

Kaiser, M.; Neuroth, M. (2019)

**Herausforderungen bei der Nutzung fossiler
und junger Biomassen**

In: Beckmann, M. und Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2019
Power Plant Technology, Freiberg: SAXONIA Standortent-
wicklungs und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2019
S. 543-556

Herausforderungen bei der Nutzung fossiler und junger Biomassen

Autoren:

CheMin GmbH, Augsburg: Dipl.-Ing. (FH) Marie Kaiser
RWE Power AG, Bergheim-Niederaußem, Dr. rer. nat. Manuela Neuroth

1.	Einleitung	1
2.	Charakterisierung fossiler und junger Biomassen.....	2
3.	Verhalten im Kessel – Wechselwirkungen von Brennstoff und Feuerung.....	4
3.1.	Fossile Biomassen.....	5
3.2.	Junge Biomassen	7
4.	Betriebliche Maßnahmen zur Optimierung.....	8
5.	Fazit	12
6.	Quellen	12

1. Einleitung

Die Eignung von Brennstoffen in gegebenen Kraftwerksprozessen ist im Wesentlichen durch deren mineralische Inhaltsstoffe geprägt. Anorganische Nebenkomponenten, oftmals in geringen Gehalten, können eine wesentliche Ursache für Verschmutzungs-/Verschlackungs-, Verschleiß- und Korrosionsprozesse darstellen.

Diese Prozesse beeinflussen ggf. erheblich die Verfügbarkeit, den Wirkungsgrad, die Reisezeit und die Instandhaltungsaufwendungen und somit die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerkstandortes.

Der vorliegende Beitrag wurde gemeinschaftlich von der CheMin GmbH und dem Bereich Forschung- und Entwicklung der RWE Power AG angefertigt. Dieser Zusammenschluss ist zielführend, da beide Partner über einen hohen Erfahrungsschatz auf dem Gebiet der Hochtemperaturreaktionen bei chemisch-komplexen Brennstoffen verfügen. Bei RWE Power liegt der Schwerpunkt auf dem optimierten Einsatz von Braunkohlen (teilweise auch in Co-Feuerung mit Ersatzbrennstoffen bzw. jungen Biomassen) in heutigen Verbrennungskraftwerken sowie zukünftigen Konversionsanlagen, bei der CheMin auf beratenden und gutachterlichen Tätigkeiten für unterschiedlichste Kraftwerke und thermochemische Prozesse im Allgemeinen, wobei hierbei meist Biomassen und Abfälle im Fokus stehen.

Im Hinblick auf sich verändernde Rahmenbedingungen für konventionelle Kraftwerke und die damit einhergehenden Brennstoffvariationen sowie veränderten verfahrenstechnischen Randbedingungen ergeben sich für Kraftwerksbetreiber stetig neue Herausforderungen bei der Nutzung fossiler und junger Biomassen.

2. Charakterisierung fossiler und junger Biomassen

Für die energetische Nutzung von fossilen und jungen Biomassen sind vor allem die elementaren Zusammensetzungen, d. h. die chemisch-stofflichen Eigenschaften, sowie die brennstofftechnischen und physikalisch-mechanischen Eigenschaften von Bedeutung. [1] [2]

Dabei wird bei den chemisch-stofflichen Eigenschaften unterschieden zwischen:

- Hauptelemente: Kohlenstoff, Wasserstoff und Sauerstoff; im Wesentlichen für den Heizwert des Brennstoffs verantwortlich
- Nebenelemente: Stickstoff, Kalium, Magnesium, Natrium, Calcium, Phosphor, Schwefel, Silizium, Aluminium, Eisen, Chlor und Brom
- Spurenelemente: Schwermetalle (je nach Provenienz stark schwankend)

Bei den brennstofftechnischen Eigenschaften handelt es sich z. B. um den Wassergehalt, den Heizwert oder den Aschegehalt, bei den physikalisch-mechanischen Eigenschaften um z. B. die Stückigkeit, die Textur (Faserigkeit), das Anbackverhalten in Förderorganen oder die Dichte.

In dem vorliegenden Beitrag liegt der Fokus auf den chemisch-stofflichen Eigenschaften und hierbei besonders auf den Nebenelementen, da diese bei thermo-chemischen Prozessen zu einer Reihe von unerwünschten Phänomenen wie Verschlackung und Korrosion führen können. Besonders die Nebenelemente der jungen Biomassen, aber auch der Braunkohlen, sind je nach Brennstoff in stark unterschiedlichen Gehalten und – wesentlich für das Kesselverhalten – unterschiedlichen Bindungsformen vertreten. Steinkohlen hingegen zeigen eine verhältnismäßig gleichmäßige Zusammensetzung.

In den Diagrammen der Abbildung 1 wird deutlich, dass die Kohlen – besonders Braunkohlen – im Vergleich zu den jungen Biomassen deutlich mehr Schwefel aufweisen. Chlor und Kalium hingegen werden überwiegend in den jungen Biomassen nachgewiesen, wobei die Gehalte stark schwanken können. Natrium ist insgesamt nur sehr untergeordnet vertreten, kommt aber in manchen Lagerstätten, wie Hambach im Rheinischen Revier, in Größenordnungen bis etwa 1.400 ppm (roh) vor. Kalium ist wiederum oft in Kombination mit Aluminium, Silizium und Titan in tonhaltigen Kohlen enthalten.

Aluminium, Silizium und untergeordnet auch Eisen zeigen bei den Kohlen auffällig erhöhte Gehalte, im Falle der jungen Biomasse ergibt sich lediglich für das Element Silizium bei einzelnen Brennstoffen eine leichte Erhöhung.

Calcium findet sich sowohl in den Braunkohlen als auch in den jungen Biomassen insgesamt in einer hohen Varianz.

Für **Steinkohlen** ergibt sich insgesamt eine nur geringe Schwankungsbreite in den dargestellten Elementen.

Die dargestellten **Braunkohlen** hingegen zeigen stark schwankende Zusammensetzungen, abhängig von der regionalen Lage des Tagebaus und den lokal unterschiedlichen geologischen Randbedingungen.

So ergeben sich z. B. in gleicher Weise für die rheinischen Braunkohlen (nicht dargestellt in Abbildung 1) [8], trotz der regionalen Nähe der Tagebaue, erhebliche Unterschiede in der Anzahl, Mächtigkeit und Ausbildung der Flöze sowie ihrer Sedimentkontakte, was zu zum Teil großen Unterschieden in ihrer Zusammensetzung führt. Diese sind zum einen auf unterschiedliche geologische Absenkungshistorien, zum anderen auf die regionale Lage der Tagebaue (unterschiedliche Einflüsse durch Nordsee, Flüsse, erzführende Lagerstätten) zurückzuführen. Die nichtbrennbaren Bestandteile der rheinischen Braunkohlen werden durch die auch in der obersten Erdkruste wichtigsten Elemente Silizium, Aluminium, Eisen, Calcium, Magnesium, Kalium, Natrium, Schwefel sowie Sauerstoff hinreichend gut charakterisiert, hinzu kommen

untergeordnet Gehalte an Titan, Mangan, Barium, Strontium, Phosphor sowie sehr geringe Gehalte an Halogenen.

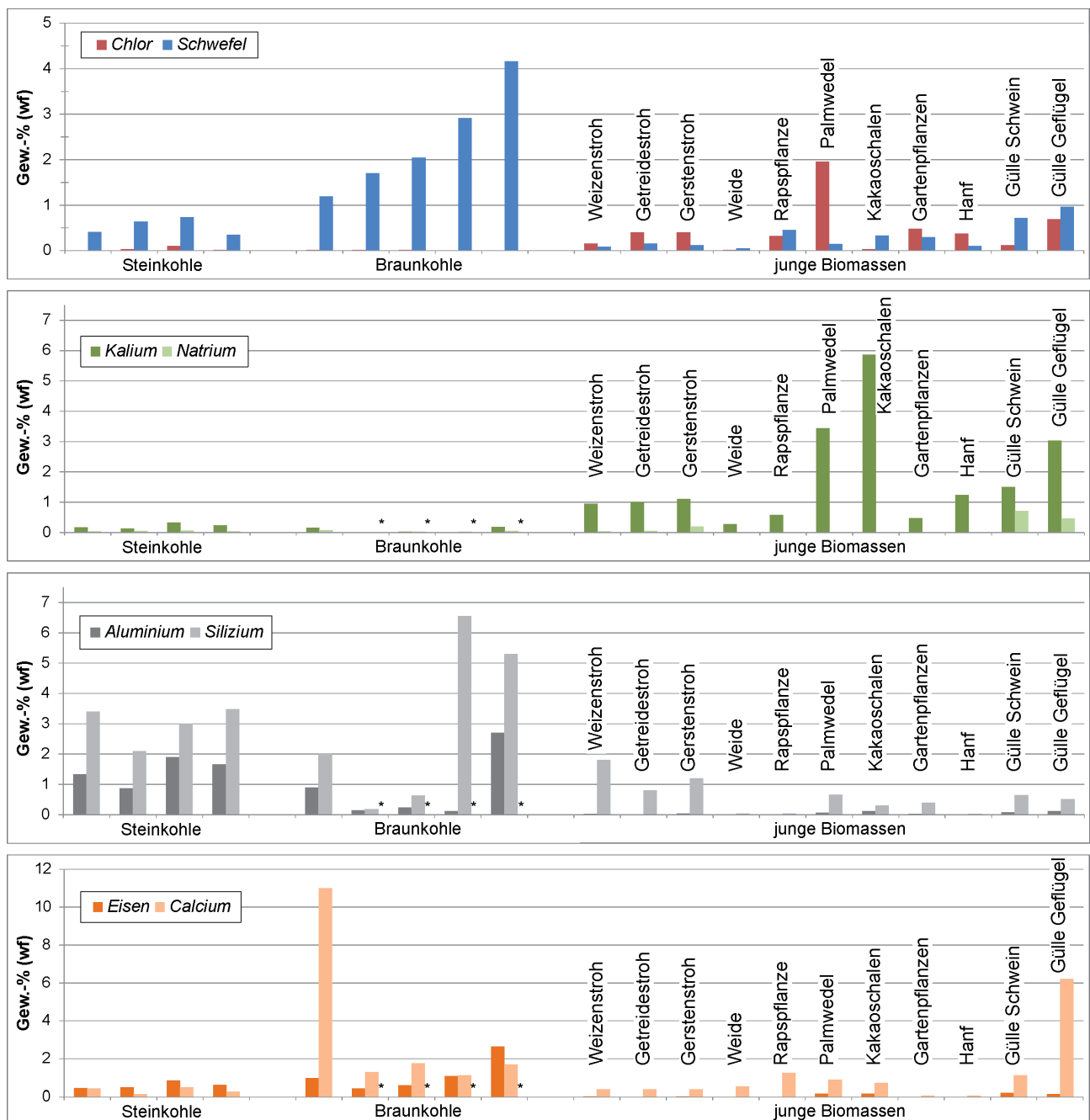


Abbildung 1: Brennstoffanalysen ausgewählter Elemente, bezogen auf den getrockneten Brennstoff. Eine Ausnahme stellen die Elementanalysen, markiert mit *, dar. Diese beziehen sich auf den Rohzustand der Brennstoffprobe ohne vorherige Trocknung. [3] [4] [5] [6] [7]

Die Elemente sind teilweise an die organische Pflanzensubstanz der Braunkohlen (insbesondere Natrium, Calcium, Magnesium), teilweise aber auch an mineralische Kontaktsedimente oder Zwischenmittel (im Wesentlichen Silizium, Aluminium, Kalium, Titan) gebunden. Manche Elemente wiederum wie Eisen, Aluminium oder Schwefel können sowohl organisch als auch anorganisch gebunden vorliegen.

Aufgrund des regional weitgehenden Fehlens erzführender Lagerstätten sind die Gehalte an Bunt- und Schwermetallen ausgesprochen gering.

Pflanzliche junge Biomassen setzen sich ähnlich wie die Braunkohlen aus biologischen Gründen zwingend aus einer Vielzahl chemischer Elemente zusammen. Insgesamt ist die Zusammensetzung je nach Art, Herkunft und Standort als stark unterschiedlich einzustufen (Abbildung 1).

Als Biomassen im erweiterten Sinne gelten sowohl a) aufbereitete und damit stofflich veränderte pflanzliche Rohstoffe als auch b) durch ihre vorherige Nutzung verunreinigte Energierohstoffe wie Althölzer oder c) Organik enthaltende Ersatzbrennstoffe/Produktionsreststoffe wie z. B. Klär- oder Papierschlämme. Hier kann es – je nach Herkunft und Verwendungszweck bzw. Produktionsstandort – neben den oben genannten Hauptelementen zu verfahrenstechnischen sowie aus Sicht auf die Umwelt einflussnehmenden, relevanten Anteilen an Schwer- bzw. Buntmetallen (Blei, Kupfer, Zink, Chrom, Cadmium, ...) kommen.

Aus Sicht von Korrosions- und auch Verschlackungsprozessen bei der thermischen Verwertung von Biomassen (fossil wie auch rezent) sind die Elemente Kalium, Chlor, Schwefel und auch Schwermetalle von besonderem Interesse und werden im Folgenden in Bezug auf ihren Ursprung eingeordnet [1].

Kalium liegt geogen bedingt im Boden als Feldspat, Glimmer oder Tonmineral vor und wird durch Verwitterungsprozesse der Gesteine für die Pflanze verfügbar. Ein weiterer Pfad ist der Eintrag dieses Elements durch den Menschen, z. B. durch Düngung.

Die Relevanz für Korrosionsprozesse ergibt sich beispielsweise dadurch, dass bei der Verbrennung gasförmige Kaliumchloride oder andere flüchtige Verbindungen gebildet werden können, welche bei Abkühlung an Wärmetauscherflächen kondensieren und dort den Prozess der Hochtemperaturchlorkorrosion ermöglichen.

Auch Verschmutzungs- und Verschlackungsprozesse können durch dieses Element verstärkt werden, da Kalium sich schmelzpunktniedrigend in Aschen auswirkt.

Chlor wird anthropogen über z. B. Dünger, Pestizide oder Streusalz oder auch marin über das Meerwasser (Küstenmoore, Gischt) / die Seeluft in den Boden und in die Pflanze eingetragen. Chlor ist wesentlich verantwortlich für mögliche Korrosionsprozesse.

Schwefel kann entweder als Sulfat aus dem Boden (Sulfatassimilation) oder aus der Luft als Schwefeldioxid von der Pflanze aufgenommen werden. Schwefel kann indirekt zu einer Erhöhung der Korrosion beitragen, indem die bei der Verbrennung entstehenden Gase SO_2 und SO_3 die vorhandenen Alkalichloride sulfatieren und somit das Chlor für Korrosionsprozesse wieder verfügbar machen. Des Weiteren sind durch Kombination von Alkali-Erdalkali-Sulfaten und Chloriden niedrigschmelzende und chemisch korrosiv und/oder gefügeverdichtend wirkende Mischschmelzen möglich.

Schwermetalle sind in naturbelassenen Biomassen nur sehr untergeordnet vertreten und somit normalerweise an Korrosionsprozessen nicht wesentlich beteiligt. Im Gegensatz dazu spielen besonders Blei und Zink in Althölzern eine entscheidende Rolle und sind oftmals federführend bei verstärktem Korrosionsangriff, z. B. in Form flüchtiger chloridischer Verbindungen und ihrer Schmelzen.

Insgesamt gilt, dass Korrosion durch den Eintrag von erosiven Komponenten, wie z. B. quarzsandhaltigem Bodenmaterial, welches bei der Ernte in den Biomassebrennstoff oder beim Abbau der Kohle aus dem Tagebau mit eingetragen wird, verstärkt werden kann.

3. Verhalten im Kessel – Wechselwirkungen von Brennstoff und Feuerung

Wesentliche Voraussetzungen für anhaftende Salz-Asche-Beläge sind a) die Bildung von Flüssigphasen durch Überschreitung von Sinter- oder Schmelztemperaturen in heißen Kesselzonen oder b) die Rückkondensation von Salzen, entsprechend ihrer Sättigungszustände, welche bei

der Verbrennung gasförmig im Kessel freigesetzt wurden und in kälteren Bereichen, zum Teil lokal recht begrenzt, kondensieren können.

Die klebrigen Beläge können zusätzlich mit dem Rauchgasstrom antransportierte inerte Partikel aufnehmen und so zu massiven Verschmutzungen führen bzw. bei entsprechender Zusammensetzung einen korrosiven Angriff hervorrufen.

Grob eingeordnet gilt: Kohle neigt grundsätzlich eher zu Verschlackung und Verschmutzung, Biomasse zu Korrosion oder in Kombination mit Kohle zu Verschlackung (Schmelzpunktniedriger).

Verallgemeinert lassen sich im Vergleich zwischen fossilen und jungen Biomassen die folgenden Unterschiede darstellen.

3.1. Fossile Biomassen

Steinkohlen

Aufgrund von geologischen, gewinnungs- und auch aufbereitungstechnischen Gründen ergibt sich eine im Wesentlichen alumosilikatisch dominierte Aschezusammensetzung mit entsprechend erst bei höheren Temperaturen (meist deutlich über 1.200 °C) einsetzender Tendenz zur Schlackebildung bei vergleichsweise geringer Neigung zur Belagsbildung in kälteren Bereichen des Rauchgasstroms.

Braunkohlen

Im Gegensatz zu Steinkohlen ergibt sich aufgrund von geologischen sowie gewinnungstechnischen Gründen eine deutlich variable zusammengesetzte Asche, die je nach marinen oder fluviatilen Einflüssen bei der Braunkohlenbildung tonig-alumosilikatisch, quarzsandig und/oder Alkali-/Erdalkali-sulfatisch sein kann. Hinzu kommen eisenhaltige Verbindungen, wie Sulfide, Carbonate oder Oxide.

Folglich können Braunkohlen je nach ihrer Provenienz ab bestimmten Temperaturen und sich durch ihre Inhaltsstoffe ergebenden Base-Säure-Verhältnissen und Alkali-Schwefel-Gehalten sowohl zur Verschlackung, Versinterung als auch zur lockeren Verschmutzung neigen.

Beim Einsatz von Braunkohlen im Kraftwerkskessel (hier muss zwischen Wirbelschicht- und Staubfeuerungen – Verbrennungstemperaturen 800 °C - 900 °C bzw. 1.300 °C - 1.400 °C – unterschieden werden, wobei im Folgenden auf Letztere eingegangen wird) kommt es nach Eintritt des in den Schlagradmühlen gemahlene Brennstoffes in die Brennkammer zu einer Vielzahl physikalisch-chemischer Reaktionen.

Der Mineralbestand der Braunkohlen (gilt auch grundsätzlich für andere mineralhaltige Brennstoffe) unterliegt als erstes einer stofflichen Separation durch strömungs- und schwerkraftbedingte Sichterwirkung des Kessels, was zum Beispiel zu einer Abzweigung der gröberen Quarzsandfraktion in den Kesseltrichter führt. Das somit an SiO₂ abgereicherte ascheführende Rauchgas durchläuft nun einen starken Temperaturgradienten, in dem die Mineralstoffe – je nach thermisch-chemischer Stabilität – zahlreichen Reaktionen wie Zersetzung, Aufschmelzung, Verdampfung oder Kondensation unterliegen. Es kommt beim Auftreffen der unterschiedlich haftfähigen Partikel und Gasbestandteile dann zu deren Niederschlag im Temperaturfeld des Kessels, welches nicht nur axial, sondern auch radial starke Differenzen aufweist. Infolge dessen kommt es ähnlich wie bei der Lagerstättenbildung in der Natur zur Ausbildung thermochemischer Milieuzonen, die sich gemäß Abbildung 2 in die beiden Hauptzonen der alumosilikatischen Verschlackung und Alkali-/Erdalkali-sulfatischen Versinterung/Verschmutzung unterteilen lassen [9].

Die beiden Milieuzonen (Abbildung 2) erlauben eine Unterscheidung

1. des Hochtemperaturbereiches der Brennkammer, der Unterseite des ersten Bündelwärmetauschers am Feuerraumende sowie des Trichterbereiches und der Rauchgasrücksaugschächte vom
2. Mittel- bis Niedertemperaturbereich der nachgeschalteten Heizflächenpakete bis zum Luftvorwärmer (Luvo).

Thermochemische Milieuzonen abgelagerter Aschen (schematisch-vereinfacht)

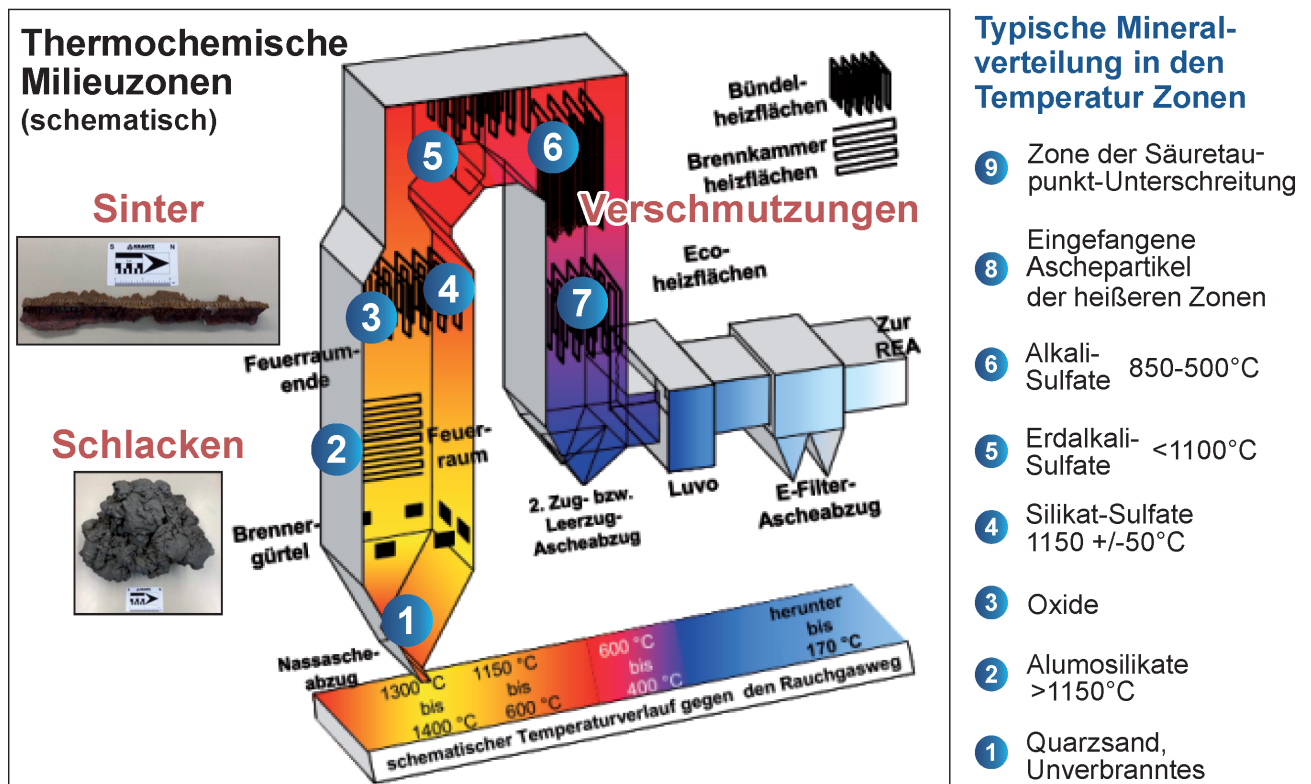


Abbildung 2: Schematische Darstellung zur Ausbildung von thermochemischen Milieuzonen in einem Braunkohlenstaub-gefeuerten Kraftwerkskessel; ergänzt nach [10]

Bei RWE Power wurden seit vielen Jahren unzählige Verbrennungsanlagen systematisch beprobt, analytisch ausgewertet und die den verschiedenen Temperaturzonen zuzuordnenden Belagsbildungsmechanismen zumindest für die rheinischen Braunkohlen [9] und viele Steinkohlen eindeutig identifiziert. Seit einigen Jahren wurden diese Untersuchungen auch auf mit reinen Biomassen oder Kohle-Biomasse-Mischungen befeuerte Kessel ausgedehnt.

Die so erlangten Erkenntnisse wurden in ein Kohlesortengewinnungs- und Zuteilungskonzept zu den jeweils bestgeeignetsten Anlagen sowie betriebliche Regeln für die störungsfreie Verfeuerung umgesetzt.

3.2. Junge Biomassen

Biomassen im eigentlichen Sinne sind pflanzliche Energierohstoffe ohne weitergehende, ihre stofflichen Eigenschaften verändernden Aufbereitungsschritte.

Die Zusammensetzung ihrer Aschen [1] [8] kann noch variabler sein als die der Braunkohlen. Begründen lässt sich dies im Wesentlichen durch die Art der zugrunde liegenden Pflanzen, deren Standorte, Düngungsverhältnisse, Pflanzenteile und Erntezeiten (Kapitel 2).

Die Verbrennung von naturbelassener Biomasse in Form von Holzpellets stellt in den meisten Fällen kein Risiko hinsichtlich Korrosion und Verschmutzung dar. Wird diese Biomasse allerdings marinen oder auch anthropogenen Einflüssen ausgesetzt, kann es zur Einbindung von Nebenkomponenten kommen, welche diese Prozesse in Gang setzen können. Ebenso sind neue Brennstoffströme, wie schnell nachwachsende Biomasserohstoffe oder auch Biomasse-Abfallströme, wie z. B. Rückstände aus der Zuckerherstellung oder Kakaoproduktion, zunehmend im Fokus der Energieerzeuger. Diese Brennstoffe sind bekannt dafür, eine lokal stark unterschiedliche Belagsbildung zu induzieren, welche einen großen Einfluss auf das Korrosions- und allgemeine Verschmutzungsverhalten im Kessel haben kann.

Sie können neben Alkali-Erdalkali-Silikaten und -Alumosilikaten, unterschiedlichste Oxide, Sulfate, Chloride, Carbonate und Phosphate enthalten, wobei gegenüber den Kohlen oft Kalium, Chlor und Phosphor in erhöhten Anteilen vorliegen. Dies bedeutet, dass es bei der Biomasseverbrennung je nach Brennstoffart zu Verschlackungsreaktionen in der heißen Verbrennungszone, zur Versinterung im Mitteltemperaturbereich sowie im kälteren Bereich infolge von Kondensation flüchtiger Verbindungen zur Bildung klebrig-korrosiver Beläge kommen kann.

Biomassen im erweiterten Sinn können aufgrund ihrer möglicherweise erhöhten Gehalte an Schwermetallen und Buntmetallen teilweise sowohl leicht schmelzende bis flüchtige Verbindungen bilden und somit sowohl ansatzbildende als auch korrosionsfördernde Reaktionen auslösen.

Im nachfolgenden Beispiel, dargestellt in Abbildung 3, ist ein korrosiv geschädigtes Rohr aus einem Biomassekraftwerk abgebildet, als Brennstoff wird hier Naturholz eingesetzt. Aufgrund der geogenen Gegebenheiten am Entstehungsort des Naturholzes wird als Teilstrom ebenfalls Bodenmaterial mit dem Brennstoff mit aufgenommen. Diese Kombination des Brennstoffs (mit hohem Gehalten an Kaliumchlorid) und des mit aufgenommenen Bodenmaterials (bestehend u. a. aus Calciumcarbonaten) ergibt einen fest anhaftenden klebrigen Belag am Rohr, welcher ein Mikromilieu an der aktiven Reaktionsfront entstehen lässt. Als Korrosionsmechanismus ergibt sich Hochtemperaturchlorkorrosion. Sicher nachweisen lässt sich dies nur mithilfe eines trocken präparierten Querschnitts des Belages inkl. Rohrmaterial, um die rohrnächste Schicht durch die Beprobung und Präparation nicht zu verlieren. [11]

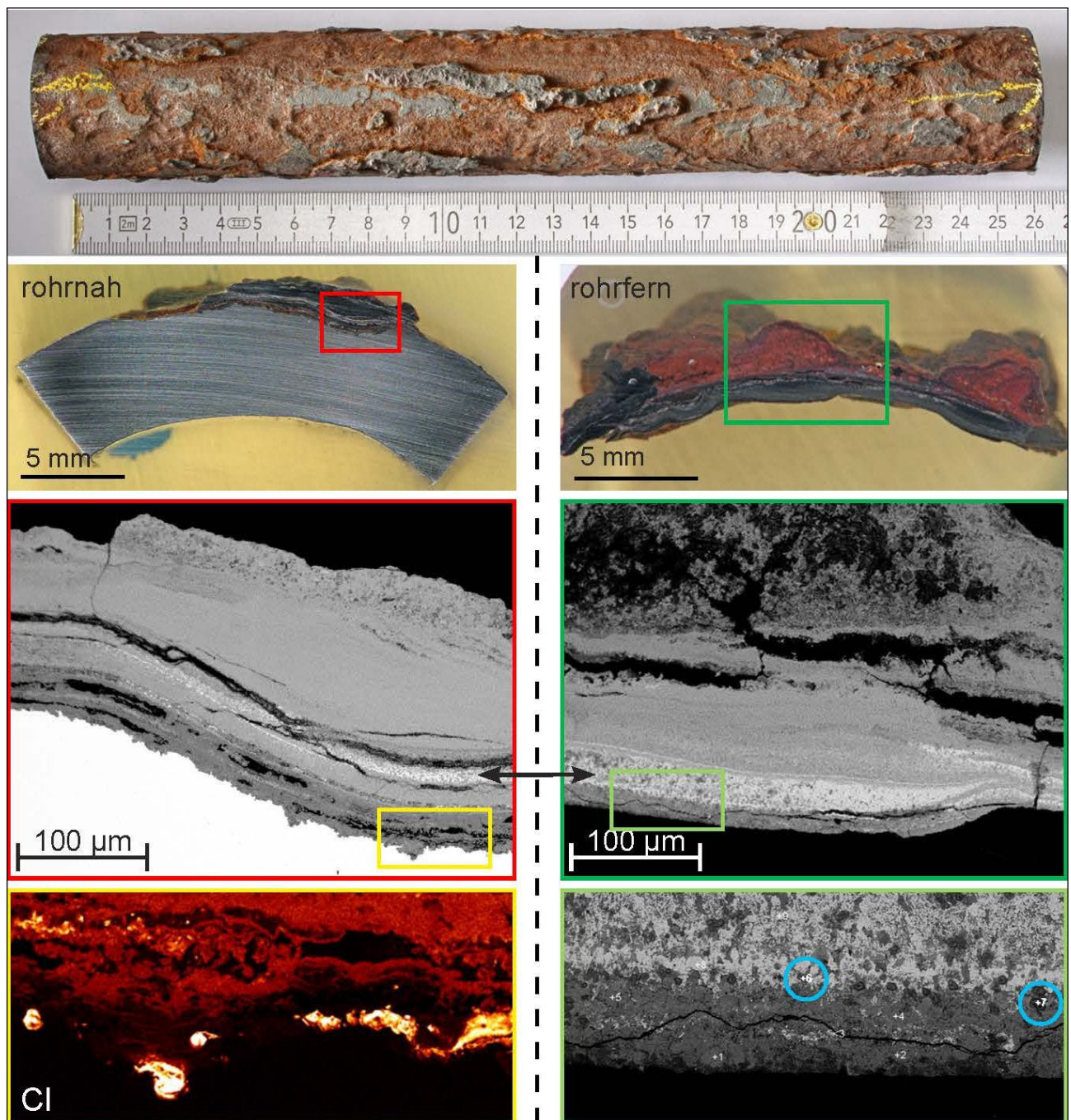


Abbildung 3: Korrosiv geschädigtes Rohrmaterial, beprobt in einem Biomassekraftwerk. Im Vergleich sind zwei Schnitte, links durch Belag und Rohrwerkstoff, rechts nur durch den aufliegenden Korrosionsbelag, dargestellt. Rohrnah – unmittelbar in Kontakt mit dem Rohrwerkstoff – lässt sich Chlor in hohen Konzentrationen als Korrosionsaggressor nachweisen (Elementverteilungsbild links unten). Die Belagsprobe zeigt deutlich geringere Chlorgehalte, da die rohrnächste Schicht fehlt (zweite Bildreihe von unten), lokale Chloranreicherung (blaue Markierungen im Rückstreuungselektronenkontrast-Bild rechts unten)

4. Betriebliche Maßnahmen zur Optimierung

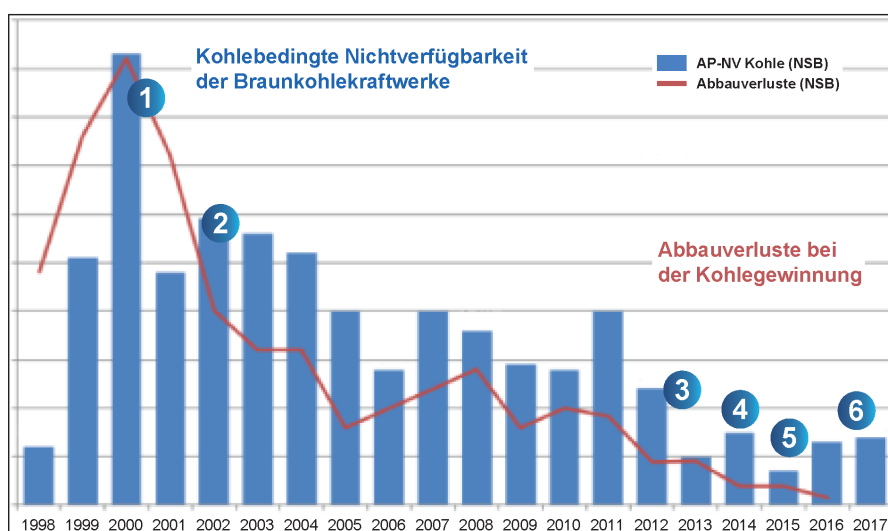
Für die betriebliche Optimierung ist es wesentlich, die im Kessel stattfindenden Prozesse mithilfe eines Korrosions- und Verschmutzungsmonitorings zu begleiten. Denn nur, wenn man weiß, womit man es zu tun hat, kann man auch gezielt reagieren.

Erster Schritt zur Optimierung des Betriebsverhaltens bei rheinischen Braunkohlenkesseln war die Unterteilung der Lagerstätten in separat gewinnbare Kohlesorten definierten thermochemischen Verhaltens. Der Weg hierzu erfolgte über immer weiter verfeinerte Schnittvorgaben bei der Kohlegewinnung, über die sich z. B. hinsichtlich des Belagsbildungsverhaltens unterscheidbare Qualitäten gewinnen lassen. Je nach dem Potenzial zur Bildung loser Verschmutzungen, verbackener Sinter oder durchgeschmolzener Schlacken werden diese Kohlesorten dann den dafür geeigneten Kesseln zugeführt, z. B. verschlackende Kohlen lassen sich in der Regel problemlos in niedertemperierten Wirbelschichtfeuerungen einsetzen. Zusätzlich wurden auf Basis von Laboruntersuchungen und FuE-seitig begleiteten Großkesselversuchen Vorgaben zu Feuerraumendtemperaturen, einzustellenden Aschegehalten oder Regeln für das Mischen von Kohlen erarbeitet.

Um die gewonnenen Kohlequalitäten bzgl. ihrer chemisch-mineralogischen Inhaltsstoffe zu kontrollieren und bei Bedarf betrieblich reagieren zu können, sind neben den vorhandenen, aus Bohrungen ermittelten, Lagerstättendaten Stoffinformationen zu den an die einzelnen Kraftwerksblöcke gelieferten Kohlen notwendig.

Dies erfolgt im Rheinischen Braunkohlenrevier mithilfe der Kohle-Online-Analytik mit den wesentlichen Zielen der Gewährleistung einer möglichst hohen Kesselverfügbarkeit bei gleichzeitiger Minimierung der Abbauverluste in den Tagebauen (Abbildung 4). Zur Untersuchung der auf Förderbändern transportierten Rohbraunkohle sind zurzeit verschiedene Techniken im Einsatz bzw. in Erprobung [9].

In Summe wurde durch die verschiedenen Maßnahmen bei Gewinnung, Zuteilung und Verbrennung der Braunkohlen eine fast vollständige Lagerstättennutzung bei gleichzeitig sehr niedriger kohlequalitätsbedingter Nichtverfügbarkeit der Kraftwerkskessel erreicht.



Mineralogisch begründete Maßnahmen:

- 1 Aushalten von Kontaktsedimenten
- 2 Einführung differenzierter Schnittvorgaben für die Kohlegewinnung mit kontinuierlicher Verfeinerung
- 3 Umstellung auf höhere Garzweiler- zu Hambach-Verhältnisse
- 4 Anhebung der Aschegehalte in Mischkohlen (Absenkung B/S)
- 5 Einführung maximal zulässiger Feuerraumendtemperaturen
- 6 Geringfügige Absenkung der Aschegehalte in Mischkohlen zur Reduzierung des Verschleißes

Abbildung 4: Entwicklung der Lagerstättennutzung und kohlebedingten Nichtverfügbarkeit der rheinischen Braunkohlenkraftwerke; ergänzt nach [10]

Aus Sicht der Autoren sind Verbrennungsversuche zur Charakterisierung der Brennstoffe im Vorfeld des großindustriellen Einsatzes zielführend.

Ebenso aussagekräftig sind (sofern beim Veraschen keine nennenswerten Gehalte an flüchtigen Inhaltsstoffen, wie Chloride, ausgetrieben werden) Versuche zur Charakterisierung des thermochemischen Reaktionsverhaltens mineralischer Brennstoffbestandteile, die z. B. in Form von Mineralphasenanalysen an erhitzten Kohleaschen oder mithilfe der Insitu-Hochtemperatur-Röntgenbeugung sowie der Impedanzspektroskopie durchgeführt werden können. [8] [10] [12] [13]

Elementaranalysen zu den Brennstoffen sind oftmals keine ausreichende Informationsgrundlage, um die Prozesse im Kessel charakterisieren zu können. Diese Verbrennungsversuche können entweder in Versuchsanlagen oder direkt im Kraftwerk stattfinden. Für diese Zwecke hat CheMin Sonden eigenentwickelt und patentiert. Einen Einblick in die Funktionsweise der Sonden gibt Abbildung 5. Diese Sonden dienen als temporäre Wärmetauscherflächen und ermöglichen es, stattfindende Korrosions- und Verschmutzungsprozesse auf dem Sondenrohr abzubilden. Die Sonden können im Nachgang zerstörend analysiert und trocken präpariert werden. Der große Vorteil liegt darin, dass Salze, welche unmittelbar an der Werkstofffront vorliegen und dort wirken, auf diese Weise analysiert werden können. CheMin bezeichnet diese Sonden als Temperatur-Range-Probes (TRP). [14] [15] [16]

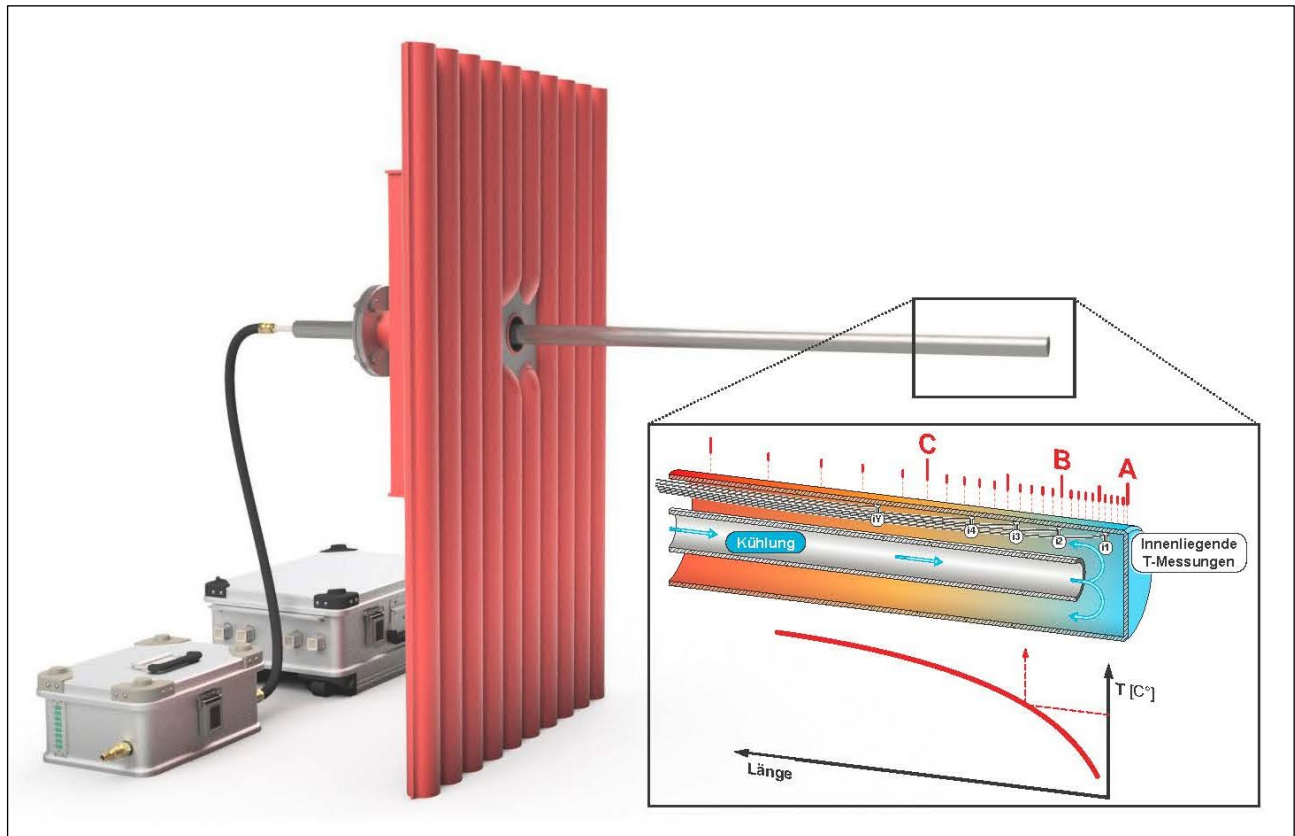


Abbildung 5: Funktionsprinzip der Temperature-Range-Probe; die Sonde wird im Rauchgasstrom installiert und auf den gewünschten Temperaturbereich gekühlt (steigende Temperatur von der Sondenspitze über die Länge, A bis C) und konstant geregelt

In Abbildung 6 ist ein Beispiel für den vergleichenden Einsatz dieser Sonden während Verbrennungsversuchen mit zwei unterschiedlichen Biomassen dargestellt. Die Beläge, welche sich bereits nach ca. 30 Minuten auf der gekühlten Sondenoberfläche abgeschieden haben, unterscheiden sich deutlich in ihrer Zusammensetzung. Wie in der Abbildung 6 erkennbar, setzt sich der Belag bei der Verbrennung der Biomasse A im Wesentlichen aus Kaliumchlorid und bei der Verbrennung der Biomasse B aus Kaliumsulfat zusammen. Biomasse A ist somit in Bezug auf potenzielle Korrosionsprozesse im Kessel als schwierig und Biomasse B als harmlos einzustufen.

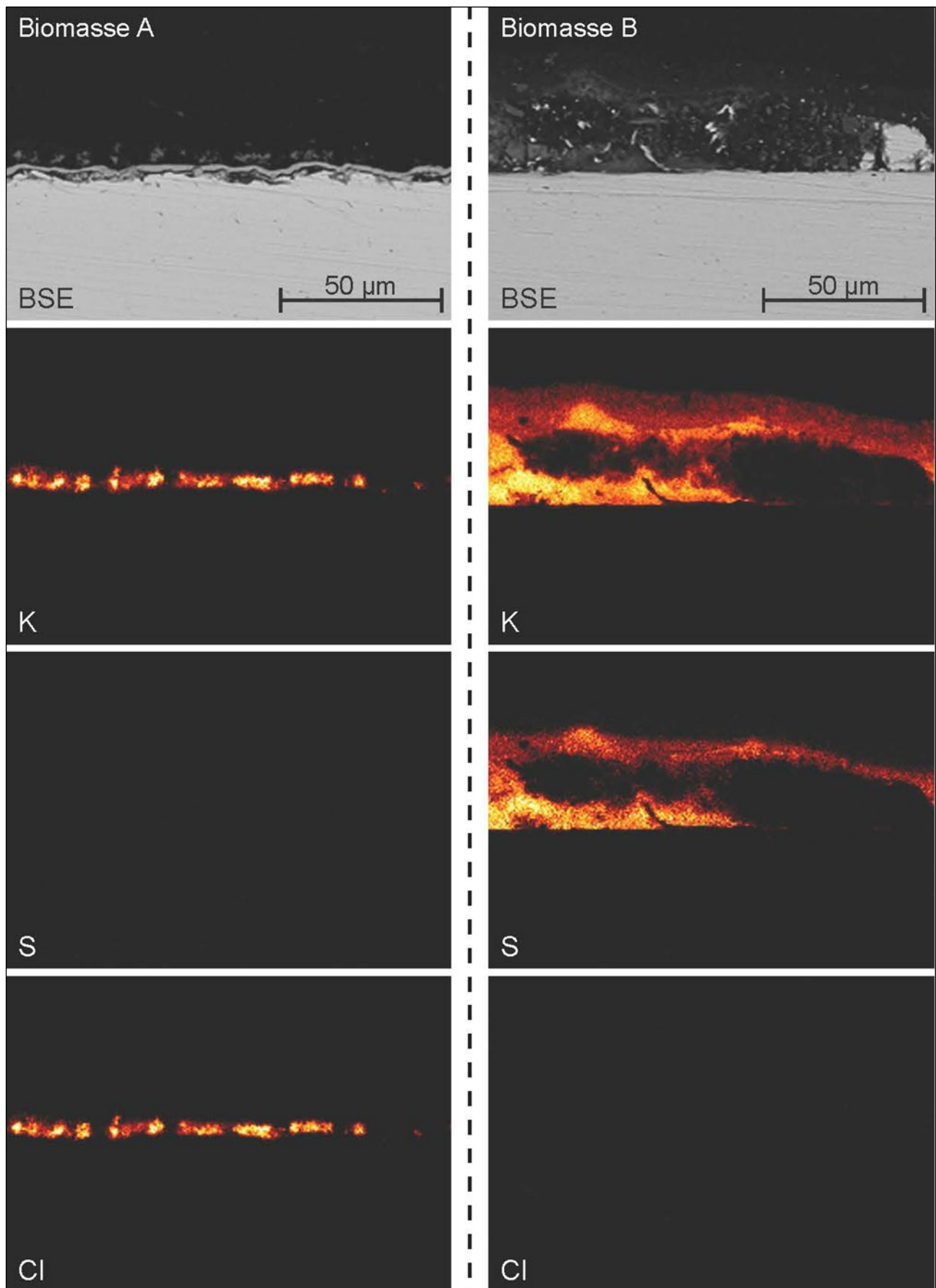


Abbildung 6: Vergleichende Darstellung der Belagsbildung bei der Verbrennung von zwei unterschiedlichen Biomassen

5. Fazit

RWE Power hat in den letzten Jahrzehnten das thermochemische Verhalten unterschiedlichster kohlenstoffstämmiger Energierohstoffe unter oxidierenden und reduzierenden Bedingungen untersucht. Es konnten für verschiedene Braun- und Steinkohlen sowie diverse unterschiedlich zusammengesetzte Biomassen eine Vielzahl rohstoffspezifischer, thermisch ausgelöster Mineralreaktionen und dabei entstehende Mineralphasen ermittelt werden, die für eine optimale Anpassung an den technischen Konversionsprozess bekannt sein müssen. Wichtig in diesem Zusammenhang ist zum Beispiel die Kontrolle des Belagsbildungsverhaltens, der korrosionsauslösenden Reaktionen von Aschen oder ihrer Schmelzen mit Werkstoffen oder auch der Viskosität bei Verfahren mit Flüssigascheabzug.

Als in der Praxis erfolgreiches Beispiel für die Optimierung der Anpassung von Brennstoffeigenschaften bezüglich ihres großindustriellen Verwendungszwecks ist die kesselspezifische Kohlequalitätsversorgung im Rheinischen Braunkohlenrevier zu nennen, die wesentlich auf der Gewinnung von nach ihrem Mineralbestand unterscheidbaren Sorten beruht. Diese trug mit zu einer nahezu vollständigen Lagerstättennutzung bei gleichzeitig hoher Kraftwerksverfügbarkeit bei.

Die dabei gewonnenen Erkenntnisse lassen sich bei entsprechender stofflicher Anpassung weitgehend auf das Verhalten anderer Energierohstoffe wie Biomassen oder Klärschlämme in großtechnischen Konversionsprozessen wie Verbrennung oder Vergasung übertragen.

Bei der CheMin liegt aufgrund ihrer nunmehr 20-jährigen betriebsunterstützenden und sachverständigen/gutachterlichen Tätigkeit viel Erfahrung im Bereich der Verbrennung verschiedenster Brennstoffe in unterschiedlichsten Kraftwerksanlagen vor. Dieser hohe Erfahrungsschatz und auch der Blick auf die spezifischen Brennstoffe mithilfe von gezielt durchgeführten Verbrennungsversuchen ermöglicht es CheMin, Betreibern, Erbauern und Lieferanten Unterstützung bei Fragen rund um die Nutzung und Optimierung beim Einsatz von fossilen und jungen Biomassen anbieten zu können.

In der Zusammenarbeit und im Austausch der RWE Power und der CheMin ergibt sich für die sich verändernden Herausforderungen im Markt, besonders in Bezug auf die Veränderung der eingesetzten Brennstoffströme, ein starker Hebel zur Verbesserung und Optimierung bestehender und neuer Prozesse.

6. Quellen

- [1] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H.: Grundlagen der thermo-chemischen Umwandlung biogener Festbrennstoffe. Energie aus Biomasse. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2016.
- [2] Müller, W.; Schneider, D.; Kaiser, M.; Brell, J.; Spiegel, W.; Pohl, M.: Fuel leaflets for the prevention of negative impact on the boiler from minor fuel constituents. In: VBG Power-Tech (2014), H. 7, S. 76-81, www.chemin.de.
- [3] Phyllis2 Datenbank. <https://phyllis.nl/> (Stand: 24.06.2019).
- [4] RWE, internal database.
- [5] CheMin, internal database.
- [6] Alakangas, E.: Properties of indigenous fuels in Finland. VTT Technology 272, Tampere 2016.

- [7] Hansen, L.; Nielsen, H.; Frandsen, F.; Dam-Johansen, K.; Horlyck, S.; Kalsson, A.: Influence of deposit formation on corrosion at a straw-fired boiler. In: Fuel Processing Technology (2000), H. 64, S. 189-209.
- [8] Neuroth, M.; Schüngel, M.; Saigge, M.; Dohrn, M.: Betriebliche Maßnahmen gegen Verschlackung und Verschmutzung von Wärmetauschern in rheinischen Braunkohlekraftwerkskesseln. In: VGB-PowerTech Journal (2018), H. 12.
- [9] Reinmöller, M.; Schreiner, M.; Guhl, Stefan; Neuroth, M.; Meyer, B.: Ash of various fuels: the role of the intrinsic distribution of ash species. In: Fuel (2019), H. 253, S. 930-940.
- [10] Neuroth, M.; Schüngel, M.; Lokay, P.: Kontrolle der Ansatzbildung bei der Verfeuerung Rheinischer Braunkohlen in Kraftwerkskesseln. VGB Fachtagung Brennstofftechnik und Feuerungen, Kassel 28.6.2018.
- [11] Müller, W.; Magel, G.; Schneider, D.; Bartsch, O.; Unger, A.: Korrosion in Biomasseverbrennungsanlagen. 2. VDI-Fachkonferenz Betrieb und Optimierung von Biomasseverbrennungsanlagen vom 21./22.03.2018 in Ulm, www.chemin.de.
- [12] Schüngel, M.; Neuroth, M.; Fiedler, F.: Einsatz radiometrischer Kohle-Online-Mess-techniken zur Echtzeitbestimmung kesselrelevanter Kohleinhaltsstoffe im Rheinischen Braunkohlenrevier. In: Freib.-Forsch.-H. (2018), H. C554, S. 107-114.
- [13] Neuroth, M.; Schreck, T.; Simmat, R.; Nover, G.; Müller, M.; Muhammadieh, M.; Bonn, B.: Untersuchungen zum Sinterverhalten von Kohleaschen bei der Braunkohlenverfeuerung. In: VGB-PowerTech Journal (2011), H. 11.
- [14] Spiegel, W.; Kaiser, M.: Effizienzsteigerung durch Einbindung thermochemischer Prozessparameter – Teil II. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2018. Power Plant Technology. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2018, S. 569-576, www.chemin.de.
- [15] Kaiser, M.; Spiegel, W.: Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2017. Strategien, Anlagentechnik und Betrieb. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2017, S. 329-341, www.chemin.de.
- [16] Kaiser, M.; Schneider, D.; Brell, J.; Molitor, D.; Kuttner, T.: Effizienzsteigerung – Anwendung der Temperature–Range-Probe zur Optimierung der Werkstoffwahl in Kraftwerken. In: VGB PowerTech (2015), H. 10, S. 53-58, www.chemin.de.