

Kapitel 1

Einleitung

Die Stromproduktion verantwortet mit einem Anteil von 39 % am Primärenergieverbrauch einen beträchtlichen Anteil der CO₂-Emissionen in Deutschland, da die eingesetzte Primärenergie zum größten Teil durch die Verfeuerung fossiler Energieträger bereitgestellt wird¹ [1], vgl. Abbildung 1.1. Ähnlich gelagert stellt sich diese Situation nicht nur europaweit, sondern auch weltweit dar [2]. Deshalb kommt dem Stromsektor eine tragende Rolle zu, wenn es darum geht, die globalen Emissionen des Treibhausgases CO₂ spürbar zu senken.

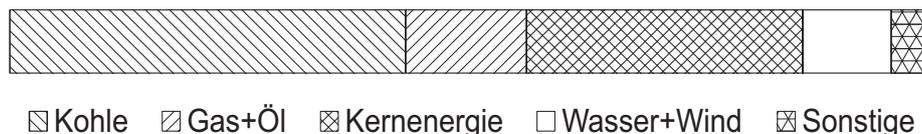


Abbildung 1.1: Anteile der Primärenergieträger an der deutschen Stromerzeugung 2009

Nach allgemeinem Konsens können diese ehrgeizigen CO₂-Reduktionsziele nur mit einem mehrdimensionalen Lösungsansatz erreicht werden. Dieser beinhaltet zum Ersten eine sukzessive Erhöhung des Anteils der regenerativen Energieträger. Zum Zweiten sollen Forschungsanstrengungen auf dem Gebiet der Stromspeichertechnologien² unternommen werden, um den volatilen Beitrag der regenerativen Energie besser an den Bedarf anpassen zu können [3]. Zum Dritten soll die Strombereitstellung durch fossile Energieträger mit deutlich weniger Tonnen CO₂/kWh als bisher erfolgen [4].

Theoretisch kann dies durch einen Brennstoffwechsel, höhere Prozesswirkungsgrade sowie durch den Einsatz neuartiger CO₂-Einfang- und Speichertechnologien, den CCS-Verfahren (Carbon Capture and Storage), realisiert werden. Aus praktischer Sicht besitzt jedoch nur der flächendeckende Einsatz der CCS-Technologie ein ausreichend hohes Reduktionspotenzial, welches auch unter den Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit und der Verfügbarkeit umsetzbar erscheint [5], [6], [7], [8].

¹Dieser Anteil wird noch vergrößert, wenn die Bedarfslücke durch den schrittweisen Kernkraftausstieg u. a. mit Kohlekraftwerken kompensiert werden muss.

²z.B. Druckluftspeicher, Energieversorgung auf Basis von Wasserstoff, u. a.

1.1 Motivation

Die Philosophie von CCS setzt an dem Punkt an, dass unter Einsatz kohlenstoffbasierter Brennstoffe in jedem Fall CO_2 als Produkt entsteht, dieses jedoch mit geeigneten Methoden abgetrennt und gespeichert werden kann und somit keine Emission in die Atmosphäre statt findet. Entsprechend des IPCC-Reports aus dem Jahr 2005 wird die CCS-Technologie in die drei verfahrenstechnischen Pfade Postcombustion, Precombustion und Oxyfuel klassifiziert [8]. Eine Zuordnung der dazu korrespondierenden Verfahren der ersten Generation (aufrecht gedruckt) und der zweiten Generation (kursiv gedruckt) ist in Abbildung 1.2 wiedergegeben.

Zur Postcombustion-Technologie zählen die Amin-Wäsche³, welche ein Verfahren der ersten Generation darstellt, und das Carbonate Looping, das ein Verfahren der zweiten Generation verkörpert. Das IGCC-Verfahren (Integrated Gasification Combined Cycle) repräsentiert einen Vertreter der Precombustion-Technologie. Die Verfahren der Oxyfuel-Technologie werden nach der O_2 -Bereitstellung unterschieden. Hierbei wird im Verfahren der ersten Generation der Sauerstoff von einer kryogenen Luftzerlegungsanlage (LZA) zur Verfügung gestellt. Zu den Verfahren der zweiten Generation zählen das Chemical Looping sowie der Oxyfuelprozess, der die O_2 -Produktion mittels Hochtemperaturmembranen (HTM) realisiert.

Detaillierte Informationen zu den angeführten CCS-Verfahren können u. a. den folgenden Literaturstellen entnommen werden: [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14].

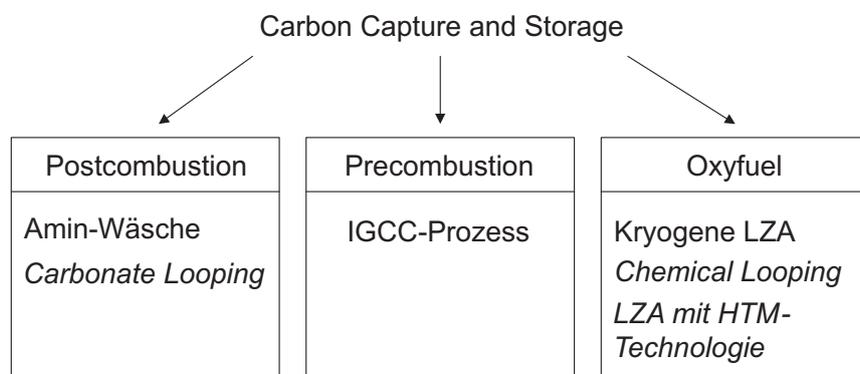


Abbildung 1.2: Klassifizierung der CCS-Verfahren

Das Oxyfuelkonzept mit kryogener O_2 -Produktion hat von allen aufgeführten Konzepten den weitesten Entwicklungsfortschritt. Sein theoretisches Potenzial wurde bereits im Jahr 1982 von Horn und Steinberg am Beispiel einer überkritischen Staubfeuerungsanlage vorgestellt⁴ [15]. Der eigentliche technologische Durchbruch erfolgte jedoch erst drei Dekaden später mit dem erfolgreichen Betriebsnachweis der 30 MW_{th} Pilotanlage am Standort „Schwarze Pumpe“. Sie wurde im Jahr 2008 in Betrieb genommen und hat seitdem ein

³z.B. Kerr-McGee/ABB Lummus Crest Prozess, Fluor Daniel ® ECONAMINE™ Prozess, KEPCO/MHI Prozess

⁴Das abgetrennte CO_2 sollte in eine ausgebeutete Öllagerstätte im Meeresboden eingeleitet werden.

umfangreiches Testprogramm absolviert [16], [17], [18], [19], [20], [21]. Aktuell sind noch weitere Pilotanlagen im Bau beziehungsweise schon in der Inbetriebnahme (IBN) befindlich. Sie sind in Tabelle 1.1 namentlich aufgeführt.

Tabelle 1.1: Weitere Pilotanlagenprojekte mit Oxyfueltechnologie

Standort	Größe	Brennstofftyp	(Geplante) IBN	Quellen
Lacq (F)	30 MW _{th}	Erdgas	2010	[22], [23]
Compostilla (ESP)	20 MW _{th}	Steinkohle (Staubfeuerung)	2011	[24], [25]
	30 MW _{th}	Steinkohle (Zirk. Wirbelschicht)	2011	[26], [27]
Callide (AUS)	30 MW _{el}	Steinkohle (Staubfeuerung)	2011	[28], [29]

Als nächster Entwicklungsschritt soll eine Anlage im Demonstrationsmaßstab in der Leistungsklasse von 150 – 350 MW_{el} geplant und in Betrieb genommen werden, um damit den Weg zur einer vollkommerziellen CCS-Technologie auf Oxyfuelbasis zu ebnet. Ein wesentlicher Teil der stationären Dampferzeugerauslegung kann dabei über die Berücksichtigung der Betriebserfahrungen der Pilotanlage sowie über einen Technologietransfer von konventionellen luftgefeuerten Anlagen erfolgen [30], [31], [32].

Der Großteil der instationären Dampferzeugerauslegung, der unter anderem die Vorhersagen von gaseitigen Betriebsstörungen und das Umschalten des Betriebsmodus sowie das Lastwechselverhalten der Gesamtanlage umfasst, kann jedoch aufgrund von baulichen Unterschieden⁵, die durch das Scale-Up bedingt sind, nicht ohne Weiteres aus den Betriebserfahrungen der Pilotanlage abgeleitet werden.

Auf Auslegungs- und Betriebserfahrungen von konventionellen Anlagen kann ebenfalls nur bedingt zurückgegriffen werden. Verantwortlich dafür sind vor allem die prozesstechnischen Unterschiede auf der Gasseite. So besitzt das Oxyfuelkraftwerk neben einer deutlich komplexeren Rauchgaskanalstruktur eine vorgeschaltete Luftzerlegungsanlage und eine nachgeschaltete Gas Processing Unit⁶ (CO₂-Kompressionsanlage), vgl. Kapitel 2.2. Eine solche Verkettung verfahrenstechnisch völlig unterschiedlicher Einheiten zeigt vollkommen andere Eigenschaften in Bezug auf ihr dynamisches Verhalten und setzt zudem neue Maßstäbe an Betriebs- sowie Regelungskonzepten.

Unter Berücksichtigung der obig dargelegten Aspekte bilden die Möglichkeiten der instationären Prozesssimulation den erfolgversprechendsten Lösungsansatz, um den Oxyfuel-Dampferzeuger samt seiner Peripherie im Hinblick auf seine Dynamik zu analysieren und entsprechend betriebssicher zu dimensionieren.

⁵Anzahl der Kesselzüge, Anordnung der Brenner, Brennkammervolumen, Massenträgheitsmoment der Ventilatoren, GPU-Verdichtertyp, etc.

⁶in manchen Quellen auch als CPU (Compression Unit) bezeichnet

1.2 Zielsetzung

Für eine 250 MW_{e1} Oxyfuelanlage⁷ soll ein Prozesssimulationsmodell erstellt werden, mit dessen Hilfe das instationäre Prozessverhalten des Oxyfuel-Dampferzeugers (ODE) sowie die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Gesamtanlage untersucht werden können.

Das ODE-Prozessmodell soll auf einem von Alstom vorgegebenen Kessel und den dazu gehörigen Aggregaten basieren. Entsprechend den internen Unterlagen von Alstom soll eine sinnvolle Auswahl von Geometrien und Parametern getroffen und in das Modell implementiert werden. Know-How-relevante Details werden mit Rücksicht auf den Hersteller nicht vertieft dargestellt werden, was jedoch für die eigentlichen Ziele der Arbeit auch nicht als wichtig erachtet wird. Anhand der Simulationsergebnisse sollen folgende Fragestellungen beantwortet werden.

1. Gasseitige Betriebsstörungen mit Ausfall der Feuerung als Folge
 - (a) Welche Prozessparameter nehmen Einfluss auf die instationären Druckextrema entlang des Gaskanalsystems?
 - (b) Wie sieht ein optimiertes leittechnisches Maßnahmenpaket aus, wenn man die Ergebnisse der Parameterstudie zu Grunde legt?
 - (c) Welche charakteristischen Betriebsstörungen mit ihren korrespondierenden Ablaufszenarien können unterschieden werden und wie äußert sich dies in den daraus resultierenden instationären Druckextrema entlang des Gaskanalsystems?
 - (d) Welches Störfallszenario stellt sich als der „schlimmstmögliche Fall“ dar?
 - (e) In welchem Maße sind die vorgeschaltete Luftzerlegungsanlage und/oder die nachgeschaltete Gas Processing Unit vom jeweiligen Szenario betroffen?
2. Umschaltvorgang von Luft- auf Oxyfuelbetrieb⁸
 - (a) Wie schnell kann ein Umschaltvorgang von Luft- auf Sauerstoffbetrieb erfolgen?
 - (b) Wie sieht hierbei die optimale Schaltsequenz für die Klappen der daran beteiligten Hauptgasströme aus?
 - (c) Welche Rolle spielt dabei die Zuschaltung der Luftzerlegungsanlage sowie der Umstieg von Kaminbetrieb auf Betrieb mit Gas Processing Unit?
3. Lastwechselkapazität
 - (a) Welche maximale Lastwechselgeschwindigkeit besitzt das Gesamtsystem?
 - (b) Welchen Einfluss haben dabei die realisierbaren Laständerungstransienten der vorgeschalteten Luftzerlegungsanlage und des indirekten Feuerungssystems?

⁷Im Folgenden ist damit stets das Konzept der ersten Generation mit einer kryogenen Luftzerlegungsanlage gemeint.

⁸Die gleichen Punkte gelten auch für den umgekehrten Fall.

- (c) Wie äußert sich das Einschwingverhalten auf der Wasser-/Dampfseite, z. B. bei den Frischdampfparametern?

Für alle angeführten Punkte gleichermaßen gilt es zu untersuchen, ob das verwendete Regelkonzept geeignet ist, oder ob es notwendig ist, alternative Konzepte zu entwickeln und am Modell zu testen.

Als Basis für die Modellerstellung soll die Softwareplattform Apros [33] dienen. Die Entscheidung fiel zugunsten dieses Simulationswerkzeuges aus, da diesem zum einen im Rahmen einer Evaluierung von [34] ein hohes Leistungsspektrum attestiert wurde. Zum anderen konnte seine praktische Leistungsfähigkeit auf dem Gebiet der fossil gefeuerten Dampferzeugersimulation bereits in einer Reihe von publizierten Anwendungen nachgewiesen werden [13], [35], [36], [37], [38].

Das Modell der Wasser-/Dampfseite (WD-Seite) soll sämtliche Wärmeübertrager-Einheiten des ODE sowie die HD-Turbinenstufe und das HDU-Ventil umfassen. Sofern die Vereinfachungen zulässig sind, sollen die MD- und ND-Turbinenstufen sowie die Vorwärmer-Einheiten außerhalb des ODE über geeignete Randbedingungen abgebildet werden. Ferner sollen die praxisüblichen Regelkreise für die Dampftemperatur (Doppelkaskade) und den Speisewassermassenstrom (Vorsteuerung mit Enthalpietrimmung) integriert werden [39], [40].

Der Modellumfang der Gasseite soll den ODE sowie das Kanalsystem seiner Hauptzu- und Hauptabströme beinhalten. Besonderes Augenmerk soll hierbei auf die Abbildung der Mehrlagenfeuerung samt Ausbrandebenen sowie auf die modellseitige Umsetzung der Ventilatorodynamik gelegt werden. Des Weiteren sollen auch die Wärmeübertrager-Einheiten außerhalb des ODE (Gasvorwärmer und Wärmeverschiebesystem) entsprechend ihrer Prozesscharakteristik implementiert werden. Gleichermäßen sollen die RG-Reinigungseinrichtungen mit ihren thermodynamischen und strömungstechnischen Eigenschaften Berücksichtigung finden. Die darin stattfindende chemische Reaktion ist für die Beantwortung der Fragestellungen von untergeordneter Bedeutung und soll darum nicht in das Modell integriert werden.

Die Strukturen und Aufgaben der Regelkreise für die Gasseite sollen zunächst an jene von luftgefeuerten Anlagen angelehnt werden [41], [42].

Das dynamische Verhalten der Luftzerlegungsanlage, der Gas Processing Unit und des indirekten Feuerungssystems soll unter Verwendung von analogen Übertragungstrecken phänomenologisch beschrieben werden. Die dabei abgeleitete Signalstruktur, bestehend aus Verzögerungsgliedern mit charakteristischen Zeitkonstanten, soll anschließend dazu dienen, die relevanten Prozessparameter als transiente Randbedingungen dem ODE-Prozessmodell zu übergeben.

1.3 Gliederung der Arbeit

In Kapitel zwei werden die Ergebnisse der Literaturrecherche vorgestellt. Hierbei hat sich sehr schnell heraus kristallisiert, dass bisher nur sehr wenige Beiträge zum Thema instati-

onäre Simulationsmodelle von Oxyfuelanlagen veröffentlicht wurden. Des Weiteren kommt einschränkend hinzu, dass noch keines dieser Modelle die Problematik der gasseitigen Betriebsstörungen behandelt hat, was jedoch ein zentraler Aspekt in dieser Arbeit sein soll. Deshalb wird die Recherche um das Spektrum der Publikationen erweitert, welche die Simulation von gasseitigen Betriebsstörungen bei luftgefeuerten Anlagen umfassen. Damit wird das Ziel verfolgt, die bereits gemachten Erkenntnisse sowie die vorgestellten innovativen Ideen zur aktiven Störfallbehandlung zu erfassen und anschließend zu prüfen, inwiefern diese auf ein Dampferzeugersystem der Oxyfueltechnologie übertragbar sind. Um die wesentlichen Unterschiede von konventionellen und Oxyfuelanlagen zu verdeutlichen wird jeweils noch ein Teilkapitel „Charakterisierung“ vorangestellt. Im Hinblick auf konventionelle Anlagen ist dieses recht knapp gehalten. Für Oxyfuelanlagen stellt es sich dagegen etwas ausführlicher dar. Das liegt daran, dass für dieses Konzept noch eine gewisse „Unschärfe“ für einen Teil der Prozessführung⁹ besteht und deshalb verschiedene Autoren voneinander abweichende Optionen vorschlagen.

Im dritten Kapitel wird die Anlage charakterisiert, die im instationären Simulationsmodell abgebildet wird. Es werden hierbei die wesentlichen Eckpunkte der Anlagencharakteristika sowohl für die WD- als auch für die Gasseite vorgestellt.

Das Kapitel vier befasst sich mit dem „Modellaufbau“. Hierin wird detailliert beschrieben, wie die wesentlichen Prozesskomponenten der WD- und der Gasseite modelltechnisch abgebildet werden. Besonderes Augenmerk gilt dabei der Gasseite, für die eine Reihe von individuellen Modellentwicklungen umgesetzt werden sollen, da diese nicht in der Standardbibliothek enthalten sind. Hierzu zählen unter anderem das Auslaufen der Ventilatoren, die ventilatorseitige Temperaturerhöhung des Gasstromes durch Kompressionsarbeit und Wirkungsgradeinfluss, die Wärmeübertrager-Einheiten außerhalb des ODE, die RG-Reinigungseinheiten sowie das dynamische Verhalten der Luftzerlegungsanlage, der Gas Processing Unit und des indirekten Feuerungssystems.

Das fünfte Kapitel stellt die Simulationsergebnisse vor, die die folgenden dynamischen Vorgänge behandeln: Gasseite Betriebsstörungen mit Feuer-Not-Aus als Folge, das Umschalten von Luft- auf Oxyfuelbetrieb sowie das Lastwechselverhalten der Gesamtanlage.

Im Teilkapitel „Gasseitige Betriebsstörungen“ wird zunächst ein Referenzszenario entworfen und die dazu korrespondierenden berechneten Transienten des Gasdruckes dargestellt. Nachfolgend werden die Erkenntnisse der Parameterstudie präsentiert, bevor als dritter Schritt die Resultate für die charakteristischen Betriebsstörungen Feuer-Not-Aus, Ausfall des Rezirkulationsventilators, Ausfall der Transportgaskompressoren und Totaler Stromausfall gezeigt werden. Sie haben sämtlich das optimierte Maßnahmenpaket als Basis, welches mit Hilfe der Ergebnisse der Parameterstudie entwickelt wird. Den Abschluss bildet ein Vergleich der Störfalldrücke zwischen Luft- und Oxyfuelbetrieb für obig angeführte Betriebsstörungen.

Im Teilkapitel „Umschalten der Betriebsweise“ werden die Simulationsergebnisse für einen Wechsel des Betriebsmodus von Luft- auf Oxyfuelbetrieb sowie für den umgekehr-

⁹O₂-Reinheit, O₂-Konzentration im Oxidanten, Entnahmeort der Sekundärrezirkulation, Anordnung der RG-Reinigungseinheiten, etc.

ten Fall präsentiert. Bei beiden Vorgängen wird ein großes Augenmerk auf die Entwicklung einer leittechnischen Maßnahmenkette gelegt, die die chronologische Schaltsequenz der Hauptklappen im Gasstromnetzwerk beinhaltet.

Das Teilkapitel „Lastwechsel“ präsentiert das berechnete Laständerungsverhalten der Gesamtanlage für einen Lastwechsel von 85 auf 100 % BMCR und einen Lastwechsel von 70 auf 100 % BMCR. Im Fokus dieser Untersuchungen stehen das Zusammenspiel des Lastwechselverhaltens des indirekten Feuerungssystems und des vorgegebenen Sauerstofftransienten von 5 % BMCR/min im Hinblick auf das realisierbare Lastwechselvermögen des Gesamtsystems, bestehend aus Luftzerlegungsanlage, Oxyfuel-Dampferzeuger und Gas Processing Unit.

Das Kapitel sechs beinhaltet die Zusammenfassung, in der die gewonnenen Resultate dieser Arbeit nochmals in prägnanter Form rekapituliert werden, bevor im siebten Kapitel ein Ausblick gegeben wird, der weitere Anwendungsmöglichkeiten des Modells anführt.

Kapitel 2

Grundlagen und Stand der Technik

In der nachfolgenden Literaturübersicht soll die Gasseite von luft- und sauerstoffgefeuerten Kraftwerksanlagen im Mittelpunkt des Interesses stehen. Hier ergeben sich die größten Unterschiede zwischen beiden Betriebskonzepten. Der kesselseitige WD-Kreislauf beider Technologien unterscheidet sich dagegen nicht wesentlich [43].

2.1 Gasseite des luftgefeuerten Prozesses

Im nachfolgenden Unterkapitel wird der luftgefeuerte Prozess für Braunkohleanlagen vorgestellt, wie er als „Stand-der-Technik“ umgesetzt wird. Anschließend wird in den darauf folgenden Unterkapiteln die Thematik der gasseitigen Betriebsstörungen in luftgefeuerten Anlagen behandelt.

2.1.1 Charakterisierung

Die Gasseite in einer konventionellen Kraftwerksanlage repräsentiert einen offenen Fließprozess, bei dem Luft als stickstoffbasierter Oxidant verwendet wird [43]. In Abbildung 2.1 ist dieser konventionelle Prozess am Beispiel einer Rohbraunkohleanlage dargestellt.

Die für die Verbrennung benötigte Frischluft wird vom Frischluftventilator (FLV) aus der Umgebung angesaugt und durch den Daluvo sowie den Luvo zum Feuerraum gefördert. Hierbei ist es für diesen Prozess charakteristisch, dass die Zusammensetzung des Sauerstoffträgers betriebsunabhängig ist¹. Sie stellt sich nach [44] wie folgt dar: 78,1 Vol.-% N₂, 21,0 Vol.-% O₂, 0,9 Vol.-% Ar. Die Brennstoffaufmahlung und die -trocknung erfolgt in Schlagradmühlen, die mittels Rücksaugung von heißem RG aus dem Dampferzeuger die dafür benötigte Trocknungsenergie beziehen. Außerdem stellt die Schlagradmühle die Förderarbeit für den Traggasstrom für die Brennstoffförderung in die Brennkammer bereit. Die Verbrennungsreaktion liefert ein Rauchgas, das durch einen hohen Stickstoff- und vergleichsweise hohen Wasseranteil geprägt ist. Für eine ausgeführte Anlage, die mit einer

¹Der variierende Wassergehalt der Umgebungsluft bei unterschiedlichen Auslegungstemperaturen ist vernachlässigbar.

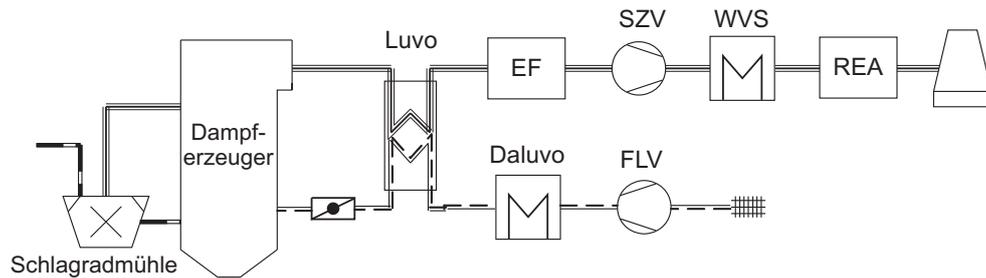


Abbildung 2.1: Prozessfließbild einer Rohbraunkohleanlage mit Wärmeverschiebesystem

typischen deutschen Rohbraunkohle gefeuert wird, lautet die Zusammensetzung des RG wie folgt: 62 Vol.-% N_2 , 13 Vol.-% CO_2 , 23 Vol.-% H_2O , 2 Vol.-% O_2 . Stromab des Dampferzeugers erfolgt das Abkühlen des RG im Luvo und die Entstaubung im Partikelfilter (EF). Nach dem Saugzugventilator (SZV) wird das RG durch ein Wärmeverschiebesystem (WVS) weiter abgekühlt, bevor es in die REA eintritt und dort von SO_x gereinigt wird. Anschließend wird das RG in den Kamin bzw. Kühlturm geleitet und damit wieder an die Umgebung abgegeben.

In Bezug auf seine prozessdynamischen Eigenschaften lassen sich für das luftgefeuerte System folgende Punkte notieren:

- Es existiert keine druckseitige Rückkopplung des RG-Pfades (stromab des Dampferzeugers) mit dem Frischluftpfad (stromauf des Dampferzeugers), da keine RG-Rezirkulation existiert.
- Die benötigten Hilfsgasströme (Transport-, Spül-, Dichtgas) werden aus der Umgebungsluft angesaugt.
- Durch die direkte Feuerung wird die Laständerungsgeschwindigkeit bei Sekundärregelung gasseitig begrenzt vom verzögerten Brennstoffeintrag der Mühlen.
- Die Laständerungsgeschwindigkeit wird nicht durch die Sauerstoffquelle (Umgebungsluft) oder durch die Rauchgassenke (Kamin, Kühlturm) begrenzt.

Die wesentlichen prozessdynamischen Vorgänge auf der Gasseite eines luftgefeuerten Prozesses umfassen sowohl An- und Abfahrvorgänge als auch Lastwechsel und Betriebsstörungen. Letztere sollen im Rahmen dieser Arbeit bei den dynamischen Prozessuntersuchungen des Oxyfuelprozesses eine äußerst wichtige Rolle spielen. Deshalb wird in der nachfolgenden Literaturübersicht ein besonderes Augenmerk auf diese Thematik gelegt.

2.1.2 Gasseitige Betriebsstörungen

Das Spektrum der gasseitigen Betriebsstörungen im Feuerraum und Kanalsystem einer konventionellen Dampferzeugeranlage mit Unterdruckfeuerung umfasst sowohl Überdruck-

als auch Unterdruckzustände. In Anlehnung an [45], [46] können diesen beiden Extremercheinungen folgende Betriebsstörungen zugeordnet werden.

Betriebsstörungen mit Brennkammerüberdruck als Folge:

- Verpuffungen bei schneller Brennstoffaufgabe und Nachzündung von unverbranntem Brennstoff z.B. beim Spülvorgang
- Fehlfunktion der Ventilatoren
 - FLV fährt Schaufeln auf
 - SZV fährt Schaufeln zu oder fällt aus
- Rohrreißer

Betriebsstörungen mit Brennkammerunterdruck als Folge:

- Flammenausfall nach Brennstoffabschaltung
- Fehlfunktion der Ventilatoren
 - SZV fährt Schaufeln auf
 - FLV fährt Schaufeln zu oder fällt aus
- Ausfall der Stromversorgung auf der gesamten Anlage (Schwarzfall)

Die Untersuchung extremer transienter Unterdrücke hat in der Praxis einen höheren Stellenwert als die Betrachtung der Überdruckszenarien. So wird sich auch ein großer Teil dieser Arbeit den Phänomenen des transienten Unterdruckes widmen, vgl. Kapitel 5.1. Deshalb sollen im Folgenden die wirksamen physikalischen Vorgänge bei Flammenausfall bzw. Ventilatorfehlfunktion noch einmal beleuchtet werden.

Tritt ein Flammenausfall ein, führt dies zu einer raschen Reduktion der Gastemperatur im Feuerraum. Dem Gesetz des idealen Gases $p_{BK} = \rho_{BK} R T_{BK}$ folgend, fällt auch der Gasdruck p_{BK} im Feuerraum, wenn man zu Grunde legt, dass sich die Gaskonstante R nicht wesentlich ändert, vgl. Abbildung 2.2 (links). Mit zunehmender Zeit ($t_{min} + t$) wird der Unterdruck durch die positive Massenbilanz am Feuerraum ($\dot{m}_{FL_{ein}} > \dot{m}_{Gas_{aus}}$) abgebaut, vgl. Abbildung 2.2 (rechts). Als Folge davon steigt die Dichte ρ_{BK} an.

Eine Unterdruckgefährdung durch Ventilatoren wird hervorgerufen, wenn ohne prozesstechnische Notwendigkeit der Schaufelwinkel des FLV (ϕ_{FLV}) erhöht wird und/oder der Schaufelwinkel des SZV (ϕ_{SZV}) verringert wird. Der qualitative Zusammenhang ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

Beide Ereignispfade, das heißt Flammenausfall und Ventilatorfehlfunktion, können auch überlagert auftreten, was die Amplitude des Unterdruckes in bestimmten Betriebszuständen signifikant verstärkt [45].

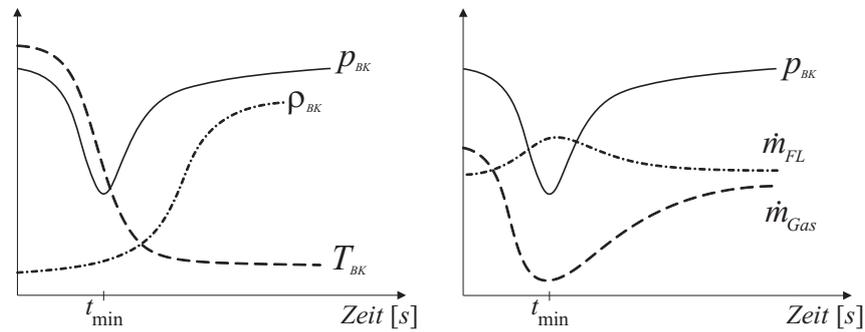


Abbildung 2.2: Qualitatives Verhalten der Prozessparameter bei Flammenausfall nach [45], eigene Bearbeitung

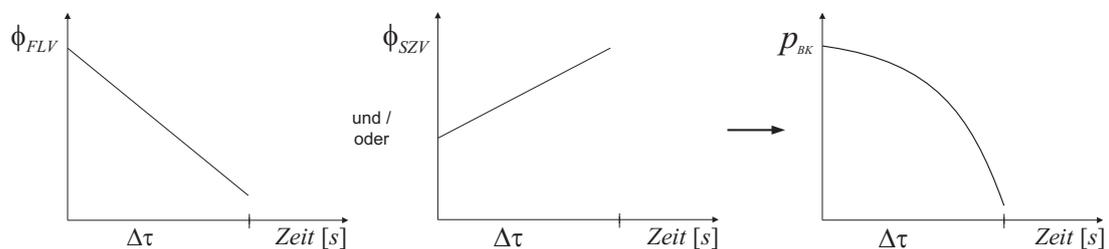


Abbildung 2.3: Qualitativer Verlauf des Brennkammerdruckes in Abhängigkeit des Verhaltens von SZV und FLV nach [45], eigene Bearbeitung

2.1.3 Berichte über Schäden nach Betriebsstörung

Eine Liste veröffentlichter gassetiger Betriebsstörungen, die zu Schäden an der Anlage führten, ist in Tabelle 2.1 wiedergegeben. Es sind nur zwei Anlagen mit Namen benannt worden. Wohingegen in einer Vielzahl von Veröffentlichungen schlicht von „Anlagenschäden“ ohne Nennung des Anlagennamens berichtet wird, wie z.B. in [47], [48], [49], da betroffene Anlagenbetreiber in der Regel kein großes Interesse an der Publikation ihrer havarierten Anlagen haben [50].

Tabelle 2.1: Dokumentierte Schadensfälle nach gassetiger Betriebsstörung

Anlage	Schadensursache	Schäden	Jahr	Quelle
Inverkip Power Station (UK), ölgefeuert	Feuer-Not-Aus nach Unterdruck	Bandagen im Brennerbereich deformiert	1977	[50]
Staubfeuerungsanlage	Gebälsepumpzyklus nach Fehlfunktion REA-Gebälse	Riss in Elektrofilterwand	1980er	[46], [51]
Gavin Power Plant (US), kohlegefeuert	Fehlfunktion Saugzugventilator überlagert von Feuer-Not-Aus	Bandagen im Brennkammer-Bereich beschädigt	1994	[50]