



# 1 EINLEITUNG

Zum Erreichen des Übereinkommens von Paris, die Erderwärmung auf 2 °C, möglichst sogar auf 1,5 °C, gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu beschränken, müssten die weltweiten Treibhausgasemissionen ab dem Jahr 2020 pro Jahrzehnt halbiert werden. Deutschland hat im Zuge dieser Vereinbarung seine langfristigen Ziele zur Reduzierung von Treibhausgasen bekräftigt [1]. Es wird eine Reduktion der Treibhausgase von mindestens 80 % bis zum Jahr 2050, bezogen auf das Jahr 1990, angestrebt [2, 3]. Dafür müssen in allen Bereichen des täglichen Lebens grundlegende Veränderungen vollzogen werden. Die Sektoren Verkehr und Wärme sollen zu einem Großteil durch Effizienzsteigerung und Elektrifizierung dekarbonisiert werden, wodurch die Treibhausgasemissionen allerdings zunächst zum Teil nur in den Energiewirtschaftssektor verschoben werden. Für den Industriestandort Deutschland entfallen bereits heute 60 % der Treibhausgasemissionen auf die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie [4]. Die Dekarbonisierungsstrategie der Bundesregierung setzt für diese Sektoren vor allem auf die Integration erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerungen [2].

## 1.1 Motivation und Abgrenzung der Arbeit

Trotz des stetig steigenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sinkt die maximale Residuallast kaum. Die konventionellen Kraftwerke werden daher weiterhin zur Sicherstellung der Stromversorgung benötigt. Auch auf die Erzeugnisse der CO<sub>2</sub>-intensiven Industrien, wie Stahl, Zement und chemische Produkte, kann voraussichtlich nicht verzichtet werden. Eine Dekarbonisierung der Industrieanlagen ist zum einen aufgrund des globalen Handels der Produkte und der damit einhergehenden hohen Preissensibilität sowie der hohen Ansprüche an die Produktqualität nur mittel- bis langfristig realisierbar. Zum anderen ist zum Beispiel bei der Zementherstellung eine Dekarbonisierung aufgrund der prozessbedingten Entsäuerungsreaktion des Kalksteins nicht möglich.

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen bei fossil befeuerten Kraftwerken sowie bei Industrieanlagen können die Treibhausgasemissionen reduzieren, sind aber schon

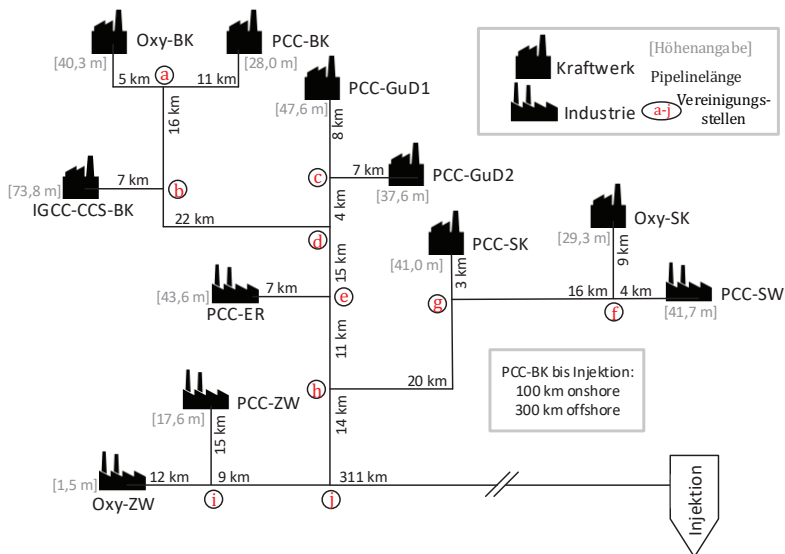


weitestgehend umgesetzt worden und tragen nicht in der benötigten Größenordnung zur Treibhausgasreduzierung bei, um die gesetzten Minderungsziele zu erreichen. Eine weitgehende Vermeidung der Abgabe des Treibhausgases CO<sub>2</sub> an die Atmosphäre lässt sich durch die Verwendung von CCS-Technologien (Carbondioxide Capture and Storage) erreichen. Das Ziel der CCS-Prozesskette ist es, CO<sub>2</sub> mit möglichst geringem energetischem und apparativem Aufwand abzutrennen und dauerhaft in geologischen Formationen zu speichern.

Im ersten Schritt der CCS-Prozesskette wird das CO<sub>2</sub> entweder nach der Verbrennung aus dem Rauch- bzw. Abgas (Post-Combustion CO<sub>2</sub>-Abtrennung) oder vor der Verbrennung aus einem zuvor erzeugten Synthesegas (Pre-Combustion CO<sub>2</sub>-Abtrennung) abgetrennt (der Begriff Rauchgas wird für Kraftwerke und der Begriff Abgas für Industrieanlagen verwendet). Die dritte Variante zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung stellt die Verbrennung mit einem hochangereicherten Sauerstoffträger anstelle von Luft dar, wodurch der CO<sub>2</sub>-Partialdruck im Rauch- oder Abgasstrom ansteigt, was die anschließende CO<sub>2</sub>-Abtrennung vereinfacht (Oxyfuel CO<sub>2</sub>-Abtrennung). Der abgetrennte CO<sub>2</sub>-reiche Massenstrom besteht neben CO<sub>2</sub> als Hauptkomponente aus einer Vielzahl an Begleitstoffen. Für den letzten Schritt der CCS-Prozesskette, das dauerhafte Fernhalten des Treibhausgases aus der Atmosphäre, muss der abgetrennte CO<sub>2</sub>-reiche Massenstrom in unterirdische Lagerstätten verbracht werden, aus denen es nicht entweichen kann. Dafür wird als zweiter Schritt der CCS-Prozesskette ein Transport des abgetrennten CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms mitunter über mehrere hundert Kilometer von den Kraftwerks- und Industrieanlagen zu geeigneten geologischen Speichern benötigt. Mithilfe der CCS-Technologien lässt sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Kraftwerks- und Industrieanlagen im erheblichen Maße reduzieren. Allerdings verschlechtern die CCS-Technologien die Wirkungsgrade der Kraftwerke und führen bei den Industrieanlagen zu einem Mehrbedarf an Strom und Wärme während der Produktion. In der Literatur sind bereits sämtliche Teilprozesse der CCS-Prozesskette mit einem zum Teil sehr hohen Detaillierungsgrad untersucht (exemplarisch seien [5–11] genannt). Allerdings enden die Untersuchungen dabei häufig an der Übergabestelle zum nächsten Prozessschritt. Es wurden die drei Abscheidetechnologien für sich oder als Gesamtanlage vornehmlich in Kombination mit einem Kraftwerk vor allem im Hinblick auf die Verringerung des Wärme- und Strombedarfs der CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologien untersucht. Ganzheitliche Betrachtungen der CCS-Prozesskette wurden häufig nur als „Single Source – Single Sink“ und als Vollast-Untersuchung durchgeführt (eine Übersicht ist in [12, 13] enthalten).

Ziel dieser Arbeit ist die umfassende energetische Bedarfsuntersuchung der gesamten CCS-Prozesskette, ausgehend von der CO<sub>2</sub>-Abtrennung in den verschiedenen Kraftwerks- und Industrieanlagen über den Transport des abgetrennten CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms unter Verwendung eines von allen Anlagen gemeinsam genutzten Pipelinesystems bis hin zur dauerhaften Speicherung des CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms in einer geologischen Formation, insbesondere unter dem Gesichtspunkt einer realistischen Fahrweise der Anlagen.

In Abbildung 1 ist der fiktiv gewählte Zusammenschluss von elf Anlagen über ein Pipelinesystem dargestellt.



**Abbildung 1: Schematische Darstellung der untersuchten CCS-Prozesskette**

Es sind sieben Kraftwerke (erdgas-, braunkohle- und steinkohlebefeuerte) und vier Industrieanlagen (ein Stahlwerk, eine Erdölraffinerie und zwei Zementwerke) mit unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologien – Post-Combustion, Oxyfuel und Pre-Combustion – berücksichtigt. In einem ersten Schritt werden für die einzelnen Abtrennungstechnologien die zu erwartenden Massenstromzusammensetzungen nach der CO<sub>2</sub>-Abtrennung unter Heranziehung von Literaturangaben bestimmt. Anschließend wird die Modellierung der betrachteten Anlagen vorgenommen. Dafür

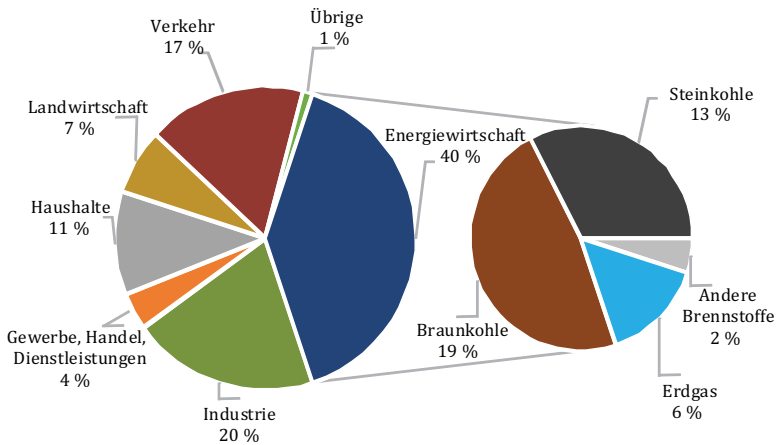


werden zunächst Basismodelle der Anlagen ohne CCS-Technologien ausgewählt und die Möglichkeiten der Implementierung der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologien geprüft. Dabei steht nicht die Optimierung der einzelnen Abtrennungstechnologien im Vordergrund, sondern die Bestimmung der relevanten Prozessgrößen für die energetische Untersuchung der gesamten CCS-Prozesskette, wie zum Beispiel der Kraftwerkswirkungsgrad in Abhängigkeit von der Last. Nach der stationären Anlagenmodellierung wird die Betriebscharakteristik der Anlagen ermittelt, welche für die Kraftwerke auf der tatsächlichen Stromproduktion Deutschlands im Jahr 2016 aufbaut und für die Industrieanlagen deren typische Produktionscharakteristik berücksichtigt. Auf Grundlage der ermittelten Betriebs- und Prozessgrößen der Anlagen werden verschiedene Szenarien erstellt, mit denen jeweils der Betrieb des Pipelinesystems über ein Jahr untersucht wird. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich des zu transportierenden CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms und der Zusammenstellung des Anlagenparks voneinander.

Aufbauend darauf wird das Pipelinesystem modelliert, das aus einem Onshoresammelpipelinennetz, über das die CO<sub>2</sub>-reichen Massenströme der einzelnen Anlagen zusammengeführt werden, und einer sich daran anschließenden Offshorepipeline, über die der gemeinsame Transport zum Offshorespeicher erfolgt, besteht. Die Simulation des Pipelinetransports liefert unter anderem die notwendigen Pipelineeintrittsdrücke aller Anlagen für die einzelnen Zeitpunkte der betrachteten Szenarien und somit auch den elektrischen Aufwand zur Verdichtung der CO<sub>2</sub>-reichen Massenströme. Für alle Abtrennungstechnologien gilt, dass eine weitere Druckerhöhung des CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms für den wirtschaftlichen Pipelinetransport zur Speicherstätte notwendig ist. Je nach Positionierung der Anlagen im Pipelinesystem und dessen Auslastung verändern sich die benötigten Pipelineeintrittsdrücke der Anlagen ständig. Der letzte Schritt der CCS-Prozesskette, die dauerhafte Speicherung des CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms in geologischen Formationen, wird über die energetische Modellierung des Injektionsprozesses bis zum Bohrlochbodenaustritt vorgenommen. Eine Untersuchung der geologischen Vorgänge während des Injektionsprozesses, wie die Ausbreitung des CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms im Speicher, ist genauso wie die Bestimmung der Korrosionsrate entlang der Pipelinestrecke nicht Umfang dieser Arbeit.

## 2 ANLAGENMODELLIERUNG

Zur Auswahl der verwendeten Energie- und Industrieanlagen wurden die Verhältnisse in Deutschland im Jahr 2016 (Schaltjahr mit 8784 h) herangezogen. In Abbildung 2 sind die Anteile der Sektoren an den Treibhausgasemissionen Deutschlands für das Jahr 2016 abgebildet. Zusätzlich ist der Sektor Energiewirtschaft nach dem Brennstoffeinsatz aufgeschlüsselt.



**Abbildung 2: Treibhausgasemissionen Deutschlands nach Sektoren mit Aufschlüsselung der Energiewirtschaft nach eingesetztem Brennstoff für das Jahr 2016 [4]**

In den beiden größten Sektoren Energiewirtschaft und Industrie sind die großen stationären Anlagen zu finden, welche sich für die Installation von CO<sub>2</sub>-Abtrennungsverfahren aus technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten als besonders geeignet erwiesen haben [14]. In den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Haushalte und Verkehr ist die installierte Leistung je Verbrennungsanlage klein, weshalb die Installation eines CO<sub>2</sub>-Abtrennungsverfahrens spezifisch hohe Kosten verursachen würde. Im Sektor Landwirtschaft treten die Treibhausgasemissionen diffus auf und können somit nicht aus der Atmosphäre ferngehalten werden.

Alle Unternehmen sind durch das Europäische Emissionshandelssystem dazu verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen zu bilanzieren und zu melden [4]. Die dabei in Deutschland erfassten 952 Anlagen der Energiewirtschaft emittierten 330 Mt und die 911 Industrieanlagen 123 Mt CO<sub>2</sub>. Durch die Berücksichtigung von Kraftwerken, die mit Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas befeuert werden, können repräsentative Szenarien modelliert werden, die die Gegebenheiten in Deutschland widerspiegeln.

Die Auswahl der betrachteten Industrieanlagen erfolgt über die im DEHSt-Bericht veröffentlichten Treibhausgasemissionen der Industrie [4]. Dafür wurden zwei Auswahlkriterien – Treibhausgasemission je Industriesektor größer als 0,5 % der Gesamttreibhausgasemissionen der Industrie sowie Treibhausgasemission je Anlage größer als 0,1 % der Gesamttreibhausgasemissionen der Industrie – definiert, um die höhere Wirtschaftlichkeit von CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologien bei großen stationären Anlagen zu berücksichtigen. Eine Analyse der Daten unter Berücksichtigung der beiden Auswahlkriterien ergab, dass folgende Industrieanlagentypen für repräsentative Szenarien berücksichtigt werden sollten: Stahlwerke, Zementwerke sowie Erdölraffinerien. Diese drei Industrieanlagentypen sind für 54 % der deutschen Industrie-Treibhausgasemissionen und demnach für knapp 11,5 % der gesamtdeutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich.

Die ausgewählten konventionellen Basisanlagen (Kraftwerke und Industrieanlagen) werden mit den drei Technologiepfaden zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> (PCC, PreCC und Oxyfuel) kombiniert. Dabei wird nicht jede Basisanlage mit jedem Technologiepfad zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> kombiniert, sondern es wird eine Auswahl unter Berücksichtigung aktueller Forschungsergebnisse getroffen. In Tabelle 1 ist die Aufstellung der elf Anlagen mit der jeweils verwendeten CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologie dargestellt. Diese sind auch bereits in Abbildung 1 aufgeführt.

In Abbildung 3 sind die drei CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologiepfade dargestellt. Alle drei erscheinen momentan gleich vielversprechend bzw. weisen unterschiedliche Vor- und Nachteile auf, sodass nach heutigen Erkenntnissen alle drei betrachtet werden sollten. Die eigentliche Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus dem Rauch- bzw. Abgasstrom erfolgt dabei auf Basis unterschiedlicher physikalisch-chemischer Verfahren [14].

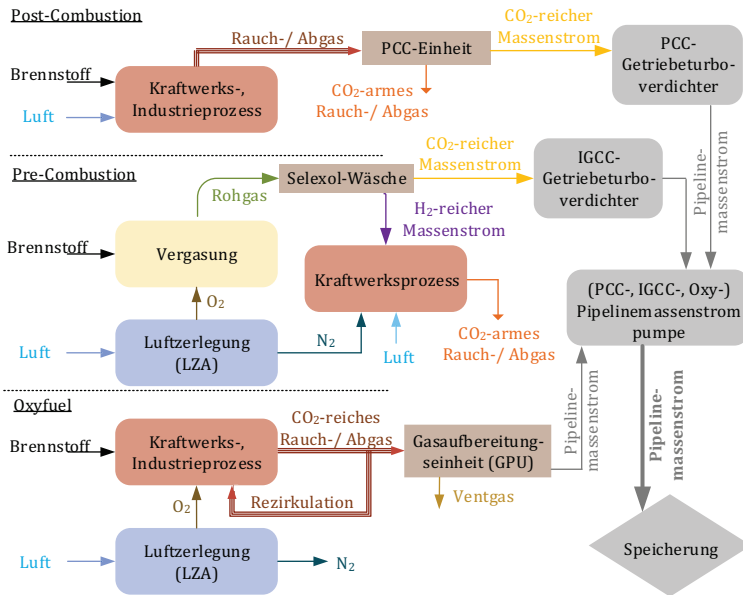
Alle auf diesen Technologiepfaden realisierbaren Anlagen können momentan nicht als Stand der Technik bezeichnet werden. Allerdings sind zu jeder Abtrennungstechnologie bereits Erfahrungen in Pilot- und Demonstrationsanlagen gewonnen worden [12, 13].

**Tabelle 1: Verwendete Energie- und Industrieanlagen mit jeweiliger CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologie**

Anlagentypen	CO <sub>2</sub> -Abtrennungstechnologie	verwendete Bezeichnungen
Steinkohlekraftwerk	Post-Combustion	PCC-SK
	Oxyfuel	Oxy-SK
Braunkohlekraftwerk	Post-Combustion	PCC-BK
	Oxyfuel	Oxy-BK
IGCC-Kraftwerk (BK)	Pre-Combustion	IGCC-CCS-BK
Erdgaskraftwerk	Post-Combustion 1	PCC-GuD1
	Post-Combustion 2	PCC-GuD2
Stahlwerk	Post-Combustion	PCC-SW
Zementwerk	Post-Combustion	PCC-ZW
	Oxyfuel	Oxy-ZW
Erdölraffinerie	Post-Combustion	PCC-ER

In Abbildung 3 sind die verwendeten Begriffe für die unterschiedlichen Gasgemischströme enthalten. Unter dem Begriff „Pipelinemassenstrom“ wird das abgetrennte CO<sub>2</sub> inkl. der noch enthaltenen Begleitstoffe verstanden. Er unterscheidet sich vom CO<sub>2</sub>-reichen Massenstrom hinsichtlich H<sub>2</sub>O-Anteil und Druck. Sowohl das Ventgas als auch das CO<sub>2</sub>-arme Rauch- bzw. Abgas enthalten den nicht abgetrennten und somit noch zu emittierenden CO<sub>2</sub>-Anteil, wobei das Ventgas überwiegend aus diesem besteht. Das CO<sub>2</sub>-arme Rauch- bzw. Abgas hingegen weist aufgrund der vorgelagerten Prozesse unter Luftatmosphäre als größten Anteil Stickstoff auf. Die PCC-Einheit sowie die Selexol-Wäsche bezeichnen die reinen Prozesse zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus den Rauch- bzw. Abgasen (Post-Combustion) sowie den Rohgasen (Pre-Combustion). Die abschließende Verdichtung und Trocknung des CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms wird über eine Verdichteranlage, bestehend aus einem Getriebeturboverdichter und einer drehzahlgeregelten Pipelinemassenstrompumpe, vorgenommen. Der Getriebeturboverdichter wird sechsstufig mit Zwischenkühlung des CO<sub>2</sub>-reichen Massenstroms und Abführung des anfallenden Kondensats nach jeder Stufe ausgeführt. Des Weiteren erfolgt vor der fünften Stufe eine Trocknung durch Adsorption in einem Molsieb. Die Gasaufbereitungseinheit (GPU) des Oxyfuel-Prozesses beinhaltet neben der CO<sub>2</sub>-Abtrennung auch die benötigte Rauch- bzw. Abgasverdichtung. Die nach der GPU noch benötigte Druckerhöhung wird von einer drehzahlgeregelten Pipelinemassenstrompumpe ausgeführt.

Je nach verwendeter Abtrennungstechnologie sind im abgetrennten Pipelinemassenstrom unterschiedliche Arten und Mengen an Begleitstoffen enthalten. Eine Literaturrecherche zum Thema Begleitstoffe in den abgetrennten Pipelinemassenströmen zeigt, dass sich die meisten Veröffentlichungen auf nur wenige Primärquellen beziehen [6, 7, 15–17]. Die in Tabelle 2 angegebenen Pipelinemassenstromzusammensetzungen wurden aus diesen Veröffentlichungen ermittelt und stellen nur eine von vielen Möglichkeiten dar, können aber als repräsentativ angesehen werden. Mit entsprechend positivem oder negativem Einfluss auf den anlagentechnischen und wirtschaftlichen Aufwand lassen sich höhere oder niedrigere als die hier angenommenen Begleitstoffkonzentrationen realisieren.



**Abbildung 3: CO<sub>2</sub>-Abtrennungstechnologiefelder mit Erläuterung der verwendeten Begriffe für die unterschiedlichen Gasmischströme, nach [18]**

Aufgrund des chemischen Mehrkomponentensystems sowie der verschiedenen Druck- und Temperaturniveaus ist eine Modellierung der Begleitstoffkonzentrationen während der CO<sub>2</sub>-Abtrennung nicht praktikabel. So gibt es beispielsweise für die



Bildung von Stickoxiden oder für das Verhältnis von  $\text{SO}_2$  zu  $\text{SO}_3$  keine gängigen Formeln zur Berechnung. Für die Bestimmung des energetischen Bedarfs der gesamten CCS-Prozesskette, die als Ziel dieser Arbeit in Kapitel 1.1 formuliert ist, ist die simulationsgestützte Bestimmung der Begleitstoffkonzentrationen und -arten daher nicht zielführend. Es werden stattdessen neben der Bestimmung des energetischen Bedarfs der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung die abgetrennte  $\text{CO}_2$ -Menge berechnet und über diese an der Schnittstelle zum Pipelinesystem mit den in Tabelle 2 enthaltenen Pipeline-massenstromzusammensetzungen die Begleitstoffe hinzugefügt.

**Tabelle 2: Pipelinemassenstromzusammensetzung nach Abtrennungstechnologie in Vol.-% [6, 7, 15–17]**

Pipelinemassenstromzusammensetzung der					
PCC-Anlagen in Vol.-%		Oxyfuel-Anlagen in Vol.-%		IGCC-CCS-BK in Vol.-%	
$\text{CO}_2$	99,931	$\text{CO}_2$	96,0082	$\text{CO}_2$	98,0039
$\text{O}_2$	0,015	$\text{O}_2$	1,0963	$\text{N}_2$	0,9005
$\text{N}_2$	0,0225	$\text{N}_2$	1,9994	Ar	0,03
Ar	0,0225	Ar	0,7992	$\text{H}_2\text{O}$	0,005
$\text{H}_2\text{O}$	0,005	$\text{H}_2\text{O}$	0,005	CO	0,04
$\text{SO}_2$	0,0005	$\text{SO}_2$	0,005	$\text{H}_2$	1,0006
$\text{SO}_3$	0,0005	$\text{SO}_3$	0,002	$\text{CH}_4$	0,01
$\text{NO}_x$	0,002	$\text{NO}_x$	0,01	$\text{H}_2\text{S}$	0,005
CO	0,001	CO	0,075	COS	0,005

In [7] wurde durch Korrosionsversuche nachgewiesen, dass vor allem die Begleitstoffkomponenten Wasser, Sauerstoff sowie die Sauer gases  $\text{NO}_x$  und  $\text{SO}_x$  zum Korrosionsrisiko beitragen. Durch eine Begrenzung des Wassergehalts wird nicht nur die Kondensation von Wasser im Pipelinesystem verhindert, sondern gleichzeitig auch die Säuretaupunkttemperatur gesenkt und somit ein Auskondensieren von Salpeter- und Schwefelsäure reduziert. Daher wird der Wassergehalt im Pipelinemassenstrom auf 0,005 Vol.-% begrenzt. Die Rauch- bzw. Abgaszusammensetzung nach der Konditionierung der im Folgenden betrachteten Kraftwerks- und Industrieprozesse mit Oxyfuel-Technologie unterscheiden sich im  $\text{CO}_2$ -Anteil des Rauch- bzw. Abgases nur um wenige Prozentpunkte, für die übrigen Begleitstoffe sogar nur im Promillebereich. Die unterschiedlichen Rauch- bzw. Abgaszusammensetzungen der einzelnen Anlagen bezüglich der Hauptkomponenten  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ , Ar,  $\text{O}_2$  und  $\text{H}_2\text{O}$  werden bei der Bestimmung des energetischen Bedarfs der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung berücksichtigt. Die

Zusammensetzungen der Pipelinemassenströme in Tabelle 2 können hingegen unabhängig von den eingesetzten Brennstoffen bzw. Rohstoffen betrachtet werden und werden für die Stein- und Braunkohlekraftwerke über alle Lastzustände sowie für das Zementwerk verwendet. Ein analoges Vorgehen wird bei den PCC-Anlagen und dem Pre-Combustion-Braunkohlekraftwerk (IGCC-CCS-BK) angewendet.

Für die im Folgenden durchgeführte Anlagenmodellierung gilt, wenn nicht anders angegeben, eine CO<sub>2</sub>-Abtrennungsrate von 90 % sowie eine Pipelinemassenstromverdichtung auf einen Pipelineintrittsdruck von 100 bar – dies wird als Standardfall bezeichnet. Die Basisanlagengröße wird für die Kraftwerke auf eine Feuerungsleistung von 1220 MW festgelegt und für die Industrieanlagen auf Grundlage der in den jeweiligen auf europäischer Ebene verabschiedeten BVT-Merkblättern über Best Verfügbare Technologien enthaltenen Angaben bestimmt.

## 2.1 Steinkohlekraftwerk

Das Basissteinkohlekraftwerk basiert auf der Konzeptstudie „Referenz-Kraftwerk Nordrhein-Westfalen“, die ein dem Stand der Technik in Deutschland entsprechendes Steinkohlekraftwerk beschreibt. Das zugehörige Prozessschema ist in Abbildung 4 dargestellt [19].

Das Basissteinkohlekraftwerk weist bei einer Frischdampf­temperatur von 600 °C und einem Frischdampfdruck von 285 bar eine Bruttoleistung von 600 MW<sub>el</sub> (Bruttowirkungsgrad 49,2 %) auf. Der Anlagen-Nettowirkungsgrad ergibt sich bei einer Außentemperatur von 15 °C und einem Kohlenheizwert von 25,1 MJ/kg zu 45,6 %. Damit beträgt die Nettoleistung 556,4 MW [19]. Die verwendete Kohlezusammensetzung entspricht einer südafrikanischen Steinkohle. Daraus lässt sich in Verbindung mit den Kraftwerksdaten berechnen, dass spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von 757 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>netto</sub> entstehen. Für eine detaillierte Darstellung des konventionellen Prozesses wird auf die Literatur verwiesen [20–24]. Die Kraftwerksmindestlast wird auf 30 % festgelegt [25]. Zur Abtrennung des CO<sub>2</sub> werden sowohl der Post-Combustion- als auch der Oxyfuel-Prozess betrachtet. Dafür wird das Basiskraftwerk jeweils an die geänderten Prozessbedingungen angepasst.