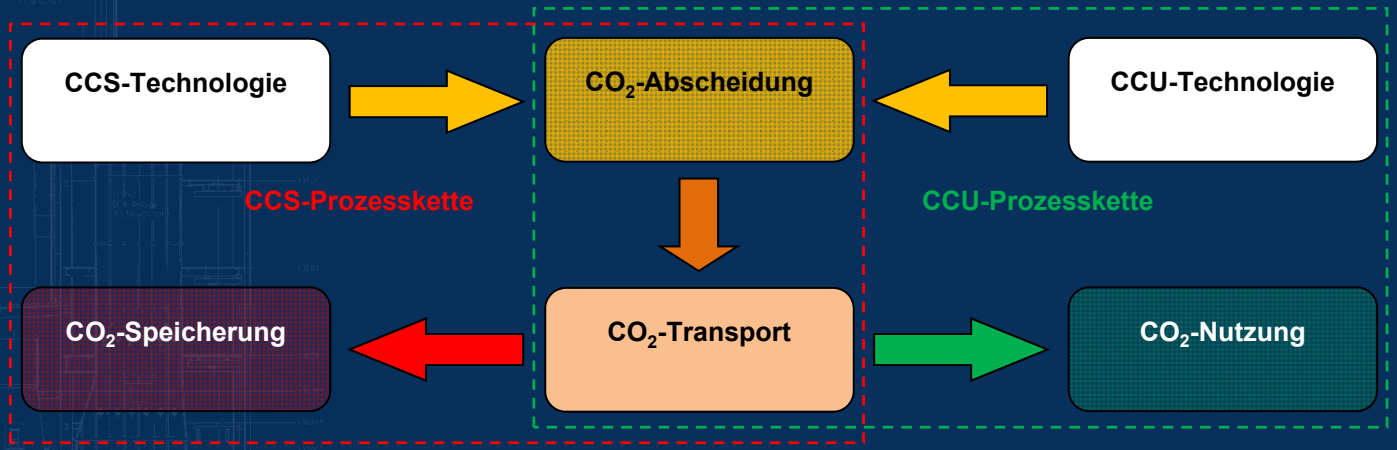
Quelle: Kircher, M.; Schwarz, T. (2020): CO_2 und CO - Nachhaltige Kohlenstoffquellen für die Kreislaufwirtschaft. 1. Auflage 2020. Berlin: Springer-Verlag

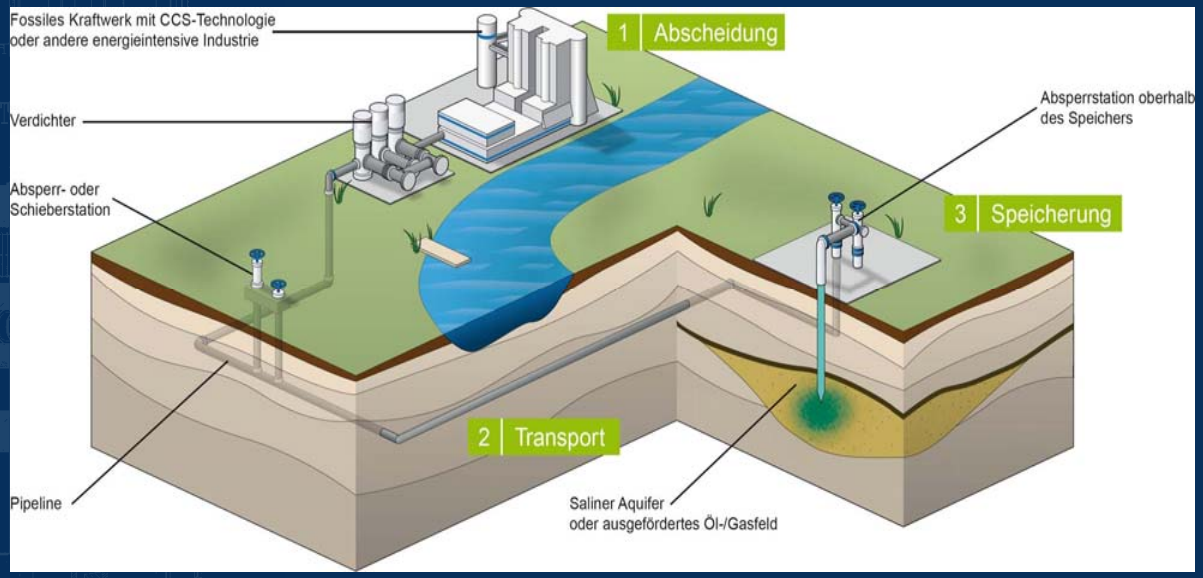


Quelle: AGORA

ete.a

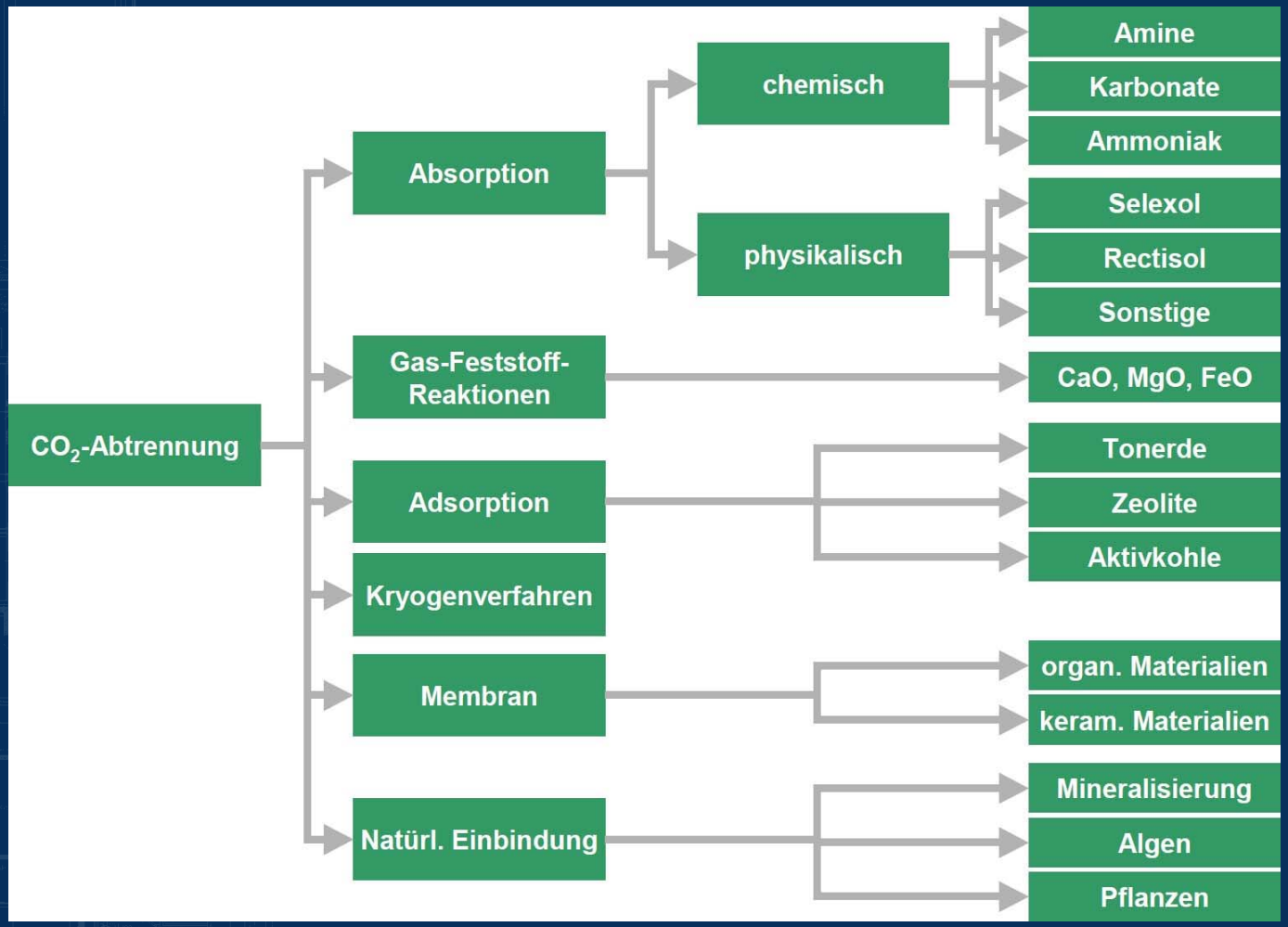
Verfahrensübersicht





Quelle: IZ Klima – Informationszentrum für CO_2-Technologien e.V. (Hrsg.): CCS Carbon Capture and Storage – CO_2-Abscheidung und -Speicherung als Beitrag zum weltweiten Klimaschutz, 5. Aufl., August 2013

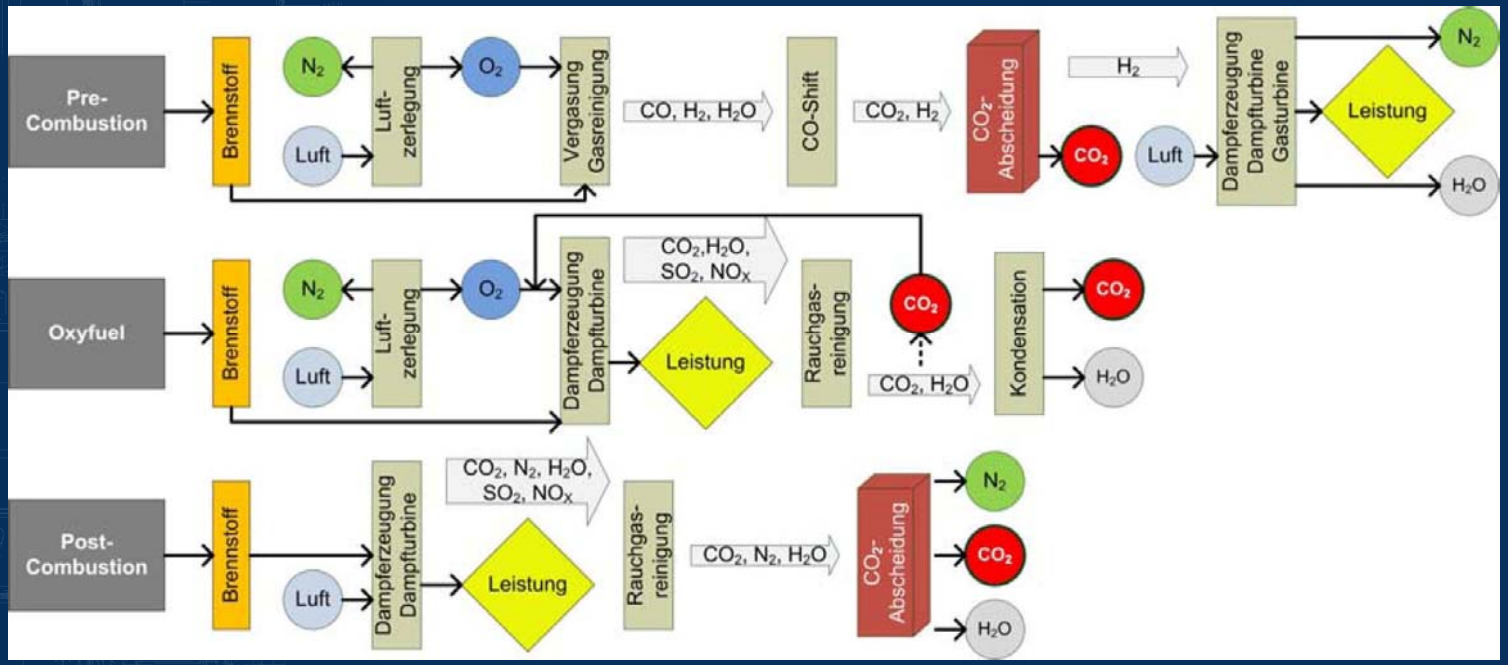
Verfahrensübersicht



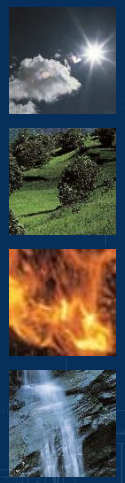
Quelle: Görner, K.: Post-Combustion Carbon Capture PCC – CO_2-Abtrennung als Nachrüstvariante. Kompetenz-Netzwerk Kraftwerkstechnik NRW; AP3 „CO_2-arme Kraftwerkskonzepte"; 19. März 2009

ete.a

Verfahrenspfade



Quelle: Maun, A.: Optimierung von Verfahren zur Kohlenstoffdioxid-Absorption aus Kraftwerksrauchgasen mithilfe alkalischer Carbonatlösungen. Dissertation an der Universität Duisburg-Essen, 2013



Quelle: Baker Hughes Company,2020

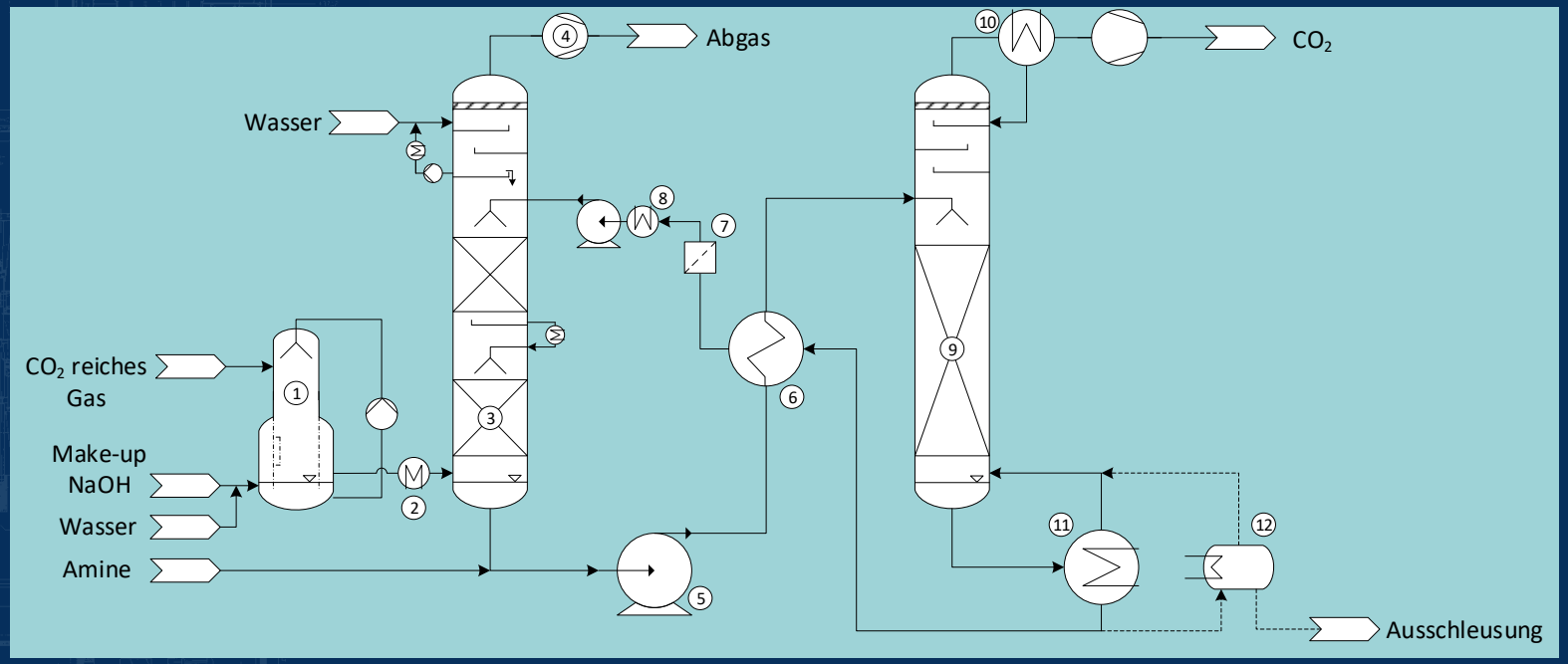
Verfahrensübersicht

Amin-Wäsche
Chilled Ammonia Process
Carbonat Looping Process

ete.a

Verfahrensübersicht

Amin-Wäsche



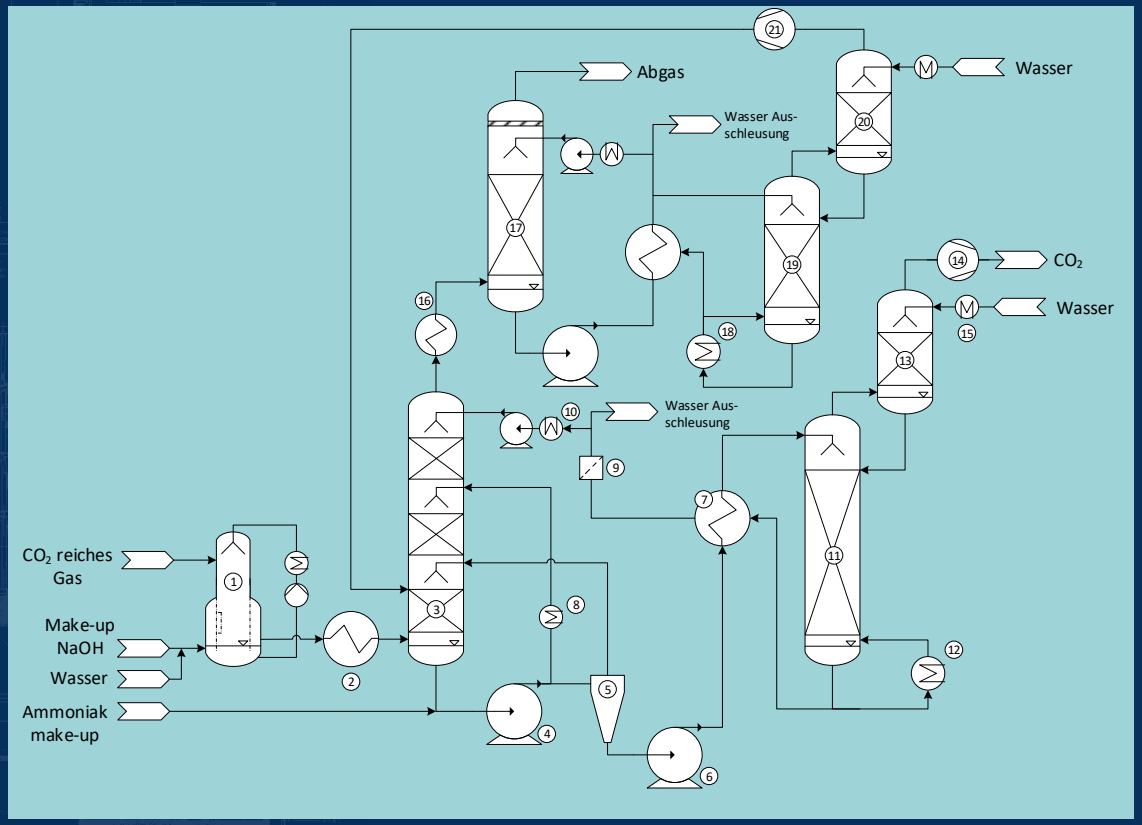
$R\text{-}NH_{2\,(aq)} + CO_{2\,(aq)} + H_2O \leftrightarrow R\text{-}NH_3^+{}_{(aq)} + HCO_3^-{}_{(aq)}$ Primäre Amine

$R_1R_2\text{-}NH_{(aq)} + CO_{2\,(aq)} + H_2O \leftrightarrow R_1R_2\text{-}NH_2^+{}_{(aq)} + HCO_3^-{}_{(aq)}$ Sekundäre Amine

ete.a

Verfahrensübersicht

Chilled Ammonia Process



$2\ H_2O \leftrightarrow H_3O^+_{(aq)} + OH^-_{(aq)}$ (Autoprotolyse von Wasser)

$CO_{2\,(aq)} + OH^-_{(aq)} \leftrightarrow HCO_3^-{}_{(aq)}$ (Hydrogencarbonat-Bildung)

$NH_{3\,(aq)} + CO_{2\,(aq)} + H_2O \leftrightarrow NH_4^+{}_{(aq)} + HCO_3^-{}_{(aq)}$ (Hydrogencarbonat-Bildung)

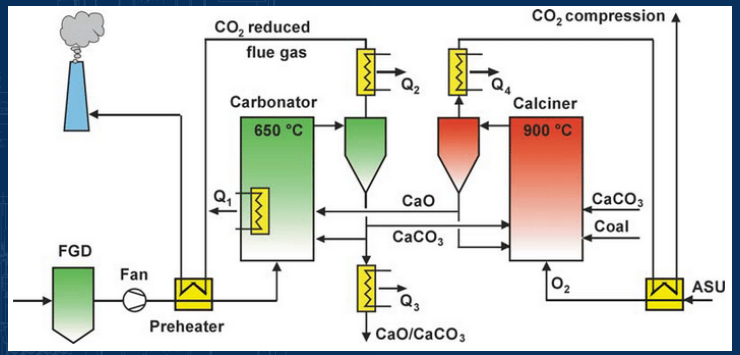
$2\ NH_{3\,(aq)} + CO_{2\,(aq)} + H_2O \leftrightarrow 2\ NH_4^+{}_{(aq)} + CO_3^{2-}{}_{(aq)}$ (Carbonat-Bildung)

ete.a

Verfahrensübersicht

Carbonat Looping Prozess

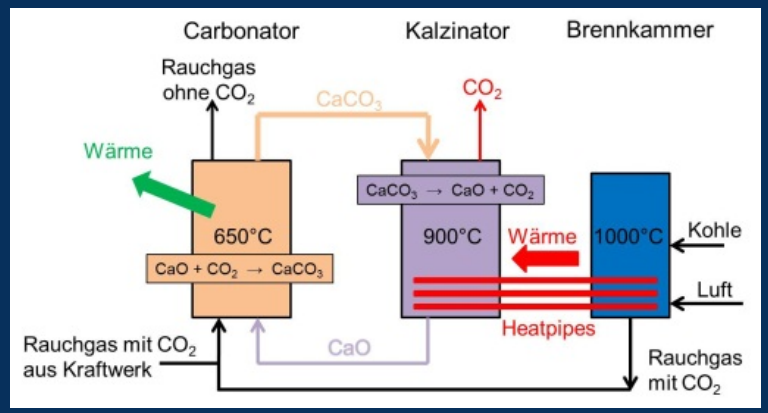
Direkt beheizter Carbonate Looping Prozess



Quelle: ResearchGate GmbH

$$CaO + CO_2 \leftrightarrow CaCO_3 + 178{,}5\ kJ/mol;$$
$$\Delta G^0_R = -131{,}1\ kJ/mol$$

Indirekt beheizter Carbonate Looping Prozess



Quelle: CARINA-Energieverfahrenstechnik, evt.tf.fau.de

Verfahrensübersicht

	Aminwäsche (MEA)	Chilled Ammonia Prozess	Carbonate Looping Prozess (direkt beheizt)
Technology Readiness Level	9	6 bis 7	3 - 7
Druck (Abs. / Des.) [bar]	1-3 1-2,5	1 1-137	1 1
Temperatur (Abs. / Des.) [°C]	40-60 50-120	0-10 100-150	65-70 900
spez. Wärmebedarf für die Regeneration in [MJ/kg CO_2]	2,3 – 3	2,2 – 3,0	Die Regeneration erfolgt bei 900 °C Die zugeführte Wärme kann ausgekoppelt werden.
CO_2 Abscheiderate [%]	90	90	70-80 (max. 90)
Spez. Abscheidekosten [€/t CO_2]	25-45	11-23	8-37
Vorteile	Industriell erprobtes Verfahren Entspricht dem aktuellen Stand der Technik Ausgearbeitete Konzepte zur Aminrückhaltung (Waschsektionen)	Geringe Abscheidekosten / Sorbenskosten keine Vorabscheidung erforderlich, da die Reaktionsprodukte (in Form von NH_4+-Salzen) als Düngemittel verwertbar sind Abscheidung weiterer Schadstoffe	Niedrige Abscheidekosten Gut verfügbares Sorbens Keine Vorabscheidung erforderlich Verbrauchtes Sorbens kann für die Entschwefelung genutzt werden
Nachteile	(Hoher Nettowirkungsgradverlust, hohe Kosten durch Regeneration) Vorwäsche für die Abscheidung saurer Schadgase notwendig Eventuell Nachwäsche für Emissionsgrenzwert notwendig	geringer Entwicklungsstand Zusätzliche Waschkolonnen zur NH_3 Rückhaltung mit zusätzlichem Kältebedarf Kondensationsanfall durch Abkühlung des Rauchgases	Zusätzlicher Brennstoffbedarf Bei direkter Beheizung ist Luftzerlegung (ASU) erforderlich aufwändiges Feststoffhandling abnehmende CO_2-Abscheiderate mit steigender Anzahl der Regenerationszyklen des Sorbens

ete.a

Verfahrensübersicht

- **Amin-Wäsche hat den höchsten TRL → 9**

Charakteristische Kenndaten technischer Alkanolamin-Wäschern

Verfahren	MEA	DEA	Sulfinol D/M/X	MDEA	aMDEA
Zusammensetzung der Waschflüssigkeit	MEA (< 30 Ma.-%) in H_2O	DEA (< 30 Ma.-%) in H_2O	Sulfolan (40 Ma.-%) + (MDEA/)DIPA (40 Ma.-%) + Wasser	$MDEA_{aq}$ (< 55 Ma.-%)	MDEA (< 55 Ma.-%); Piperazin (< 10 Ma.-%) in H_2O
Hersteller	DOW (frei)	SNEA	Shell	z. B. BASF (OASE)	z. B. BASF (OASE)
Betriebsdrücke $p_{Absorber}$; $p_{Desorber}$ in bara	> 1; ca. 5	> 1; ca. 4	> 20 bar; ca. 4	> 1; ca. 2	> 1; ca. 2
Betriebstemperaturen $T_{Absorber}$; $T_{Desorber}$ in °C	ca. 30; 160	> 30; 140	35 … 140	40…60; 120	> 35; 120
Primärenergiebedarf $e_{primär}$ in kWh/m^3_{CO2} (NTP)	1,6 – 3,0	1,4 – 1,9	1,1 – 1,9	1,1 – 1,8	

Degradation von MEA [Jenkins 2002, Amine Best Practise Group 2007]

Auslöser	Degradationsprodukt	Eigenschaften
O_2	Carbonsäuren (Essigsäure, Ameisensäure)	Zwischenprodukt
SO_x, NO_2, Na, Cl, …	HSS: Formiate, Acetate, Sulfate	korrosiv, irreversibel
Essigsäure	Ethylendiamintetraessigsäure ($C_{10}H_{16}N_2O_8$)	Komplexbildner, „Eisenpumpe“
CO_2	Hydroxyethylethylendiamin (HEED)	korrosiv, irreversibel
HEED	Ethylendiamin ($C_2H_8N_2$)	Polymer, irreversibel

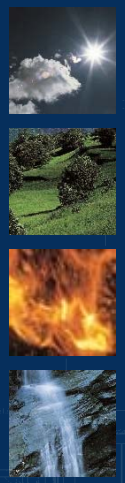
Die Waschmittelverluste bei der MEA-Wäsche liegen etwa zwischen 1,4 und 2,4 $kg/t_{CO2\ abgeschieden}$

ete.a

CO_2-Nutzung

Quelle: AWG Wuppertal

ete.a

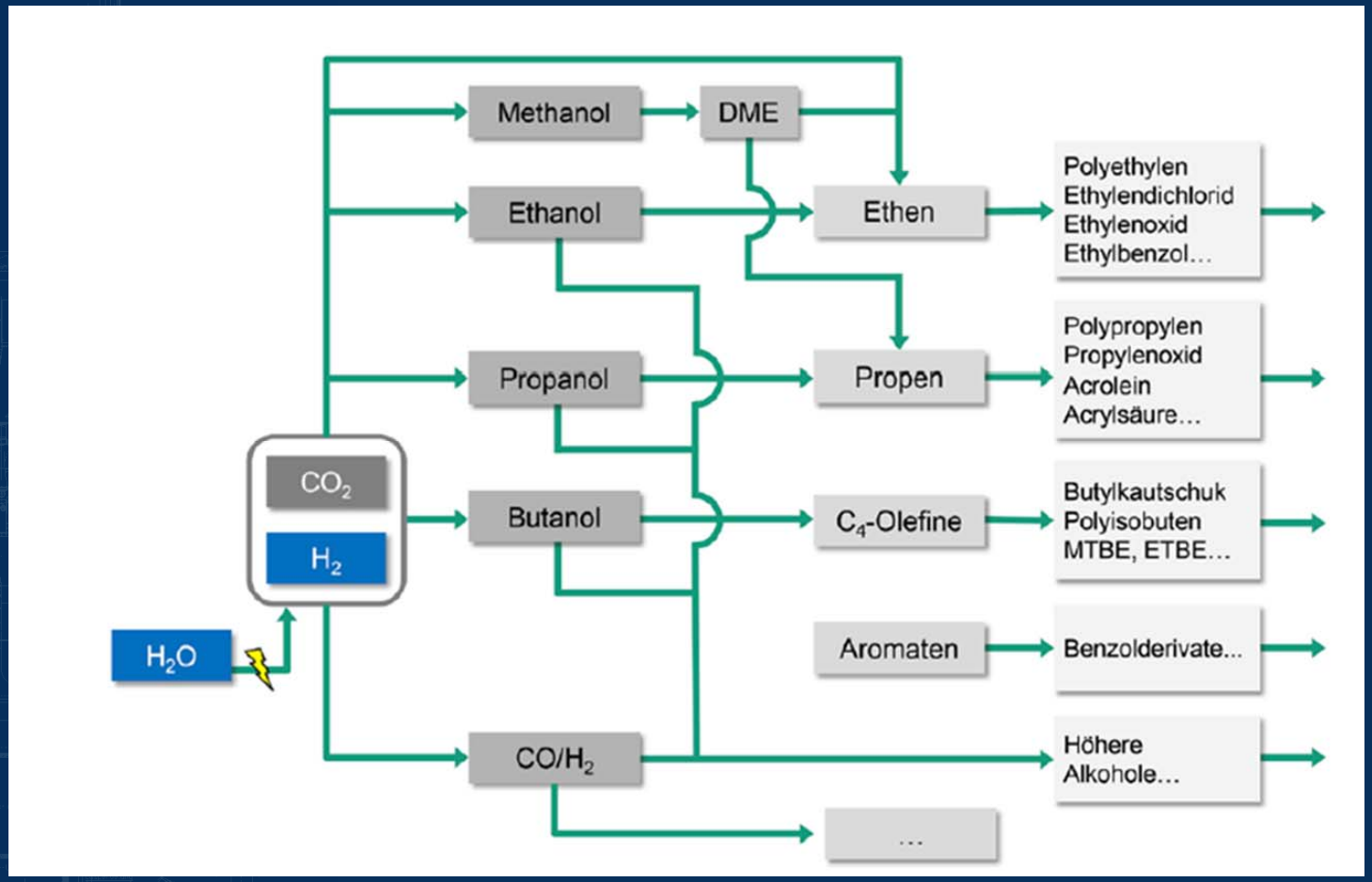


CO_2-Nutzung

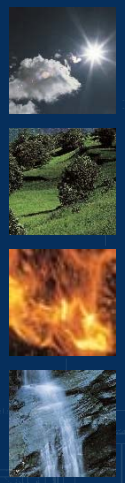
- Synthese von Kohlenwasserstoffen aus Kohlenstoffdioxid und elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff
  - als Beitrag zur Lösung der Speicherproblematik durch die Nutzung von regenerativem Strom für die Wasserstoffelektrolyse
- Einsatzmöglichkeit als Basischemikalie und Treibstoff

ete.a

CO_2-Nutzung



Quelle: Marzi, T.; Deeberg, G.; Doetsch, C.; Grevé, A.; Hiebel, M.; Kaluza, S. et al. (2017): Kohlendioxid, Biomasse und regenerativer Strom - Ressourcen einer neuen Kohlenstoffwirtschaft. [1. Auflage]. Oberhausen: Verlag Karl Maria Laufen (UMSICHT-Diskurs, Heft 1).



CO_2-Nutzung

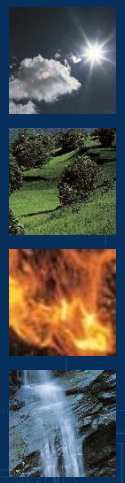
Randbedingung/Voraussetzung für die CO_2-Nutzung

- Hohes Technology Readiness Level (TRL)
- Möglichst einfache Syntheseroute
- Gute Transportmöglichkeiten und Vertriebswege

Syntheseroute	TRL
PEM-Elektrolyse	7-8[1; 2]
Methan	6-7[2]
Methanol	7[2]; 9[1]

(1) [Bringezu et al. 2020]
(2) [Bazzanella und Ausfelder 2017]

ete.a



Bilanzierung

CO_2 - Netto-Bilanz

CO_2 - Fußabdruck

ete.a

Bilanzierung - Hausmüllverbrennungsanlage

Für die Bilanz wurde eine fiktive Müllverbrennung mit folgenden Parametern betrachtet.

Anlagenparameter	Einheit	Wert
Abfallmenge	t/h	17,4
Unterer Heizwert des Abfalls	MJ/t	10.800
Biogener Anteil des Abfalls	Ma.-%	50
Kohlenstoffanteil des Abfalls	Ma.-%	25
Volumenstrom Rauchgas (trocken)	m^3/h (i.N., tr.)	82.357
Feuchtegehalt	Vol.-%	12
Volumenstrom Rauchgas (feucht)	m^3/h (i.N., f.)	93.588
CO_2-Konzentration	Vol.-% (tr.)	9,9
O_2-Konzentration	Vol.-% (tr)	9,1
Verbrennungsenergie	MWh_{th}/h	52,2
Wirkungsgrad Dampferzeugung	%	87
Wirkungsgrad Kondensationsturbine	%	20 - 25
El. Energie	MWh_{el}/h	9,1 - 11,4

ete.a

Bilanzierung - Hausmüllverbrennungsanlage

Für die Bilanz wurde eine Amin-Wäsche mit folgenden Parametern betrachtet.

Aminwäsche	Einheit	Wert
CO_2-Abscheideleistung Aminwäsche	%	90
Abgeschiedener CO_2-Massenstrom	t/h	14,3
Emittierter CO_2-Massenstrom	t/h	1,6
spez. Waschmittelbeladung	m^3 CO_2/t (i.N. tr)	50
Umlaufzeit	h	0,5
Waschmittelbedarf (Inventar)	t	80,6
Aminverluste	kg /h	5,74
Energiebedarf für die Regeneration	MWh_{th}/h	11,2
Hilfsenergie für Pumpen etc.	MWhel/h	0,014

Einstufige Synthese von Methanol über einen katalytischen Festbettreaktor

$$3\ H_2 + CO_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O$$

Methanolsynthese	Einheit	Wert
Stöch. erzeugte Methanolmenge	kg CO_2/kg MeOH	1,4
Pot. erzeugter Methanol-Massenstrom	t MeOH/h	10,6
Reaktionswärme	MWh_{th}/h	8,2

ete.a

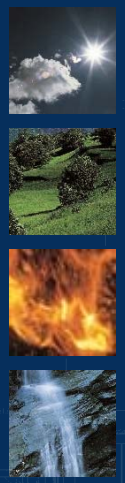
Bilanzierung - Hausmüllverbrennungsanlage

H_2-Elektrolyse

Methanolsynthese	Einheit	Wert
Wasserstoffvolumenstrom	m³/h (i.N., tr.)	21.759
spez. Energiebedarf PEM Elektrolyse	MWh_{el}/ m³ (i.N., tr.)	0,005
Energiebedarf für die PEM Elektrolyse	MWh_{el}/h	104,4
Energiebedarf für die Entsalzung	MWh_{el}/h	0,07
Hilfsenergiebedarf	MWh_{el}/h	15,8
Gesamtenergiebedarf elektrisch	**MWh_{el}/h**	**120,5**

Für 17 t/h Abfall

ete.a



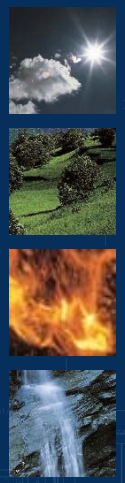
Umsetzungsszenarien

- Elektrischer Energiebedarf für die Wasserstoffelektrolyse als größte Einflussgröße des Verfahrens
- Bei der Bereitstellung der elektrischen Energie wird zwischen 2 Szenarien unterschieden:
  - Deckung des Energiebedarfs durch regenerative Energie
  - Deckung des Energiebedarfs über den Strommix
- Zur Beurteilung werden die folgenden Kennzahlen herangezogen

$$\textbf{CO}_2\textbf{–Quotient} = \frac{\dot{m}_{CO_2,\ \text{verursacht}}}{\dot{m}_{CO_2,\ \text{abgeschieden}}}$$

$$\textbf{CO}_2\textbf{–Fußabdruck} = \frac{\dot{m}_{CO_2,\ \text{verursacht}}}{\dot{m}_{\text{Syntheseprodukt}}}$$

ete.a



Umsetzungsszenarien

Umsetzung durch regenerative Energien

El. Energiequelle	CO_2-Quotient Methanolsynthese	CO_2-Quotient Methansynthese
Photovoltaik	0,55	0,69
Windkraft onshore	0,09	0,11
Windkraft offshore	0,05	0,06

Anlagentyp	Leistung	Anlagenbedarf
Photovoltaik	0,00011 MW/m²	1,03 km²
Windkraft onshore	3,2 MW/Anlage	37 Stück ≙ 0,185 km²
Windkraft offshore	4,83 MW/Anlage	25 Stück

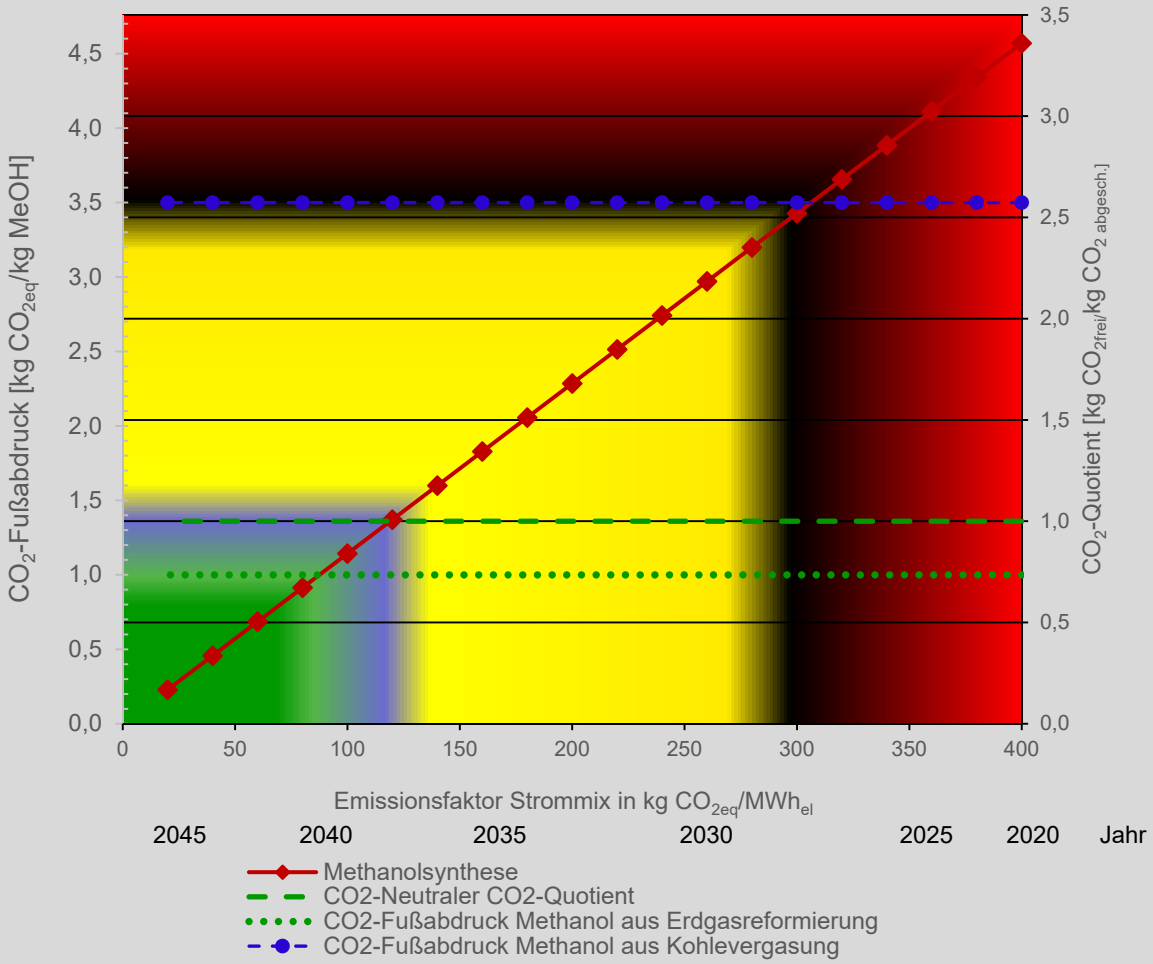
Für 17 t/h Abfall

!

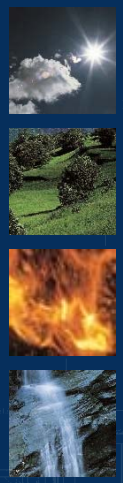
ete.a

Umsetzungsszenarien

Umsetzung durch deutschen Strommix



ete.a

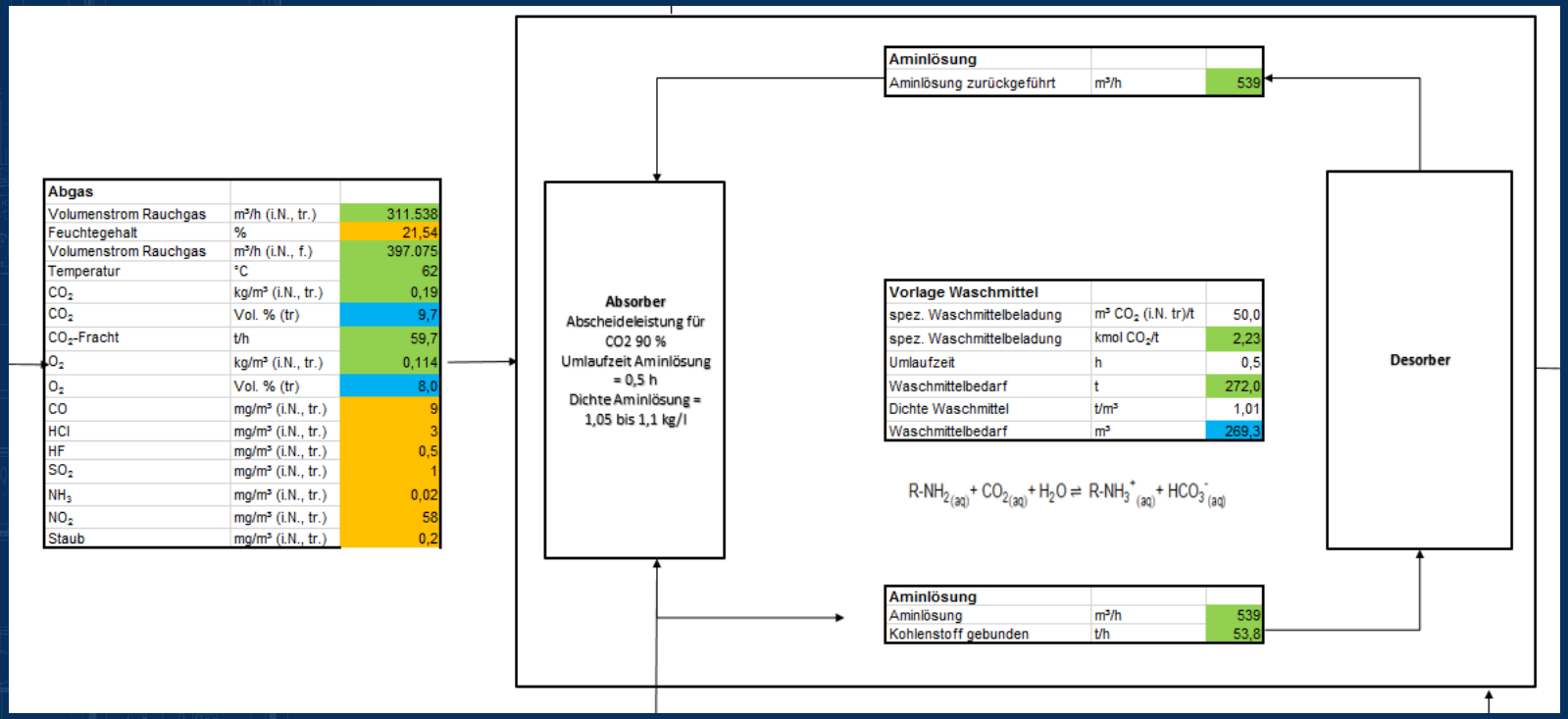


Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
– am Beispiel AWG

ete.a

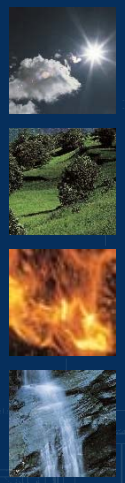
Ausschnitt Bilanzierung CO_2-Abscheidung AWG Wuppertal

Eingangsdaten Aminwäsche



Platzbedarf ca. 50 m x 40 m bei einer Bauhöhe der einzelnen Tanks von ca. 32 m!

ete.a



Kennzahlen der Methanolsynthese für einen jährlichen Betrieb von 8.760 Betriebsstunden

Kennzahlen Methanolsynthese	Einheit	Wert
Elektrischer Energiebedarf	MWh_{el}/a	3.953.718
Thermischer Energiebedarf	MWh_{th}/a	366.347
Reaktionswärme Synthese	MWh_{th}/a	269.940
Aminverluste	t/a	188,4
Frischwasserbedarf (PEM und Quench)	t/a	614.538
Abwasser	m^3/a	193.388
O_2 aus Elektrolyse	t/a	514.210
Erzeugte Methanolmenge	t/a	346.761
Abgeschiedene CO_2 Menge	t/a	471.016

Gesamtkostengegenüberstellung der Methanol- und Methansynthese

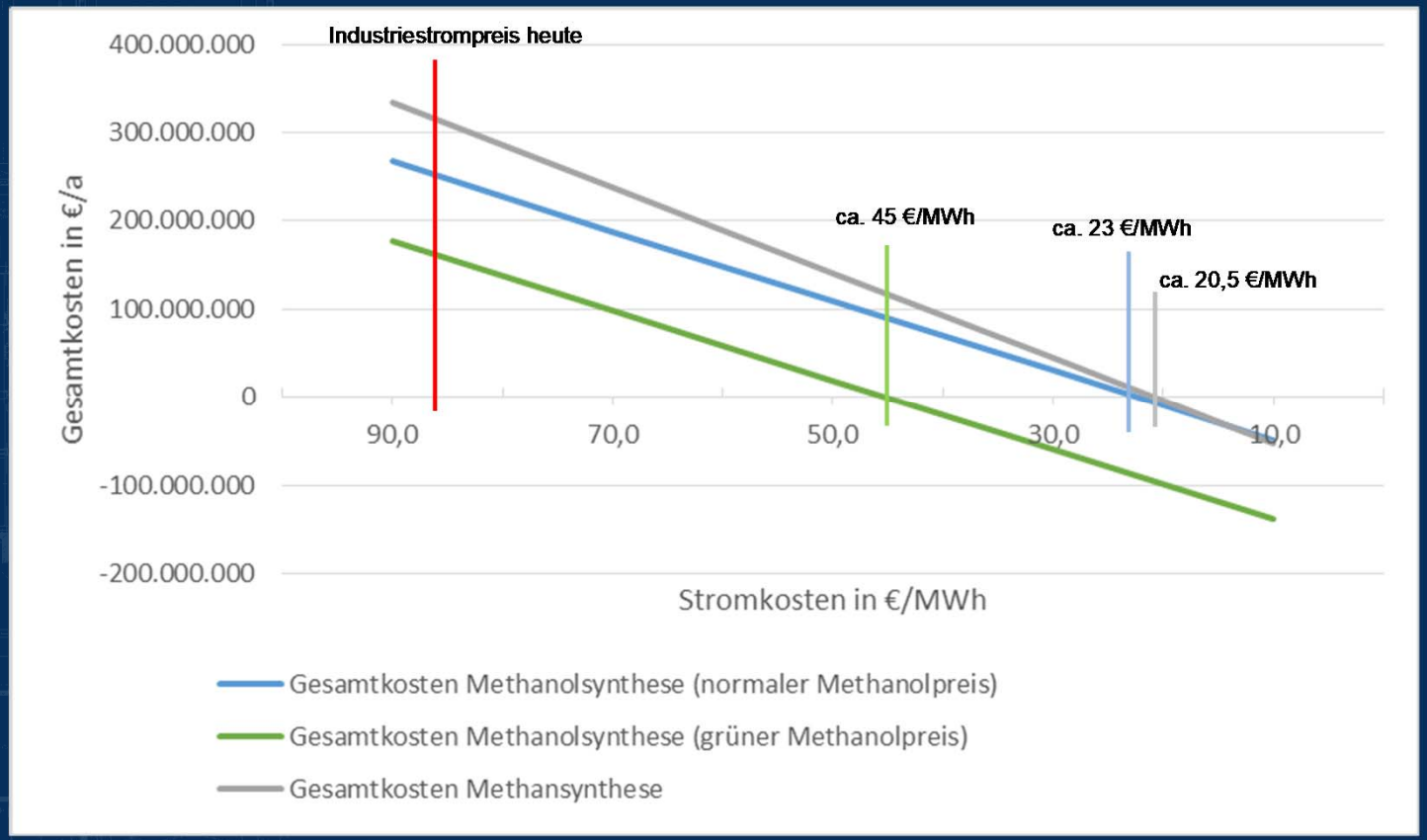
	Einheit	Methanolsynthese	Methansynthese
Betriebskosten	€/a	346.168.822	421.800.543
Erlöse	€/a	-135.236.616	-158.479.152
Abschreibung	€/a	32.638.958	41.287.184
Wartung/ Instandhaltung	€/a	6.059.213	7.664.700
Gesamtkosten	€/a	249.630.376	312.273.275

Ausgehend von einem abgeschiedenen CO_2-Massenstrom von 53,7 t/h belaufen sich die Kosten pro $t_{abgeschiebenem\ CO2}$ in Abhängigkeit des Verfahrens auf:

Kosten pro $t_{CO2,abgeschieden}$	**€/t_{CO2}**	**530**	**663**

ete.a

Kostensensitivität CCU Prozess in Abhängigkeit der Stromkosten



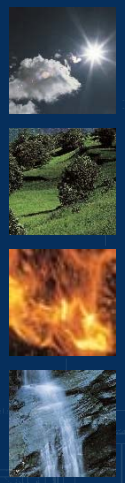
ete.a

Investitionskosten Nachrüstung Aminwäsche inkl. Verdichtung und Lagerung

	Einheit	Kosten	Erläuterung
Anpassung Rauchgasreinigung			
Wärmeverschiebesystem	[Mio. €]	15	Kostenabschätzung auf Basis von Erfahrungswerten
Quench	[Mio. €]	2	Kostenabschätzung auf Basis von Erfahrungswerten
Saugzug	[Mio. €]	1,5	Kostenabschätzung auf Basis von Erfahrungswerten
Kanalbau	[Mio. €]	2	Kostenabschätzung auf Basis von Erfahrungswerten
neuer Kamin	[Mio. €]	1,5	Kostenabschätzung auf Basis von Erfahrungswerten
Aminwäsche			
Wäscher (Blackbox, inkl. Lieferung und Montage)	[Mio. €]	20	laut Richtpreis TPI
Tanklager CO_2	[Mio. €]	1,5	laut Richtpreis TPI
Risiko, Unvorhergesehenes (10%)	[Mio. €]	4,35	
Summe	**[Mio. €]**	**47,85**	

abgeschiedene CO_2-Menge von 471.016 t/a bedeutet einen spezifischen CO_2-Preis von ca. **54 €/ t_{CO2}.**

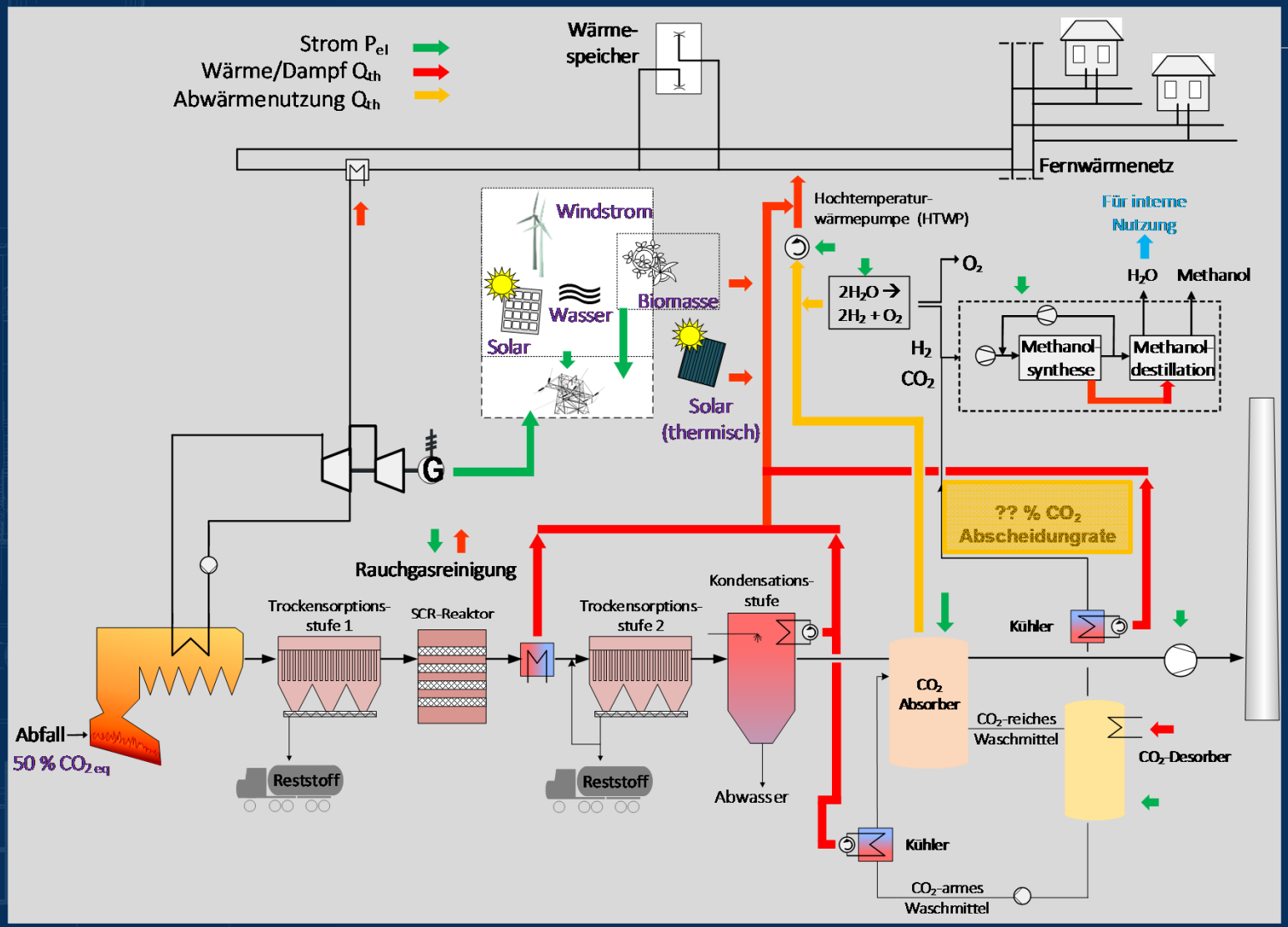
ete.a

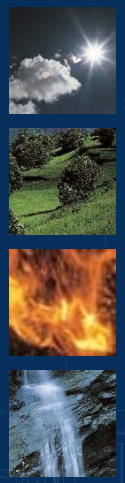


Fazit

ete.a

Optimierte Abgasreinigung in Anpassung an den zukünftigen Energiemarkt





Fazit

- Die Technologie zur CO_2-Abscheidung ist vorhanden und zuverlässig
- CC (Carbon Capture) ist in der Energiebilanz ohne externen Energieaufwand in der Abfallverbrennung möglich
- CCU ist sehr stark von dem gewählten Synthesepfad aber vor allem von der Bereitstellung elektrischer Energie in Menge und Preis abhängig!
- Für CCS fehlt in Deutschland die Akzeptanz, siehe Oxyfuel in der Lausitz. Über eine europäische Strategie könnten mögliche Verwertungsmöglichkeiten angeboten werden.

Handelsblatt

16.03.2021

Klimaneutralität

Norwegen buhlt um deutsches Kohlendioxid

Die ambitionierten Pläne Norwegens zur Speicherung von CO2 sind für energieintensive Unternehmen aus Deutschland interessant. Die Praxis ist jedoch nicht unumstritten.

Norwegen treibt die unterirdische Speicherung von Kohlendioxid voran.

gespeichert werden. Zu Beginn würden die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung einer Tonne CO2 auf rund 130 Euro geschätzt, sagte sie. „Aber diese Kosten können in den folgenden Jahren deutlich gesenkt werden, wenn sich andere Industriepartner dazu entschließen, Speicherkapazitäten von Northern Lights zu kaufen. Wenn in großem Maßstab gearbeitet wird, sinken die Kosten", sagte Bru.

Hinter Northern Lights stehen die Unternehmen Equinor, Shell und Total. Northern Lights wird flüssiges CO2 von Abscheidungsanlagen durch Pipelines zu einem Reservoir unter dem Meeresboden pumpen. Der norwegische Staat unterstützt den Aufbau der CCS-Infrastruktur.

Vielen Dank!

ete.a