



# 1 EINLEITUNG

In den vergangenen Jahrzehnten ist der CO<sub>2</sub>-Gehalt in der Atmosphäre beständig gestiegen. Lag der Wert vor der Industrialisierung noch bei ca. 280 ppm [1], wurde im Jahr 2014 erstmals ein CO<sub>2</sub>-Gehalt von mehr als 400 ppm gemessen [2]. Dieser Anstieg resultiert unter anderem aus der zunehmenden Nutzung fossiler Brennstoffe wie Kohle und Erdgas, da bei deren Verbrennung der enthaltene Kohlenstoff zu CO<sub>2</sub> oxidiert wird. CO<sub>2</sub> zählt zu den Treibhausgasen, weshalb ein Anstieg der Konzentration in der Atmosphäre den Treibhauseffekt verstärkt. Kurzwellige Strahlung von der Sonne erreicht die Erde, passiert die Atmosphäre und erwärmt die Erdoberfläche. Die von der Erde zurückgestrahlte, langwellige Strahlung wird von den Treibhausgasen in der Atmosphäre absorbiert, wodurch sich die Erde erwärmt. Wie stark diese Erwärmung ausfällt und wie sie sich auf das Leben auf der Erde auswirkt, ist nicht klar, es wird jedoch auf globaler Ebene eine Begrenzung des Temperaturanstiegs angestrebt. Auf der Klimakonferenz im November 2015 in Paris wurde beschlossen, dass ein Temperaturanstieg der globalen Durchschnittstemperatur um 2°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau nicht überschritten werden soll [3]. Um dieses Ziel zu erreichen, darf nach Aussage des *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) der CO<sub>2</sub>-Gehalt in der Atmosphäre nur noch in geringem Maße ansteigen. Das IPCC geht in einer Studie von einem maximalen CO<sub>2</sub>-Gehalt von ca. 450 ppm aus. Dafür sind Anstrengungen in verschiedensten Bereichen nötig, u. a. Verkehr, Landwirtschaft und Stromproduktion [4].

Bei der Stromproduktion werden zurzeit weltweit große Mengen CO<sub>2</sub> freigesetzt. In Deutschland betrug der Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2014 38% [5]. Da das CO<sub>2</sub> hierbei von wenigen, großen Emittenten ausgestoßen wird, ergeben sich verschiedene Möglichkeiten der Reduzierung dieser CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die beiden großen Pfade sind dabei die Erhöhung des Wirkungsgrades und die Abtrennung des CO<sub>2</sub> mit anschließender Speicherung, auf Englisch *carbon capture and storage* (CCS). Durch die Erhöhung des Wirkungsgrades ist nur eine vergleichsweise kleine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen möglich, da durch die brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Carnot-Wirkungsgrad minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen festgelegt sind, die nicht unterschritten werden können. Durch CCS hingegen lässt sich theoretisch ein komplett CO<sub>2</sub>-emissionsfreies fossiles Kraftwerk realisieren, in der Regel werden aber nur ca. 90 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschieden. Ein wesentlicher Vor-



teil dieser Technologie im Vergleich zu einigen anderen CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugungsarten ist, dass der Strom immer dann produziert werden kann, wenn er benötigt wird. Dies ist bei Windenergieanlagen, den zurzeit nach der Kernenergie größten CO<sub>2</sub>-armen Stromproduzenten, sowie bei Photovoltaikanlagen nicht möglich. Da diese von den äußeren Faktoren Wind und Sonnenstrahlung abhängig sind, schwankt die Stromproduktion im Laufe des Jahres stark. Diese Anlagen sind daher nicht flexibel einsetzbar und erreichen zudem nur eine geringe Auslastung. In Deutschland betrug diese im Jahr 2014, gemessen an den Jahresvolllaststunden, nur 20% bei Wind- und 11% bei Photovoltaikanlagen [6]. Man spricht hier von volatiler Stromerzeugung. Um dies auszugleichen, sind flexible Kraftwerke wie Kohle- oder Erdgaskraftwerke nötig.

Bei den CCS-Technologien werden drei verschiedene Technologierouten unterschieden: *pre-combustion capture*, *oxyfuel* und *post-combustion capture* (PCC). Diese wurden in den vergangenen Jahren bereits detailliert in Verbindung mit Kohlekraftwerken erforscht. Kohlekraftwerke haben im Vergleich zu Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD-Kraftwerk) mehr als doppelt so hohe spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der Aufwand für die Abtrennung von einer Tonne CO<sub>2</sub> ist daher bei Kohlekraftwerken geringer. In Abhängigkeit von den gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kann es für den Betreiber eines GuD-Kraftwerks dennoch finanziell sinnvoll oder genehmigungsrechtlich notwendig sein, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Daher ist es wichtig, den Einfluss der CCS-Technologien auf den Kraftwerksprozess zu kennen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird das PCC-Verfahren in Verbindung mit einem GuD-Kraftwerk detailliert untersucht. In der Literatur gibt es bereits einige Untersuchungen zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung bei GuD-Kraftwerken. Diese beschränken sich jedoch oftmals auf einzelne Teilaspekte, wie z. B. die Integration in den Kraftwerksprozess [7] oder die Optimierung des CO<sub>2</sub>-Abtrennungsprozesses [8], ohne detaillierte Berücksichtigung des jeweils anderen Themas. In anderen Arbeiten werden Kohlekraftwerke und GuD-Kraftwerke parallel behandelt, wobei der Fokus in der Regel auf dem Kohlekraftwerk liegt [9]. In fast allen Untersuchungen werden dabei GuD-Kraftwerke untersucht, in denen eine Gasturbine mit einer Brennkammer eingesetzt wird. Veröffentlichungen zu GuD-Kraftwerken mit sequentieller Verbrennung, bei denen das PCC-Verfahren angewandt wird, gibt es nur sehr wenige. Diese befassen sich im Wesentlichen mit detaillierten Untersuchungen der Gasturbine, beispielsweise dem Emissionsverhalten [10]. Mit der in dieser Arbeit erstellten umfassenden Gesamtprozessanalyse soll diese Lücke geschlossen werden.

---

Dazu wird zunächst ein Referenzkraftwerk, das mit zwei Gasturbinen mit sequentieller Verbrennung (GT26) ausgestattet ist, simuliert. Für dieses Kraftwerk wird das Modell einer einfachen, nach dem PCC-Verfahren arbeitenden CO<sub>2</sub>-Abtrennungsanlage mit Monoethanolamin (MEA) als Lösungsmittel erstellt. Das CO<sub>2</sub> wird dabei vom Lösungsmittel absorbiert und damit dem Abgas entzogen. Um einen kontinuierlichen Kreisprozess zu ermöglichen, muss das Lösungsmittel anschließend regeneriert werden. Dafür wird Wärme benötigt, die in Form von Dampf aus dem Kraftwerksprozess entnommen wird, was zu einer Verringerung des Gesamtprozesswirkungsgrades führt.

Das Ziel dieser Arbeit ist ein optimierter Gesamtprozess, bei dem der Wirkungsgradverlust im Vergleich zum Referenzkraftwerk (ohne CO<sub>2</sub>-Abtrennung) möglichst gering ausfällt. Dafür werden verschiedene Prozessvarianten untersucht. Dabei werden Veränderungen an allen drei Teilprozessen – dem Kraftwerksprozess, der CO<sub>2</sub>-Abtrennungsanlage und dem CO<sub>2</sub>-Verdichter, in dem das abgetrennte CO<sub>2</sub> für den Transport verdichtet wird – vorgenommen.

Für den Kraftwerksprozess wird eine Abgasrezirkulation zur Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgas untersucht. Außerdem wird die Integration des von der CO<sub>2</sub>-Abtrennungsanlage zurückgeführten Kondensats optimiert. Bei der CO<sub>2</sub>-Abtrennungsanlage werden zwei ausgewählte Prozessmodifikationen untersucht. Mit der *lean vapour compression* wird ein Teil des Wärmebedarfs mittels eines zusätzlichen Verdichters durch elektrischen Strom ersetzt. Beim *rich solution split* wird Wärme innerhalb der CO<sub>2</sub>-Abtrennungsanlage verschoben, um den Wärmebedarf zu verringern. Für den CO<sub>2</sub>-Verdichter wird die Anzahl der Zwischenkühler variiert, um die Integration der Abwärme in den Kraftwerksprozess zu untersuchen. Zusätzlich wird noch die Verwendung eines Kalina-Prozesses, mit dem die Abwärme aus verschiedenen Quellen im Gesamtprozess direkt zur Stromproduktion genutzt wird, untersucht. Zum Abschluss werden die Schaltungen, die sich positiv auf den Gesamtwirkungsgrad auswirken, in einem optimierten Gesamtprozess zusammengefasst. Dabei wird insbesondere die Wechselwirkung zwischen den einzelnen Veränderungen am optimierten Gesamtprozess untersucht.



## 2 STAND DER WISSENSCHAFT

In diesem Kapitel wird der Stand der Wissenschaft bei mit Erdgas befeuerten GuD-Kraftwerken beschrieben. Außerdem werden unterschiedliche Techniken zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus dem Kraftwerksprozess kurz erläutert, bevor das in dieser Arbeit angewandte PCC-Verfahren detailliert beschrieben wird. Dabei wird im Besonderen auf die untersuchten Prozessmodifikationen sowie mögliche Lösungsmittel eingegangen. Abschließend wird die Nutzung von Niedertemperaturwärme zur direkten Stromproduktion erläutert.

### 2.1 Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

Erdgas ist der fossile Brennstoff mit den geringsten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Wegen des im Vergleich zu Kohle niedrigen C/H Verhältnisses ergeben sich für Erdgas spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von 180 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub>. Im Vergleich dazu ergeben sich für Steinkohle je nach Zusammensetzung etwa 330 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> (berechnet mit Werten aus [11]). Bei den tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der jeweiligen Kraftwerke ist der Vorteil von Erdgas noch größer. Mit einem Nettowirkungsgrad von etwa 58%, den moderne GuD-Kraftwerke erreichen, ergeben sich für Erdgas spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von etwa 365 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>. Für moderne Steinkohlekraftwerke liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei einem Nettowirkungsgrad von 46% bei ca. 750 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>.

Ein GuD-Kraftwerk besteht aus zwei Prozessen, einem Gasturbinenprozess und einem nachgeschalteten Dampfturbinenprozess. Beim Gasturbinenprozess wird zunächst Luft in einem Verdichter komprimiert. Anschließend wird Erdgas in einer Brennkammer mit der verdichteten Luft verbrannt. Das dabei entstehende heiße Rauchgas wird dann in einer Gasturbine entspannt. Dabei sind Verdichter und Turbine in der Regel auf einer gemeinsamen Welle angeordnet, sodass die Leistung zum Antrieb des Verdichters direkt mechanisch von der Turbine übertragen wird. Der ideale Vergleichsprozess für diesen Teil des Kraftwerks ist der Joule-Prozess, der aus je einer isentropen Verdichtung und Entspannung, sowie aus je einer isobaren Wärmezufuhr- und Wärmeabfuhr besteht. Beim realen Prozess verlaufen die Zustandsänderungen nicht isentrop und isobar, dieser ist in Abbildung 1 dargestellt.