



1 Einleitung

Mit der Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) von 2014 wurden die Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland präzisiert. Nach [1] sind folgende Anteile am Bruttostromverbrauch in Deutschland aus erneuerbaren Energien zu erbringen:

- 40 – 45 % bis zum Jahr 2025,
- 55 – 60 % bis zum Jahr 2035 und
- mindestens 80 % bis zum Jahr 2050.

Im Jahr 1990 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch noch 3,5 % [2], die Stromversorgung in Deutschland fußte demnach fast ausschließlich auf fossilen Energieträgern und Kernenergie. Für die Bereitstellung der Grundlast waren Laufwasser-, Braunkohle und Kernkraftwerke vorgesehen, die Mittellast wurde vor allem durch Steinkohlekraftwerke gedeckt und auf Spitzenlasten konnte durch Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke reagiert werden [3–6]. Die ebenfalls grundlastfähige Biomasse hat seit 1990 bedeutend zugenommen. Betrug die installierte Leistung seinerzeit noch 129 MW_{el}, ist sie im Jahr 2016 auf fast 7,6 GW_{el} angewachsen. Wird die Wasserkraft addiert, standen in Deutschland im Jahr 2016 ca. 13 GW_{el} Grundlast aus erneuerbaren Energien zur Verfügung [2, 7]. Die Vorrang einspeisung erneuerbarer Energien und die Volatilität von Strom aus Wind- und Solaranlagen verändern die Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark zunehmend. So müssen ältere Braunkohlebestandskraftwerke entgegen ihrer einstigen Konzeption vermehrt zur Deckung der Residuallast herangezogen werden und sich entsprechend flexibel den geforderten Lasten anpassen können [8, 9]. Mit 150 TWh im Jahr 2016 (23,13 % der Bruttostromerzeugung [2]) hat die Braunkohle nach wie vor einen großen Stellenwert und bleibt für die Garantie der Versorgungssicherheit auch zukünftig wichtiger Bestandteil des deutschen Strommixes.

Verdeutlicht werden können die verstärkten Flexibilitätsanforderungen an Braunkohlekraftwerke anhand der Netzeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone, in der ein großer Anteil der installierten Leistung aus Braunkohlekraftwerken bereitgestellt wird. In Abbildung 1 ist die Netzeinspeisung in diesem Versorgungsbereich vom 28. bis 31. Januar 2016 dargestellt.

Hierin zeigt sich, dass die in Grau dargestellten konventionellen Kraftwerke mit schnellen Lastwechseln auf die sich ändernden Anforderungen reagieren müssen. Werden am 28. Januar zwischen 12 und 15 Uhr noch ca. 2 GW_{el} Leistung aus konventionellen Kraftwerken benötigt, sind kurz vor 18 Uhr bereits über 10 GW_{el} zur Deckung der Residuallast notwendig.

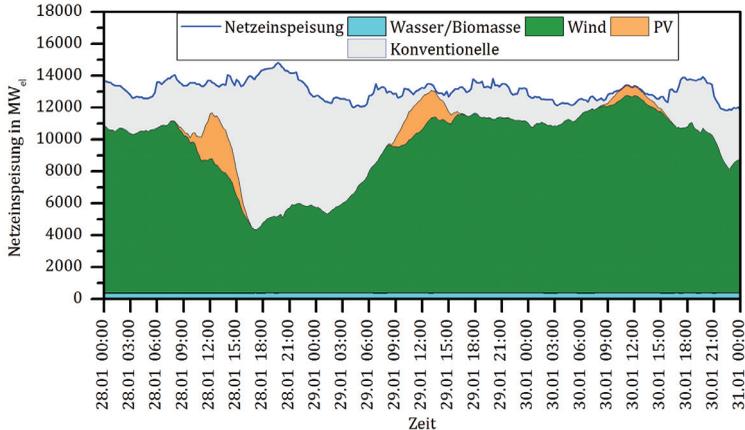


Abbildung 1: Netzeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone vom 28. bis 31. Januar 2016. Daten nach [10]

Im weiteren Verlauf der Darstellung kommt es zudem vor, dass am 30. Januar um 12 Uhr die Last vollständig mit erneuerbarem Strom gedeckt werden kann, wenige Stunden später aber 4 GW_{el} durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden müssen. Die Braunkohleflotte in der 50Hertz-Regelzone sieht sich demnach gestiegenen Herausforderungen gegenüber.

1.1 Motivation

Bestandskraftkraftwerke mit Rohbraunkohle (RBK) wurden vor den 1990er Jahren zur Deckung der Grundlast gebaut und in der Regel in einem Lastbereich¹ zwischen 80 % und 100 % betrieben. Das Feuerungskonzept bei RBK-Kraftwerken bedingt die Anordnung der Brenner direkt oberhalb der Schlägradmühlen. Eine Lagenfeuerung wie bei Steinkohlekraftwerken ist somit nicht darstellbar. Ohne weitere Maßnahmen ist eine Lastabsenkung unter ca. 50 % Feuerungswärmeleistung (FWL) bei RBK-Kraftwerken ohne unzulässige Schief lagen auf der Rauchgasseite nicht möglich [11]. In Zeiten großer oder überschüssiger Mengen erneuerbaren Stroms im Netz, beispielsweise um 12 Uhr am 30.01.2016 in Abbildung 1, mussten RBK-Kraftwerke abgeschaltet werden. Alternativ könnten sie bei Mindestlast am Netz bleiben. Die in diesem Fall entstehenden monetären Verluste durch die Differenz von Brennstoffkosten und dem geringen (oder auch negativen) Börsenpreis müssten durch den Kraftwerksbetreiber in Kauf genommen werden. Um sowohl teure An- und Abfahrvorgänge zu vermeiden als auch die finanziellen Verluste bei sehr niedrigen Börsenpreisen zu reduzieren, ist es ratsam, die Mindestlast von RBK-

¹ Der Begriff Last wird hier als prozentualer Anteil der Feuerungswärmeleistung verstanden. Prozentuale Anteile des Frischdampfmassestroms werden in dieser Arbeit als relative Dampfleistung deklariert.



Kraftwerken abzusenken. So kann das Kraftwerk am Netz bleiben, auf sich ändernde Lastanforderungen reagieren und am Regelenergiemarkt teilnehmen [12].

Um niedrige Teillastbereiche² unterhalb von ca. 50 % erreichen zu können, sind Maßnahmen notwendig. Eine Möglichkeit besteht darin, die Anfahrbröner als Stützfeuerung im niedrigen Teillastbereich zu verwenden und die sich in Betrieb befindlichen Mühlen zu reduzieren. Durch das Stützfeuer könnten die durch Mühlenabschaltung auftretenden Schief lagen auf der Rauchgasseite aufgefangen werden. Anfahrbröner sind allerdings in der Regel ölbefeuert, sodass ein dauerhafter Stützbetrieb mit den Ölbrennern aufgrund der hohen Brennstoffkosten wirtschaftlich nicht vertretbar ist.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein RBK-Bestandskraftwerk untersucht, bei dem die acht ölbefeuerten Anfahrbröner durch acht Stützbrenner mit Trockenbraunkohle (TBK)-Feuerung ersetzt wurden. Bei dem RBK-Bestandskraftwerk handelt es sich um eine sogenannte Duo-Anlage, bei der zwei Zwangsdurchlauf-Dampferzeuger mit überlagertem Umlauf eine Turbine mit Dampf speisen. Die elektrische Bruttoleistung beträgt im Volllastbetrieb 537,5 MW_{el} bei 815 t/h ($\pm 100\%$) Dampfleistung pro Dampferzeuger (DE). Durch die neu installierten TBK-Stützbrenner können maximal 240 MW_{th} zugefeuert werden³; die extern produzierte TBK wird in einem separaten Silo vorgehalten. Durch die Entkopplung des lokalen Mahlvorgangs ist mit dieser indirekten Feuerung zudem eine Steigerung der Lastgradienten möglich, wodurch den teilweise starken, d. h. zeitlich kurzen Schwankungen der Residuallast besser nachgekommen werden kann.

Im Probetrieb mit dem installierten Stützfeuerungssystem haben sich jedoch zwei wesentliche Probleme aufgetan. Einerseits stiegen die Stickstoffoxidemissionen im niedrigen Teillastbetrieb deutlich über den zulässigen Emissionsgrenzwert von 200 mg/m³_{i.N.}, andererseits sanken die Dampftemperaturen, insbesondere die Temperatur des heißen Zwischenüberhitzers (HZÜ), auf ein unzulässig niedriges Temperaturniveau ab. Zur Stützung der Dampftemperaturen kann im Teillastbetrieb eine höhere Luftzahl (λ) angestrebt werden. Mit einem großen Luftangebot geht jedoch auch eine vermehrte Bildung von Stickstoffoxiden (NO_x) einher, sodass eine Dualität zwischen den beiden genannten Problematiken besteht. Ein Beispiel dieser beiden sich beeinflussenden Zielgrößen zeigen Abbildung 2 und Abbildung 3. In beiden Abbildungen beträgt die Dampfleistung jeweils ca. 56 % bei einem TBK-Anteil von ca. 100 MW_{th}. In Abbildung 2 wird zunächst gezeigt, dass der NO_x-Grenzwert bei einer für den Teillastbetrieb geringen Luftzahl von ca. 1,15 problemlos eingehalten wird, dass aber die Dampftemperatur des heißen Zwischenüberhitzers sehr niedrig ist (bei einer HZÜ-Volllasttemperatur von 540 °C). Demgegenüber steht Abbildung 3 mit einer wesentlich höheren Luftzahl von fast 1,40. Die HZÜ-Temperatur wird auf ein wesentlich höheres Niveau gesteigert, der NO_x-Emissionsgrenzwert wird jedoch nicht mehr eingehalten.

² Differenziert wird in dieser Arbeit zwischen dem Volllast- (100 % FWL), dem Teillast- und niedrigem Teillastbetrieb. Der Begriff niedriger Teillastbetrieb bezieht sich auf Feuerungswärmeleistungen unterhalb von 50 % FWL im Speziellen. Als Teillastbetrieb wird allgemein der Bereich zwischen Mindest- und Volllastbetrieb bezeichnet.

³ Der Betrieb mit RBK und TBK wird als Mischfeuer-Betrieb bezeichnet.

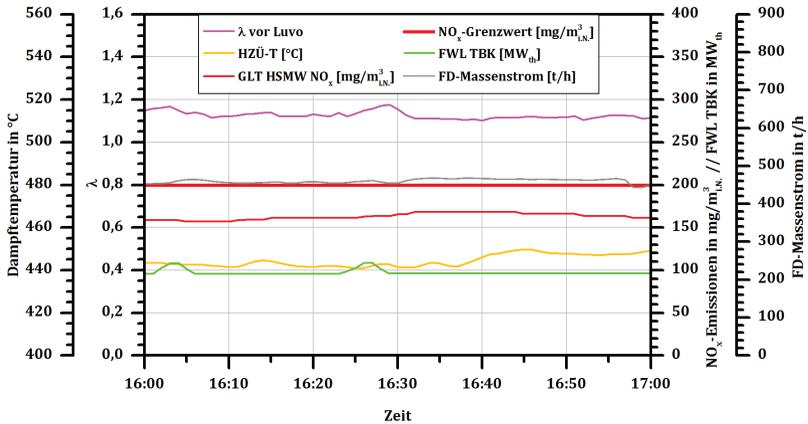


Abbildung 2: Verlauf der HZÜ-Temperatur und der NO_x-Emissionen bei ca. 56 % (460 t/h) Dampfleistung und niedriger Luftzahl

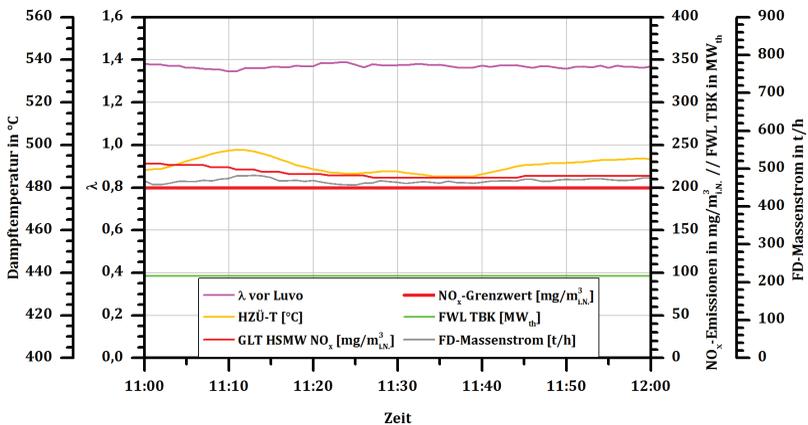


Abbildung 3: Verlauf der HZÜ-Temperatur und der NO_x-Emissionen bei ca. 56 % (460 t/h) Dampfleistung und erhöhter Luftzahl

Um den hier gezeigten Problemen begegnen zu können, sind demzufolge Maßnahmen zu treffen. Zum einen sind Maßnahmen zu entwickeln, die eine Mindestlastabsenkung erst möglich machen. Zum anderen gilt es am untersuchten Bestandskraftwerk Lösungsmöglichkeiten zu entwickeln, um sich den Herausforderungen der erhöhten Emissionsneigung und der sinkenden Dampftemperaturen insbesondere im niedrigen Teillastbetrieb zu stellen.

1.2 Beschreibung des untersuchten Bestandskraftwerks

Gegenstand der Untersuchung ist eine in den 1970er Jahren erbaute Duo-Anlage mit 537,5 MW_{el} Bruttoleistung im Vollastbetrieb. Abbildung 4 zeigt ein Schaltschema des Gesamtkreislaufs des untersuchten Bestandskraftwerks.

Gemäß Abbildung 4 verfügt das Kraftwerk über zwei Dampferzeuger, die als Zwangsdurchlauf-Dampferzeuger mit überlagertem Umlauf ausgeführt sind. Beide Dampferzeuger speisen bei 100 % Last jeweils 815 t/h Dampf auf eine Dampfturbine. Nach einer einfachen Zwischenüberhitzung wird der Dampf in der Mittel- und Niederdruckturbine weiterpannt bis zu einem Auslegungskondensatordruck von 60 mbar entspannt.

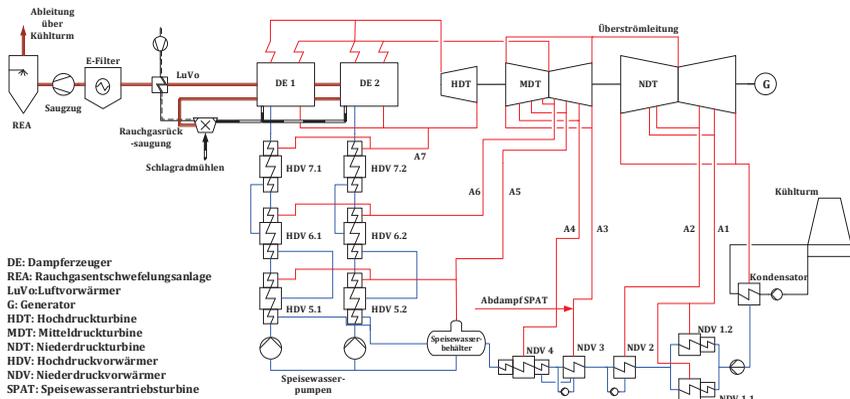


Abbildung 4: Schaltschema des untersuchten Bestandskraftwerks

Die Brennstoffversorgung der jeweils sechs Schlagraadmöhlen pro Dampferzeuger erfolgt über die Kohlezuteiler. Der gemahlene und durch die Rauchgasrücksaugung sowie heiße Verbrennungsluft getrocknete Kohlenstaub wird durch Strahlbrenner in einer Zweipunkt-Feuerung (Art einer Tangentialfeuerung, siehe Abbildung 5) verbrannt. Neben diesen Hauptbrennern sind außerdem Brüdenbrenner eingebaut. Die Anordnung der Brenner sowie die Feuerungsanordnung für eine Low-NO_x-Fahrweise werden in Abbildung 5 sowie Abbildung 6 dargestellt.

In Abbildung 5 wird die Zweipunkt-Feuerung der Hauptbrenner deutlich, während die Brüdenbrenner auf einen mittigen Tangentialkreis ausgerichtet sind. Die Brüdenbrenner sind ca. 8 m oberhalb der Hauptbrenner angeordnet, wie es aus der Feuerungsanordnung (Vorderwand- und Rückwand) in Abbildung 6 hervorgeht. Ferner sind in Abbildung 6 auch die Ausbrandlüfte (ABL) 1 und 2 dargestellt. Auffällig ist die ABL 2, die zur NO_x-Minimierung erst über der ersten Konvektivheizfläche, dem Überhitzer 3, angeordnet ist.

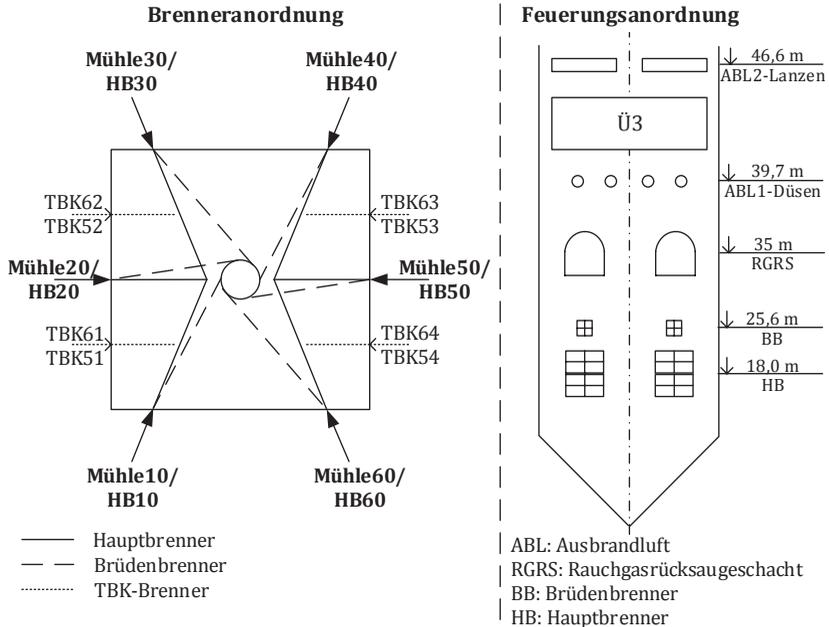


Abbildung 5: Brenneranordnung des untersuchten Bestandskraftwerks nach [13]

Abbildung 6: Anordnung der Feuerung im untersuchten Bestandskraftwerk [13]

Eine weitere Besonderheit ist bei den Anfahrbrüden auszumachen. Dampferzeuger 1 ist mit acht konventionellen Ölzündbrüden ausgestattet, während diese bei Dampferzeuger 2 durch acht TBK-Brenner mit jeweils 30 MW_{th} ersetzt wurden. Die TBK-Brenner sind auf zwei Ebenen (ca. 12 m und ca. 20 m) in der Seitenwand installiert. Eine Seitenansicht des Dampferzeugers wird im Zuge der Dampferzeugermodellierung in Kapitel 4.2.1 gezeigt und verdeutlicht die Anordnung der TBK-Brenner. Bei den TBK-Brennern handelt es sich um Drallbrüden, die elektrisch mit Plasma gezündet werden und den Anfahrvorgang übernehmen. Im Wesentlichen sind die TBK-Brenner ein Mittel zur Lastreduktion, mit denen im Teillastbetrieb ein Stützfeuer realisiert wird. Grundsätzlich müssen in Dampferzeuger 2 bei reinem RBK-Betrieb immer mindestens vier Mühlen in Betrieb sein. Soll die Last weiter reduziert werden, wird an Stelle eines Teils der RBK TBK eingesetzt. In diesem Fall müssen mindestens fünf Brenner (RBK und TBK) eingeschaltet sein. Um ein Abfahren des Dampferzeugers bei Ausfall eines dieser Brenner zu vermeiden, sind im Mischfeuer-Betrieb aus RBK und TBK stets sechs Brenner eingeschaltet. Beispielsweise können dies zwei mit RBK befeuerte Hauptbrenner und vier TBK-Brenner sein. Die TBK wird in einem Silo außerhalb des Dampferzeugers vorgehalten und kann bei Bedarf schnell zugeschaltet werden, zumal bei der indirekten Feuerung der träge Mahlvorgang entfällt. Neben dem hauptsächlichlichen Zweck der Lastreduktion können die TBK-Brenner



auch für eine Maximierung der Leistung bei einem niedrigen RBK-Heizwert und zur Verbesserung der Bereitstellung von Sekundärregelleistung eingesetzt werden

Jedem Dampferzeuger ist ferner eine eigene Rauchgasreinigung nachgeschaltet (in Abbildung 4 nur für Dampferzeuger 1 dargestellt). Der Duo-Block verfügt über je zwei Luftvorwärmer (Luvo), E-Filter und Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA); die gereinigten Rauchgase werden über den Kühlturm in die Atmosphäre geleitet.

Eine Übersicht der wichtigsten Betriebsdaten des Kraftwerks wird in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Kenndaten des Referenzkraftwerks

Größe	Werte
Elektrische Bruttoleistung	537,5 MW _{el}
FWL	2 x 770 MW _{th}
Dampfleistung	2 x 815 t/h
Frischdampf Temperatur	529 °C
Frischdampfdruck	164 bar
HZÜ-Temperatur	540 °C
Zwischendampfdruck	38 bar
Kondensatordruck	0,06 bar
Schlagradmühlen	6
FWL der Mühlen	Ca. 90 – 160 MW _{th}
TBK-Brenner	8 x 30 MW _{th}

Eine Besonderheit des untersuchten Bestandskraftwerks sind die zwei auf eine Dampfturbine speisenden Dampferzeuger. Sind beide Dampferzeuger in Betrieb, wird von einem Duo-Betrieb gesprochen, mit nur einem Dampferzeuger in Betrieb entsprechend vom Mono-Betrieb.

1.3 Ziel und Umfang der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung von Lösungsstrategien, um die Mindestlast des RBK-Bestandskraftwerks unter Einhaltung des NO_x-Grenzwertes und bei adäquaten Dampftemperaturen absenken zu können. In Abstimmung mit dem Betreiber wurde eine Dampfleistung von 33 % (270 t/h) als Zielgröße deklariert. Hierfür werden die für eine Lastabsenkung kritischen Komponenten des Kraftwerks zunächst identifiziert und diskutiert. Darüber hinaus werden Maßnahmen, die eine weitere Lastabsenkung ermöglichen können, vorgestellt.



Nachdem in Kapitel 3 wichtige Luftzahlen definiert werden, schließen sich in Kapitel 4 die Beschreibung des Betriebsverhaltens des in den 1980er Jahren gebauten RBK-Bestandskraftwerks sowie die Modellierung an. Es wird detailliert auf die Problematik stark sinkender Dampftemperaturen im Teillastbetrieb eingegangen. Für die Modellierung stehen Messwerte aus dem Kraftwerksbetrieb zur Verfügung, mit denen das Modell realitätsgetreu parametrisiert wird.

Dem Problem der erhöhten NO_x -Emissionen im Teillastbetrieb wird sich in Kapitel 5 anhand von Messwerten angenommen. Mit den vorab definierten Kennzahlen wird deren Einfluss auf das Emissionsverhalten anhand einer detaillierten Analyse des Probebetriebs beschrieben. Hierfür werden Lastgänge miteinander verglichen, die mit Ausnahme einer der definierten Kennzahlen nahezu identische Betriebsparameter aufweisen. Aus den gefundenen Erkenntnissen werden jeweils die emissionstechnisch positiven Fahrweisen abgeleitet.

Der eingehenden Analyse der Messdaten bezüglich des Emissionsverhaltens schließt sich die Vorstellung der Simulationsergebnisse an. Es werden Maßnahmen zur Stützung der Dampftemperaturen, insbesondere der HZÜ-Temperatur, vorgestellt. Der Einfluss auf die Dampftemperaturen im niedrigen Teillastbetrieb wird zunächst anhand einer Variation des Anteils der FWL aus TBK untersucht. Es folgen Betrachtungen, wie sich die Installation einer kalten bzw. heißen Rauchgasrezirkulation auf den Kraftwerksprozess auswirkt. Beide Rezirkulationsvarianten werden im Hinblick auf den elektrischen Nettowirkungsgrad miteinander verglichen. Darüber hinaus wird sich der Problematik der steigenden Sichtertemperatur im Teillastbetrieb angenommen. Dies umfasst die Untersuchungen, welche Auswirkungen eine Integration der Rauchgasrezirkulation in die Rauchgasrücksaugeschächte hätte und inwiefern dies eine weitere Lastabsenkung zulassen würde.

Auf Basis der gefundenen Ergebnisse der NO_x -Emissionsanalyse werden schließlich Kombinationsmöglichkeiten abgeleitet, mit denen der NO_x -Grenzwert auch im niedrigen Teillastbetrieb eingehalten werden kann. Die gefundenen Vorschläge für eine emissionstechnisch bessere Fahrweise werden daraufhin in einer Testfahrt geprüft. Abgeschlossen wird mit einer Überprüfung der Umsetzbarkeit einer Rauchgasrezirkulation bei einer Sauerstoffzahl von 1,15 sowie einer Diskussion, zu welchen Ergebnissen eine Kombination der Low- NO_x -Fahrweise mit Rauchgasrezirkulation führen würde.



2 Stand der Technik

In diesem Kapitel wird sich der theoretischen Betrachtung der im Teillastbetrieb auftretenden Probleme gewidmet. In Kapitel 2.1 wird das Teillastverhalten der Feuerung und des Verdampfers beschrieben sowie auf Dampferzeugerbetriebsweisen eingegangen. Es folgt die theoretische Erklärung der Bildung und Reduktion von NO_x sowie eine Vorstellung von Primärmaßnahmen zur Emissionsminderung. Abgeschlossen wird das Kapitel mit der Erklärung der im Teillastbetrieb sinkenden Dampftemperaturen sowie der Vorstellung von Gegenmaßnahmen zur Stützung der Dampftemperaturen.

2.1 Teillastverhalten kritischer Komponenten

Als kritische Komponenten werden jene verstanden, die in ihrer Last nicht beliebig abgesenkt werden können bzw. bei zu starker Lastabsenkung Schaden nehmen könnten. Bestehende RBK-Kraftwerke können ohne weitere Maßnahmen derzeit zwischen 100 % und ca. 50 % [11] der FWL betrieben werden. Als lastbegrenzend haben sich hier insbesondere die Feuerung, die Wasser-Dampf-Seite und der Turbosatz herausgestellt. Im Rahmen der hier getätigten Ausführungen wird sich auf den Betrieb der Feuerung sowie des Verhaltens der Wasser-Dampf-Seite im Teillastbereich beschränkt.

2.1.1 Feuerungen bei Rohbraunkohlekraftwerken und deren Teillastverhalten

Bei staubbefeuerten RBK-Kraftwerken kommen in der Regel Schlagradmühlen zur Zerkleinerung der vorgebrochenen Rohbraunkohle zum Einsatz. Eine Besonderheit bei der Verbrennung von Braunkohlen stellt dabei der hohe Wassergehalt von bis zu 60 % dar. Um diesen hohen Wassergehalt auf ca. 15 – 20 % Restfeuchte zu reduzieren [14], ist ein hoher Wärmebedarf für die Trocknung vonnöten. Bei RBK-Kraftwerken wird der Wärmebedarf durch eine Rücksaugung von heißen Rauchgasen am oberen Ende des Feuerraumes bereitgestellt. Abbildung 7 zeigt den Aufbau einer gesamten Mahltrocknungsanlage, die Schlagradmühle wird in Abbildung 9 im Detail dargestellt. Ferner werden in Abbildung 8 die Verläufe des Rohwassergehalts, der Gastemperatur und des Gasvolumenstroms in Abhängigkeit von den einzelnen Mahltrocknungsschritten gezeigt.

Die Rohkohle wird nach Abbildung 7 über Zuteiler in den Kohlefallschacht gegeben und bereits dort durch die rückgesaugten Rauchgase vorgetrocknet (siehe Abbildung 8). Im Vollastbetrieb beträgt die Rauchgastemperatur am Feuerraumende ca. 1000 °C – 1150 °C

[15], sie wird mit Primärluft am Rauchgasrücksaugkopf auf Temperaturen $< 850\text{ °C}$ gemischt. Durch die Vortrocknung im Kohlefallschacht nimmt die Temperatur auf ca. 600 °C am Eintritt in die Schlagradmühle ab. Beide Temperaturangaben werden durch die Steuerung der Primärluftmengen eingehalten, um die Materialien keinen Übertemperaturen auszusetzen [14].

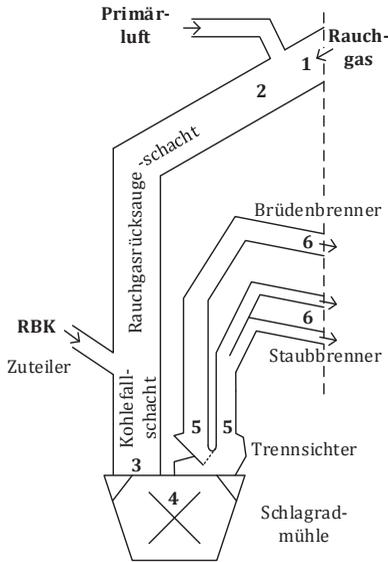


Abbildung 7: Aufbau einer Mahltrocknungsanlage nach [14, 16]

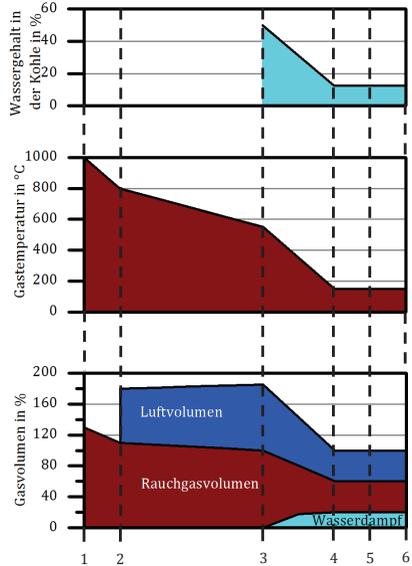


Abbildung 8: Zustandsgrößen einer RBK-Mahltrocknungsanlage nach [14, 17]

Der prozentuale Großteil der Trocknung sowie die eigentliche Mahlung von einer mittleren Korngröße von ca. $70\text{ mm} - 100\text{ mm}$ auf ca. $0\text{ mm} - 1\text{ mm}$ [18, 19] erfolgen in der Schlagradmühle (siehe Abbildung 9), bevor der Kohlenstaub nach Sichtung mit Hilfe des Traggases zu den Staubleitungen gefördert wird.

Der Temperaturbereich des Gases am Sichteraustritt ist kohleabhängig zwischen ca. 120 °C und ca. 180 °C zu halten. Der untere Wert sollte übertroffen werden, um ein Versacken der Schlagradmühle bzw. bei sehr viel niedrigeren Temperaturen auch die Bildung von Kondenswasser zu vermeiden. Oberhalb von ca. 180 °C könnte sich der Brennstaub entzünden, was unbedingt vermieden werden muss [14].