

Quantifizierung des Korrosionsdiagramms auf der Basis von Messungen mit der Augsburger Korrosionssonde

F. Haider^(a) , S. Horn^(a), B. Waldmann^(b), R. Warnecke^(c)

**^(a)Univ. Augsburg, Institut f. Physik
Universitätsstr. 1
D-86135 Augsburg**

**^(b)Corrmoran GmbH Augsburg,
Universitätsstr. 1
D-86135 Augsburg**

**^(c)Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt GmbH,
Hafenstraße 30
D-97424 Schweinfurt**

Einleitung

Korrosion im Bereich der Wärmetauscher von Müllverbrennungsanlagen (MVA) verursacht hohe betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten. Durch die entstehenden Korrosionsschäden werden neben den Wartungs- und Instandhaltungskosten die Revisions- und Stillstandszeiten der Anlage erhöht, die die Zeit des Normalbetriebs der MVA einschränken und damit die Erlössituation erheblich verschlechtern können. Nichtsdestotrotz fehlt nach wie vor ein Verständnis der Einflussfaktoren, die die von Anlage zu Anlage sehr unterschiedliche Korrosionsstärke erklären könnte.

Neben anderen Parametern wie der Rauchgaszusammensetzung oder der Strömungsgeschwindigkeit wird die Stärke des Korrosionsangriffs von der Temperatur des Rauchgases und der Überhitzerrohre bestimmt. Ein erster Versuch, diese Einflussgrößen quantitativ zu beurteilen, wurde Ende der siebziger Jahre an der MVA Düsseldorf-Flingern unternommen und in Form des seitdem sogenannten Flingernschen Korrosionsdiagramms dargestellt. Im Parameterfeld Rauchgas- und Rohrtemperatur sind hier die Bereiche niedriger und hoher Korrosion dargestellt.

Mit der von uns entwickelten elektrochemischen Sonde besteht nun die Möglichkeit, innerhalb relativ kurzer Zeiträume den Korrosionsangriff zu quantifizieren und wichtige Einflussgrößen, insbesondere die Rohrtemperatur, zu variieren und damit Teile des Korrosionsdiagramms rasch zu bestimmen.

Messmethoden

Im Rahmen des Projekts EFRE-Korr EU19 wurde eine Sonde zur Probenentnahme und für elektrochemische Messungen entwickelt. Über den Einsatz der Sonde und die

daraus gewonnenen Ergebnisse wurde auf verschiedenen Fachtagungen berichtet und mehrere Veröffentlichungen erstellt (s. u.a. [Horn, 2004], [Horn, 2005] [Haider, 2005], [Horn, 2006], [Haider, 2006], [Warnecke, 2006]). Auf einer wassergekühlten Trägerlanze aus Inconel befindet sich der eigentliche luftgekühlte Messkopf (Abbildung 1). Dieser ist aus einer variablen Zahl von Messringen, isoliert durch keramische Ringe, aufgebaut. Die eingebrachten Messringe, die aus dem gleichen Material wie die Überhitzerrohre bestehen können, werden auf konstanter Temperatur gehalten. Für die Durchführung der elektrochemischen Messungen werden die Probenkörper elektrisch kontaktiert. Dabei wird ein Inconelring als Referenzelektrode verwendet, während Elektrode und Gegenelektrode aus 15Mo3-Stahl bestehen.

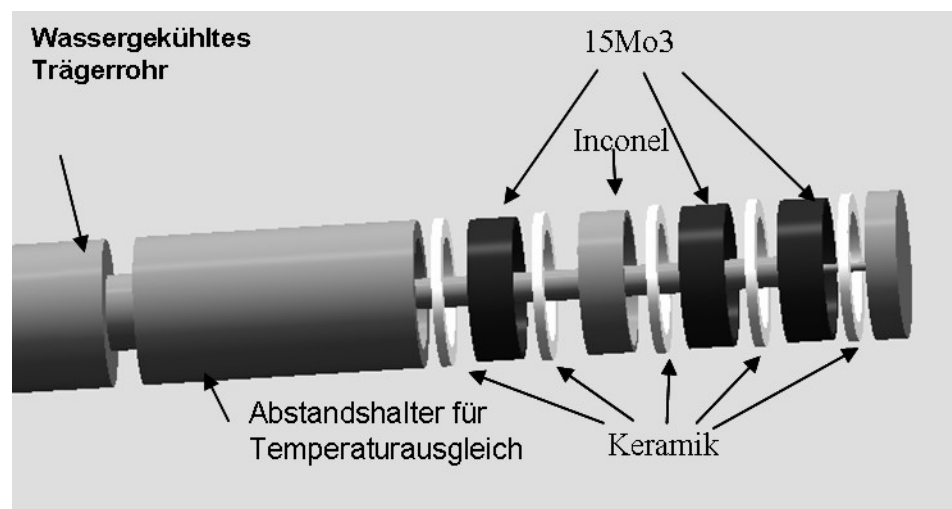


Abbildung 1: Kopf der Korrosionssonde mit Schaltschema

Erstes Ziel der elektrochemischen Messungen ist die Aufnahme der qualitativen Entwicklung des Korrosionsangriffs über der Zeit. Dazu stellte sich die Messung des Polarisationswiderstands als vollkommen ausreichend heraus. Die Messung besteht in der Aufnahme des Korrosionsstroms als Funktion der angelegten Spannung und in der Aufnahme des freien Korrosionspotentials (Abbildung 2). Beide Größen werden mit Hilfe eines kommerziellen Potentiostaten gemessen, das freie Korrosionspotential mit einer hochohmigen Spannungsmessung zwischen Arbeits- und Referenzelektrode, der Polarisationsleitwert bzw. -widerstand, indem zwischen Arbeits- und Gegenelektrode eine sog. Überspannung gelegt wird, deren Wert durch eine Messung der Spannung zwischen Arbeits- und Referenzelektrode geregelt wird. Gemessen wird der Strom als Funktion der Überspannung. Aus Korrosionsstrom und Spannung wird der Polarisationsleitwert berechnet. Dieser ist proportional zum momentan Korrosionsabtrag. Die Kalibration des elektrischen Messsignals erfolgt über eine Bestimmung des Gewichtsverlusts nach Ende der Messung. Zudem besteht weiter die Möglichkeit, Proben für off-line Untersuchungen zu entnehmen.

Die geregelte Luftkühlung des Sondeskopfes erlaubt, die Temperatur der Sondenringe (entsprechend der Rohrwandtemperatur) in einem Bereich von ca. fünfzig Grad unterhalb der Rauchgastemperatur bis zu mehreren hundert Grad unter der Rauchgastemperatur einzustellen.

Verbesserungen am Kühlsystem und am Aufbau des Kopfes ermöglichen mittlerweile, die Sonde bis hin zum ersten Zug, d.h. bei Rauchgastemperaturen von ca. 900°C im

Bereich der direkten Strahlungszone der Feuerung einzusetzen und Messungen über mehrere Monate hindurch kontinuierlich durchzuführen.

Messungen in verschiedenen Anlagen

Da die früheren Messungen alle im GKS in Schweinfurt durchgeführt wurden, sollte zum Vergleich auch an anderen Anlagen mit unterschiedlicher Korrosionsrate gemessen werden.

Anlage 1 (niedrige Korrosion)

In Anlage 1, einer MVA mit niedriger Korrosion, wurde sechs Wochen lang eine Sonde eingebaut, mit der elektrochemische Messungen gemacht wurden. Es wurde an zwei Positionen der Anlage gemessen, im zweiten Zug (Sonde 1, Rauchgastemperatur ca. 750°C) und im dritten Zug (Sonde 2, Rauchgastemperatur ca. 600°C) jeweils auf 25m Höhe. Abb. 2a zeigt den Verlauf des Korrosionssignals (Polarisationsleitwert) von Sonde 1, Abb. 2b den von Sonde 2. Die grünen Kurven sind über zehn Messwerte gemittelt. Wie erwartet, zeigt Sonde 2 aufgrund der niedrigeren Rauchgastemperatur ein deutlich schwächeres Signal als Sonde 1. Auffällig der plötzliche Anstieg in der Zeit zwischen 29.11. und 2.12. (Abb. 3a), vom 8.12. bis 12.12. und vom 13.12. bis zum 18.12.. Es fällt auf, dass diese Anomalien nicht auf beiden Sonden gleich stark ausgeprägt sind. Möglicherweise ist die Auswirkung von besonderen Ereignissen auf die Korrosion durch die höhere Rauchgastemperatur im zweiten Zug stärker als im dritten, bzw. es finden aufgrund der höheren Rauchgastemperatur andere Prozesse statt.

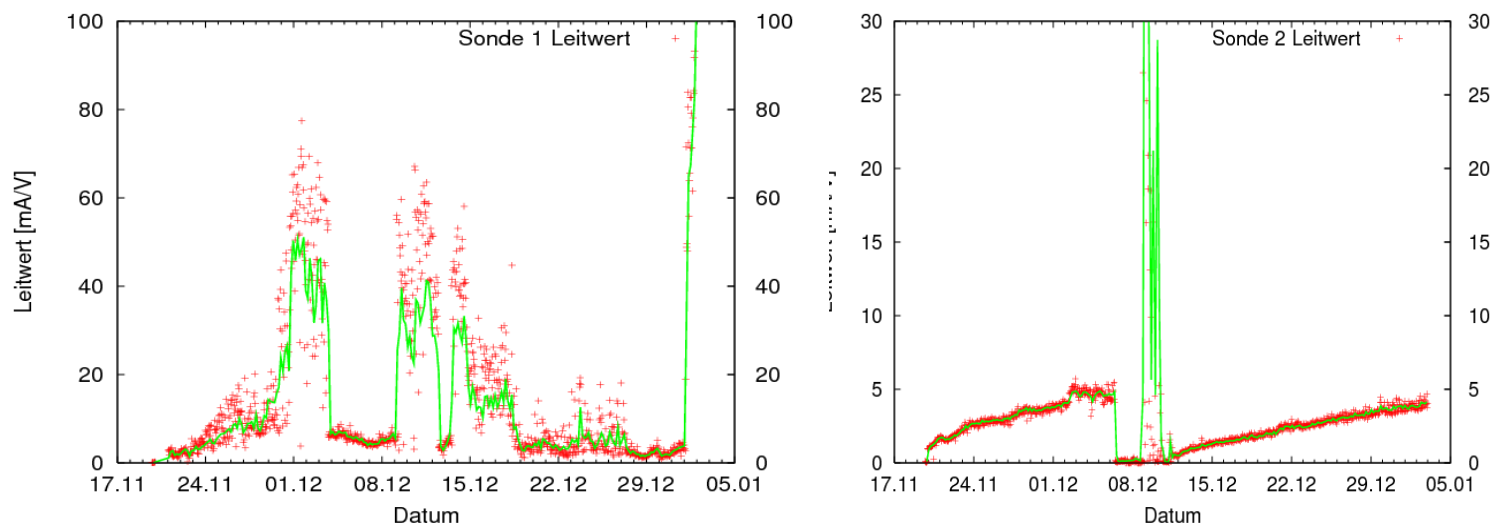


Abbildung 2: Messung Anlage B – links: zweiter Zug, rechts: dritter Zug

(Man beachte die unterschiedlichen Achsskalierungen)

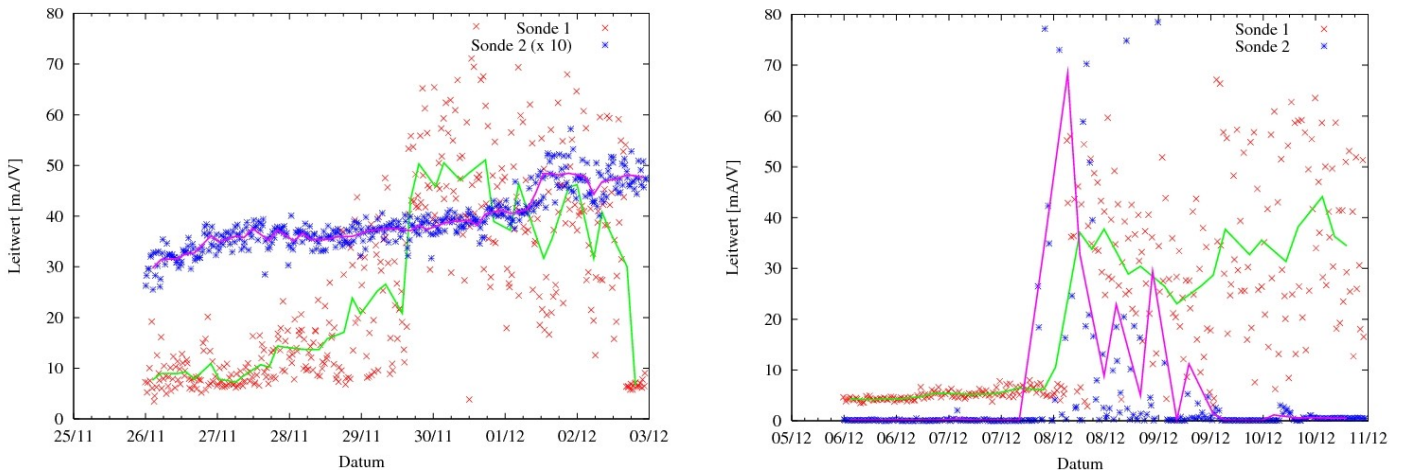


Abbildung 3: Sonde 1 und 2 – Anomalien des Polarisationsleitwerts

Integriert man den Polarisationsleitwert über der Zeit, erhält man eine Größe, die der Gesamtabzehrung proportional ist. Wird die Abzehrung nach Abschluss der Messung bestimmt, indem entweder die verbleibende Wanddicke der Messringe oder deren Gewichtsverlust bestimmt wird, kann ein Kalibrationsfaktor bestimmt werden, mit dem der Polarisationsleitwert in eine Abzehrungsrate umgerechnet werden kann. Abb. 4 zeigt den integrierten Polarisationsleitwert für die Messung mit beiden Sonden (rot und grün) und die umgerechneten Werte (rechte Achse). Zusätzlich ist in den Graphen eine hypothetische Kurve (blau) eingefügt, in der der Verlauf der Abzehrung aufgetragen ist, falls die Perioden hoher Korrosion (entsprechend einem Polarisationsleitwert $> 30 \text{ mA/V}$) ausgespart würden.

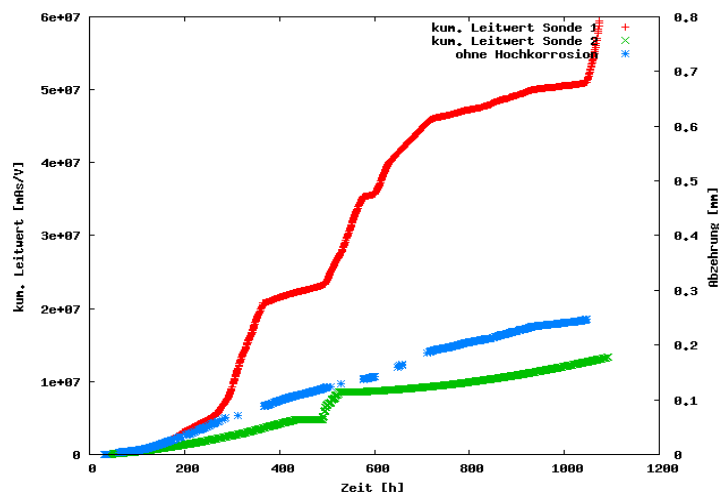


Abbildung 4: Der integrierte Polarisationsleitwert für beide Sonden (rot, grün) sowie eine hypothetische Kurve, in der Perioden hoher Korrosion ausgespart wurden (blau). Rechte Achse: Umrechnung in Abzehrung

Die aus den Gewichtsverlusten bestimmten Kalibrationsfaktoren betragen:

zweiter Zug: $1,39 \cdot 10^{-8} \text{ Vm/As}$

dritter Zug: 1,05 10^{-8} Vm/As

In einer früheren Messung im dritten Zug wurde ein ähnlicher Faktor bestimmt:

Anlage 1 (2006): 1,32 10^{-8} Vm/As

Anlage 2 (niedrige Korrosion)

In Anlage 2, ebenfalls einer MVA mit niedriger Korrosion, wurde in einer Messperiode von sechs Wochen an zwei Positionen gemessen, im dritten Zug auf 8,20m Höhe (Sonde 2, Rauchgastemperatur ca. 650°C) und im vierten Zug (einem Horizontalzug) auf 12,80m Höhe (Sonde 1, Rauchgastemperatur ca. 580°C).

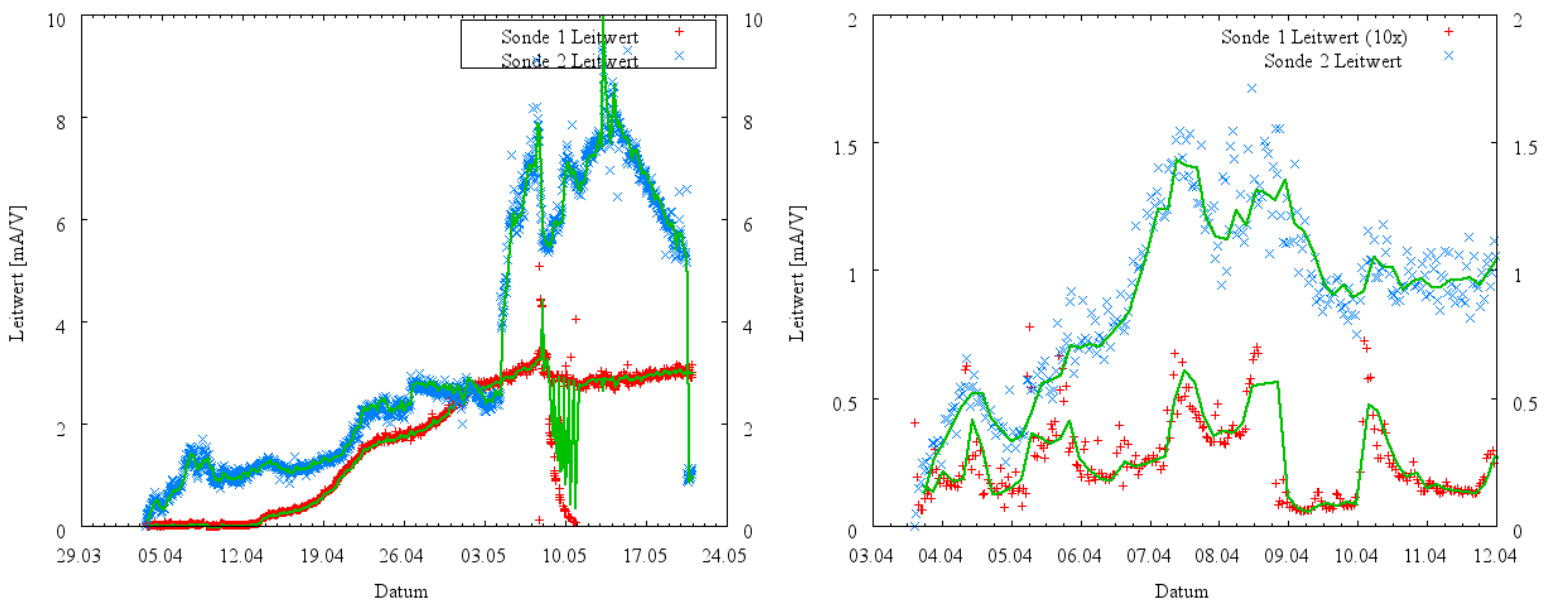


Abbildung 5: Polarisationsleitwert von Sonde 1 (vierter Zug, Rauchgastemperatur ca. 580°C) und 2 (dritter Zug, Rauchgastemperatur ca. 650°C). Grün: gemittelt über zehn Werte, rechts die Anfangsphase mit dem Signal von Sonde 1 zehnfach gespreizt

Abb. 5 zeigt den Verlauf des Korrosionssignals (Polarisationsleitwert) von Sonde 1 und von Sonde 2. Die grünen Kurven sind über zehn Messwerte gemittelt. Wie erwartet, zeigt Sonde 1 aufgrund der niedrigeren Rauchgastemperatur ein deutlich schwächeres Signal als Sonde 2. Der zeitlich verzögerte Signalanstieg liegt zum einen an einem späteren Start, zum anderen wohl auch an der geringen Korrosionsbelastung/Belagsbildung, die dazu führt, dass sich erst nach geraumer Zeit ein hinreichend ionenleitender Belag ausbildet. Dennoch erkennt man, dass viele charakteristische Fluktuationen bereits ab Beginn der Messung im Korrosionssignal beider Sonden zu sehen sind.

Die Schwankungen im Zeitraum vom 8.5.-10.5. waren geplant, um mit systematischen Temperaturvariationen die Abhängigkeit der Korrosionsstärke von der Rohrwandtemperatur zu ermitteln (s.u.).

Wie oben bereits beschrieben wurde zur Kalibration des Messsignals nach Abschluss der Messungen der Gewichtsverlust der Messelektroden bestimmt und das integrierte elektrochemische Signal hiermit verglichen. Die Messung ergab nach 1246h einen

Massenverlust von 3.6% im dritten Zug und von 1.04% im vierten Zug. Dies entspricht einer Abzehrung von 0.188 mm/1246h (dritter Zug) entsprechend 1,4mm/a und von 0.05mm/1246h (vierter Zug) entsprechend 0.38mm/a. Als Kalibrationsfaktoren folgen hiermit:

dritter Zug: $1,36 \cdot 10^{-8} \text{ Vm/As}$
 vierter Zug: $0,78 \cdot 10^{-8} \text{ Vm/As}$

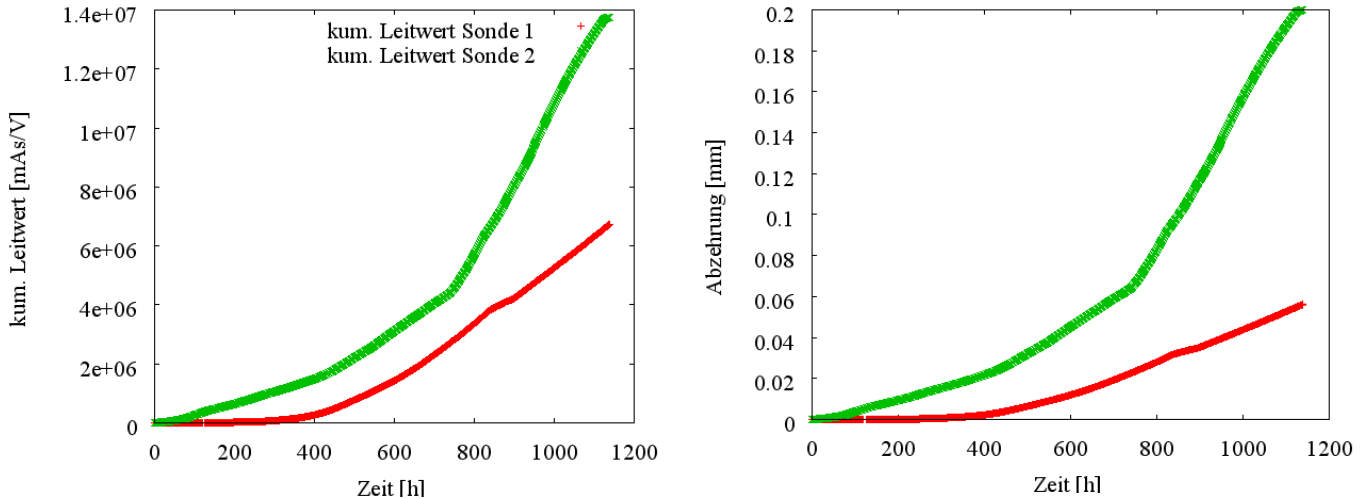


Abbildung 6: Integrierter Polarisationsleitwert für beide Sonden, rechts in Abzehrung umgerechnet

Anlage 3 (hohe Korrosion)

In Anlage 3 laufen Messungen an einer Messposition im Übergang vom ersten zum zweiten Zug (Rauchgastemperatur ca. 900°C). In dieser Anlage liegt eine relativ hohe Korrosionsrate vor, wie es sich auch in den Korrosionsleitwerten zeigt (Abb. 7). Abb. 7 zeigt im rechten Teilbild einen Ausschnitt, in dem einige Stunden Stützbrenner betrieben wurden. Man erkennt, dass das Messsignal rasch absinkt, was vermutlich zwei Ursachen hat. Zum einen die wesentlich weniger korrosiven Abgase und zum anderen etwas geringere Rauchgastemperatur während des Stützbrennerbetriebs.

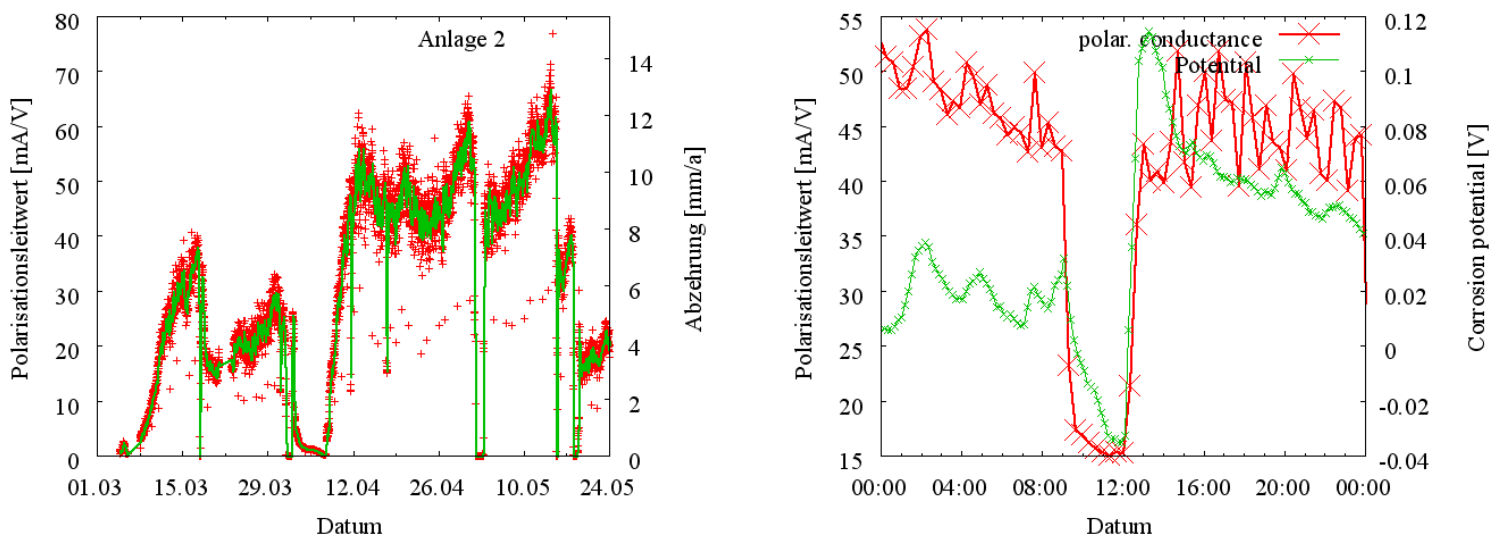


Abbildung 7: Polarisationleitwert in Anlage 3, rechts eine Periode mit kurzzeitigem Stützbrennerbetrieb

In einer vorherigen Messung wurde wie oben der Kalibrationsfaktor zu 0,56 Vm/As bestimmt und damit eine Messung in Abzehraten umgerechnet (Abb. 8). Die zweite Messung ergab als Kalibrationsfaktor 0,61 Vm/As, also einen recht ähnlichen Wert.

Im Vergleich zu anderen Messungen ist der Kalibrationsfaktor deutlich kleiner, liegt aber noch in der gleichen Größenordnung. Eine Abzehrung von 0.002mm/h, wie sie hier im Maximum erreicht wird, entspräche 17.52 mm/a, d.h. einer Standzeit der Überhitzer von weniger als einem halben Jahr. Der mittlere Verlust ist natürlich weit geringer, die durch Integration bestimmte Abzehrung nach drei Monaten beträgt ca. 1.4mm.

Anlage 4 (hohe Korrosion)

In Anlage 4, einer Anlage mit sehr hoher Korrosion, wurden mehrere Messreihen durchgeführt. In dieser Anlage befinden sich die Überhitzer im zweiten Zug, d.h. in einem Bereich hoher Rauchgastemperatur (obere Sonde ca. 850°C, untere Sonde 700°C), und es wurden wiederum zwei Sonden nahe der Überhitzer installiert. Insbesondere in der oberen Messposition wurden Leitwerte bis zu 150mA/V erreicht, also im Vergleich zu den vorher diskutierten Anlagen um einen Faktor 10-20 höher.

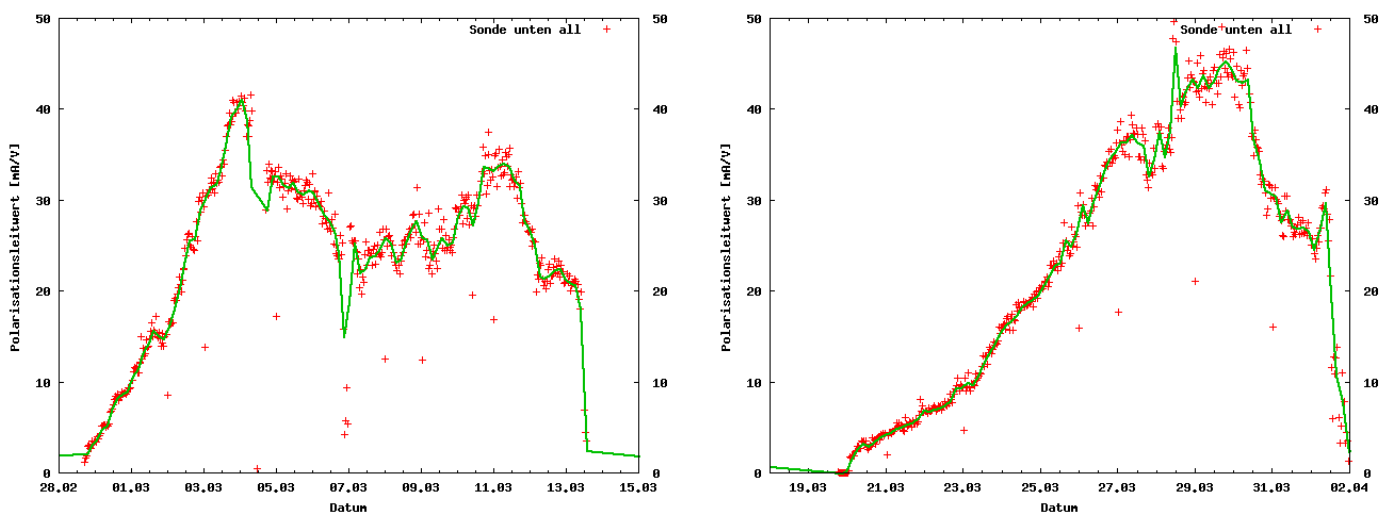


Abbildung 8: Polarisationleitwert der unteren Sonde (zwei Messperioden; Rauchgastemperatur ca. 700°C)

Hier wurden bislang noch keine Kalibrationsfaktoren bestimmt, aber der Vergleich mit den obigen Messungen legt nahe (und bestätigt sich bei Inspektion der Messelektroden), dass auch hier ähnliche Kalibrationsfaktoren vorliegen. Die gemessenen 50mA/V entsprechen einer Abzehrung von ca. 9 mm/a.

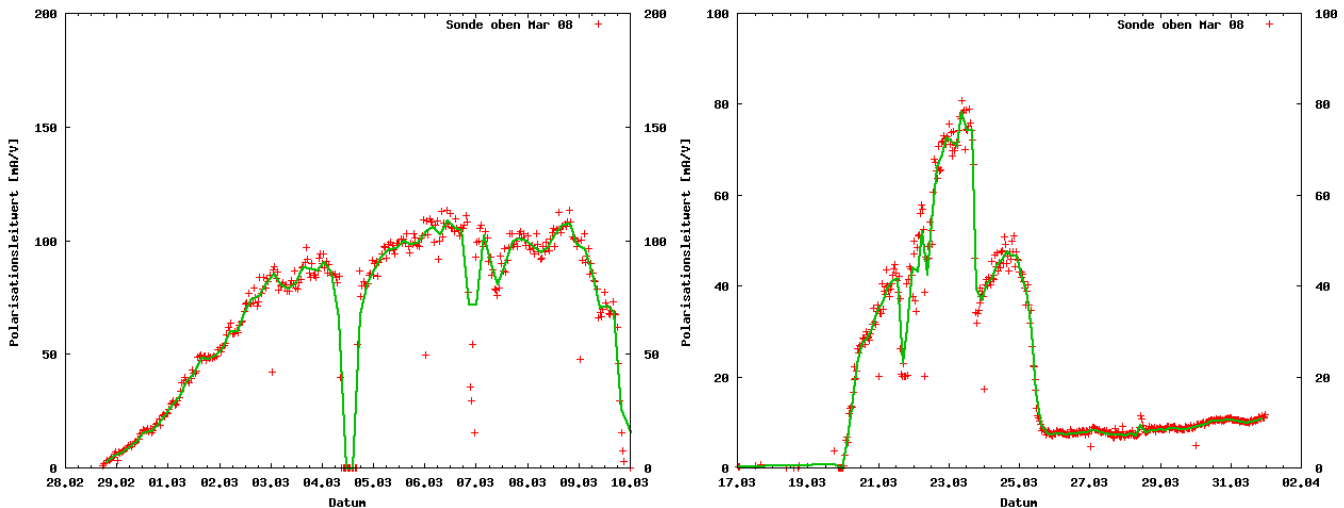


Abbildung 9: Polarisationsleitwert der oberen Sonde (zwei Messperioden; Rauchgastemperatur ca. 850°C)

Variation der Rohrwandtemperatur

Ein Parameter, der entscheidenden Einfluss auf die Korrosion hat, ist die Temperatur der Rohrwand. Durch die separate Luftkühlung im Sondenkopf ist es möglich, die Temperatur an der Sondenoberfläche in einem weiten Bereich zu variieren. Die Änderung der Oberflächentemperatur auf den Messringen kann die Korrosion in verschiedener Hinsicht beeinflussen. Eine kurzzeitige Änderung der Temperatur ändert zwar die Bedingungen an der Korrosionsfront und im Belag nicht, aber die Kinetik der für die Korrosion wichtigen Reaktionen. Wird die Temperatur jedoch über einen längeren Zeitraum verändert, kann sich im Belag und an der Korrosionsfront ein neues Gleichgewicht einstellen. In Abbildung 10 ist der Korrosionsleitwert als Funktion der Temperatur während kurzzeitiger Temperaturvariationen in einer Arrheniusauftragung, d.h. als Logarithmus des Leitwerts gegen den Kehrwert der Temperatur, zu sehen. Für dieses Experiment wurde immer abwechselnd für fünf Stunden die Temperatur an der Oberfläche der Sondenspitze abgesenkt und anschließend für fünf Stunden auf Normaltemperatur, d.h. 430°C gehalten. Die niedrigste Temperatur, die dabei erreicht wurde, war 350°C, die höchste 470°C. Die kurzen Temperaturvariationen wurden mehrmals durchgeführt.

Für einen einfachen thermisch aktivierten Reaktionsprozess erwartet man im Allgemeinen eine Arrheniusabhängigkeit der Korrosionsrate k wie

$$k = k_0 \exp\left(-\frac{\Delta G_1}{RT_{RW}}\right)$$

mit einer Aktivierungsenergie ΔG_1 . Durch Messung der Rate (des Polarisationsleitwerts) bei verschiedenen Temperaturen erhält man so die Aktivierungsenergie des Prozesses. Aus der Steigung der eingezeichneten Geraden kann die Aktivierungsenergie des Prozesses ausgerechnet werden. Bei den unten gezeigten Werten erhält man dabei einen Wert von $\Delta G_1 = 36$ kJ/mol. Die entsprechend aus der Messung an Anlage 2 bestimmte Aktivierungsenergie beträgt $\Delta G_1 = 75$ kJ/mol.

In einer weiteren Messung wurde die Temperatur über einen längeren Zeitraum von 430°C auf 250°C abgesenkt. Der Korrosionsleitwert von 1,7mA/V aus dieser Messung ist als schwarzes Quadrat in Abbildung 10 eingetragen. Da diese Temperatur das Minimum darstellte, das mit der gegebenen Kühlleistung erreichbar war, ist sie starken Schwankungen bei Veränderungen der Abgastemperatur unterworfen. Danach wurde die Temperatur wieder auf 430°C gesetzt und wir fanden einen sprunghaften Anstieg des Korrosionsleitwertes um ein Vielfaches auf 25 mA/V. Dieser Wert fällt innerhalb der nächsten zwei Tage auf den üblichen Wert von 15 bis 20 mA/V ab und bleibt danach in diesem Bereich. Wie in den anderen Messungen ist auch hier die starke Temperaturabhängigkeit des Korrosionsgeschehens zu sehen.

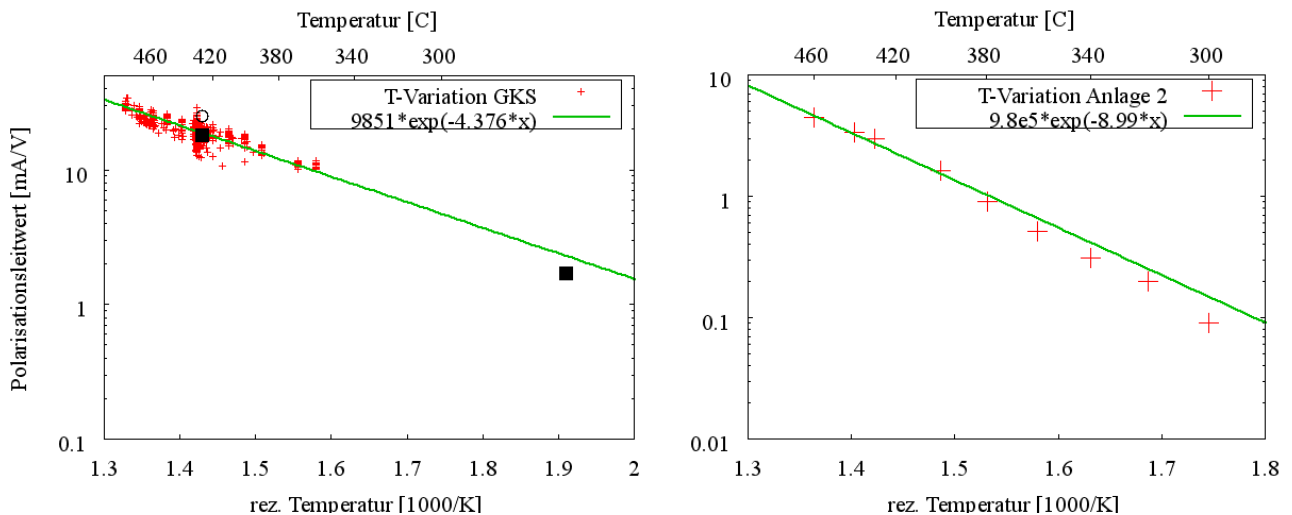


Abbildung 10: Arrheniusauftragung des Korrosionsleitwerts gegen die Temperatur. Links GKS, rechts Anlage 2.

Variation der Rauchgastemperatur

Fasst man die an der verschiedenen Anlagen bestimmten Abzehraten zusammen (Tab. 1), ergibt sich kein einheitliches Bild:

	Rohrwandtemperatur	Rauchgastemperatur	Abzehrrate [mm/a]
Anlage 0	430	580	2
Anlage 1 a	430	600	1,4
Anlage 1 b	430	750	6,4
Anlage 2 a	430	650	1,5
Anlage 2 b	430	580	0,5
Anlage 3	430	900	6,9
Anlage 3	430	900	5,7
Anlage 4 a	430	850	9
Anlage 4 b	430	700	

Tabelle 1: gemessene Abzehraten in den verschiedenen Anlagen

573 Trägt man diese Werte als Funktion der Rauchgastemperatur auf, erhält man zwar eine (nicht unbedingt überraschende) Korrelation der Korrosionsraten mit der Rauchgastemperatur, allerdings wird hierbei die große Streuung der Korrosionsraten zwischen Anlagen ähnlicher Bauweise nicht sichtbar.

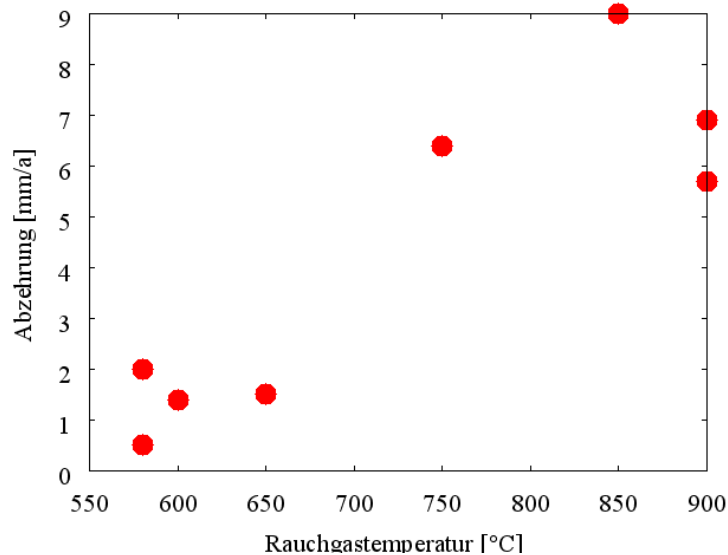


Abbildung 11: Abzehrungen als Funktion der Rauchgastemperatur (Rohrtemperatur 430°C)

Nichtsdestotrotz kann für die in einer Anlage gefundenen Messwerte wieder postuliert werden, dass diese Abhängigkeit von der Rauchgastemperatur innerhalb einer Anlage einem Arrheniusgesetz folgt,

$$k = k_0 \exp\left(-\frac{\Delta G_2}{RT_{RG}}\right)$$

mit einer Aktivierungsenergie ΔG_2 . Bossmann [Bossmann, 1995] bestimmte eine Aktivierungsenergie von ca. $\Delta G_2 = 100 \text{ kJ/mol}$.

Aus den Messungen an zwei Positionen in Anlage 1 lässt sich (allerdings mit einiger Unsicherheit, da der Temperaturunterschied nicht sehr hoch ist) die Abhängigkeit der Korrosion von der Rauchgastemperatur zu ca. $\Delta G_2 = 74 \text{ kJ/mol}$ abschätzen, für die Messung an Anlage 2 ergibt sich ein Wert von ca. $\Delta G_2 = 121 \text{ kJ/mol}$. Trägt man alle Daten aus Abb.11 in einer Arrheniusdarstellung auf (Abb. 12), ergibt sich eine Aktivierungsenergie von $\Delta G_2 = 37.2 \text{ kJ/mol}$.

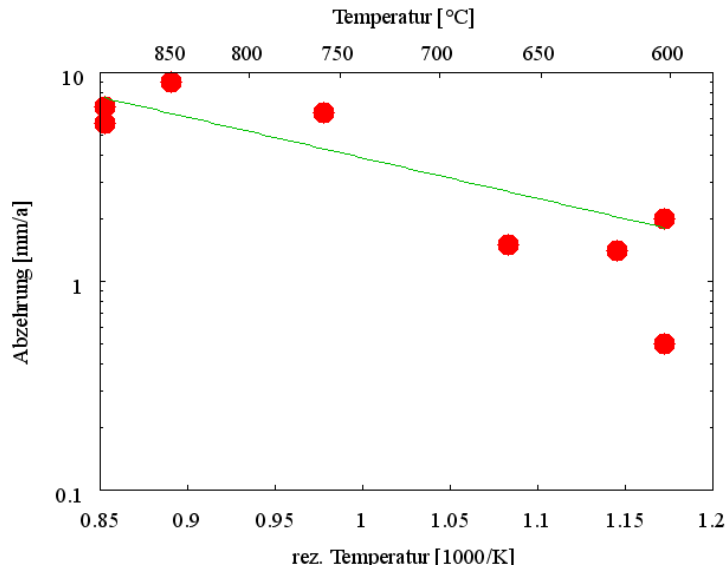


Abbildung 12: Arrheniusauftragung der Daten aus Abb. 11 mit einer Fitgeraden, die einer Aktivierungsenergie von 37.2 kJ/mol entspricht

Konstruktion eines Korrosionsdiagramms

Bereits früher wurde empirisch ein so genanntes Korrosionsdiagramm [Kümmel, 1994], erweitert von Warnecke [Warnecke, 2004] aus Messungen der Korrosion an unterschiedlichen Positionen in einer Anlage erstellt (Abbildung 13), s. [Haider,2007], in welchem Linien konstanter Korrosionsrate (eigentlich nur qualitativ Bereich hoher und niedriger Korrosion) für unterschiedliche Rohrwand- und Abgastemperaturen bei sonst gleichen oder ähnlichen Bedingungen aufgetragen sind. Unsere Messungen - Variation der Korrosionsrate bei Änderung der Rohrwandtemperatur - lassen sich hier einfügen (rote und grüne Kurve in Abbildung 13), wenn man für die Abhängigkeit der Korrosionsrate k von Rohrwandtemperatur T_W und Rauchgastemperatur T_R jeweils einen thermisch aktivierten Prozess annimmt:

$$k = k_0 \exp\left(-\Delta G_1 \left(\frac{1}{RT_W} - \frac{1}{RT_W^0}\right)\right) \cdot \exp\left(-\Delta G_2 \left(\frac{1}{RT_R} - \frac{1}{RT_R^0}\right)\right)$$

T_W^0 und T_R^0 sind Referenztemperaturen (430°C und 600°C), auf die die Korrosionsrate bezogen wird. Für die Aktivierungsenergie, die die Abhängigkeit von der Rohrwandtemperatur erfasst, kann unser gemessener Wert von $\Delta G_1 = 36 \text{ kJ/mol}$ benutzt werden. Die rote Kurve ergibt sich für eine Aktivierungsenergie $\Delta G_2 = 100 \text{ kJ}$ [Bossmann, 1995], ist aber in relativ schlechter Übereinstimmung mit den Messungen, während ein Wert von $\Delta G_2 = 40 \text{ kJ/mol}$ (grüne Kurve) hervorragend auf die Messungen passt.

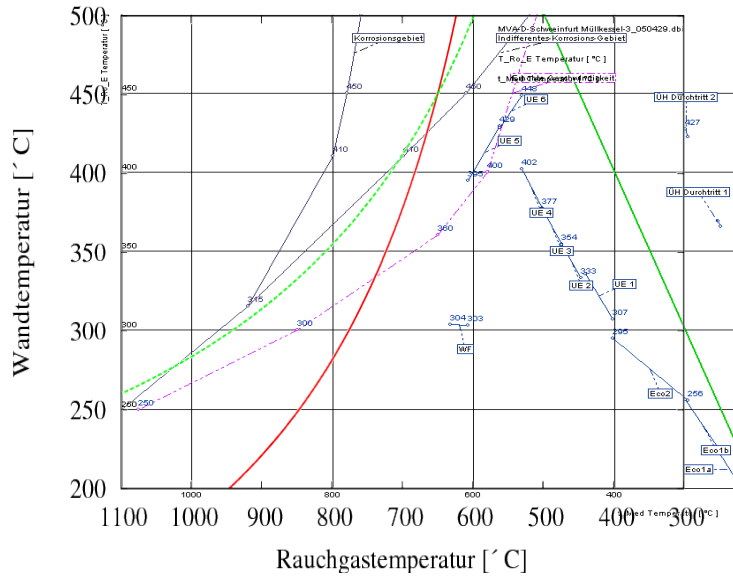


Abbildung 13: Korrosionsdiagramm nach [Kümmel, 1994] („Flingernsches Korrosionsdiagramm“) mit Erweiterung für durch Warnecke [Warnecke, 2004], rote und grüne Kurven folgen aus Sondenmessungen (siehe Text)

Eine erweiterte Darstellung zeigt Abb. 14, in der Linien konstanter Korrosionsrate dreidimensional für die gleichen Parameterwerte geplottet sind.

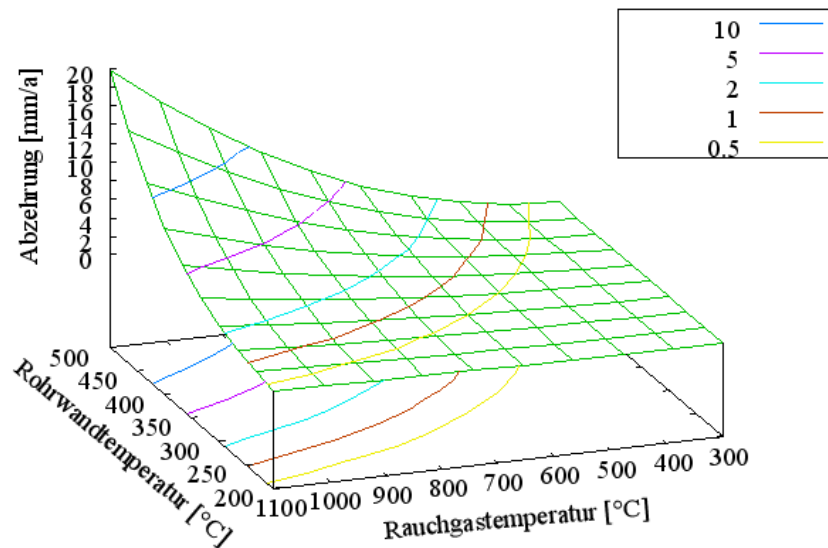


Abbildung 14: Dreidimensionale Darstellung des Korrosionsdiagramms mit Linien konstanter Korrosionsrate

Die gleiche Darstellung kann für die an Anlage 2 ermittelte Abhängigkeit von der Rohrwandtemperatur erfolgen und es ergibt sich Abb. 15. Man erkennt hier, dass zwar die Korrosionsrate in Anlage 2 niedrig ist, dass aber eine Erhöhung der Rohrtemperatur viel drastischere Folgen zeigen würde.

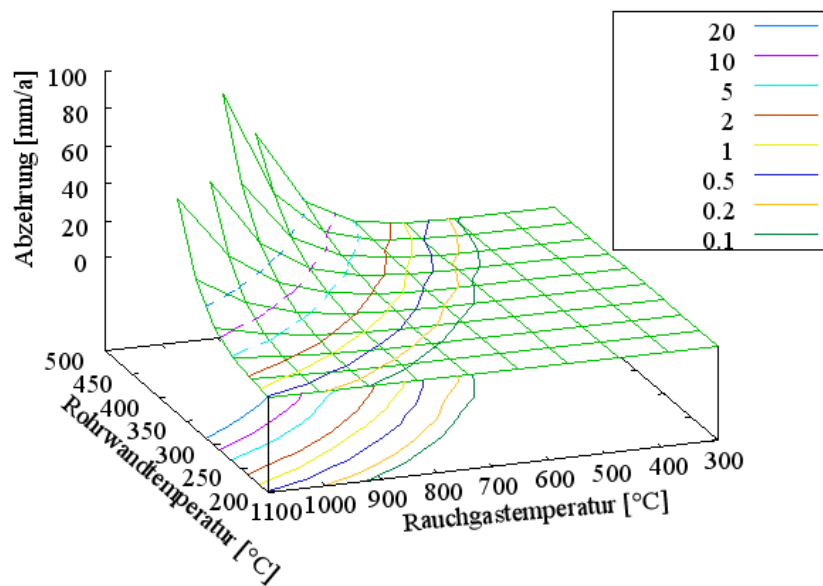


Abbildung 15: Wie Abb. 12, aber für in Anlage 2 bestimmte Aktivierungsenergien

Zusammenfassung

Die oben gezeigten Messungen ergeben für die Korrosionsrate an einer Anlage ein relativ einfaches Bild eines thermisch aktivierten Prozesses mit zwei bestimmenden Aktivierungsenergien. Im Vergleich unterschiedlicher Anlagen fällt es schwer, an solch einfache Zusammenhänge zu glauben, denn die unterschiedlichen Verbrennungsbedingungen führen zu Variation der Korrosionsrate durch verschieden hohe Chlorfrachten oder andere Parameter. Allerdings bestätigt sich das bekannte Bild, dass neben diesen Parametern die Temperatur der Überhitzerrohre und die Position der Überhitzer im Kessel (wodurch die Rauchgastemperatur am Überhitzer gegeben ist) entscheidend für die Stärke der Korrosion ist.

Um diese Zusammenhänge weiter zu quantifizieren, wird es nötig sein, solche Messungen an verschiedenen Positionen des Kessels jeweils für unterschiedliche Rohrwandtemperaturen vorzunehmen. Hierfür kann die von uns entwickelte Korrosionssonde ein wichtiges Hilfsmittel sein.

Danksagung

Ein Teil dieser Arbeiten entstand im Rahmen des Projektes Efreccorr II – EU46. Die Autoren danken dem bayerischen Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz und der Europäischen Union für die Unterstützung. Des weiteren danken wir den Betreibern der hier aufgeführten Anlagen für die Möglichkeit, die beschriebenen Messungen durchzuführen.

Literatur

- [**BOSSMANN, 1995**] Bossmann, H.; Singheiser: Hochtemperaturkorrosion von Wärmetauschern in MVA. Vortrag 11 VGB-Konferenz „Korrosion und Korrosionsschutz in der Kraftwerkstechnik 29.-30.11.1995
- [**HAIDER, 2005**] Haider F., Horn S., Waldmann B.; Chemische Wechselwirkungen von Belägen und Korrosionsgrenzschichten; VDI-Wissensforum, Seminar 430505; Hannover 2005
- [**HAIDER, 2006**] Haider F., Horn S., Waldmann B., Warnecke R.; Einsatz von Korrosionssonden zum Aufspüren ungünstiger betriebstechnischer Zustände; Beläge und Korrosion, Verfahrenstechnik und Konstruktion in Großfeuerungsanlagen; VDI-Wissensforum; Seminar 430506; 2006 Würzburg
- [**HAIDER, 2007**] Haider F., Horn S., Waldmann B., Warnecke R.; Korrosionssonden-Ergebnisse zu Messungen in verschiedenen Anlagen; Beläge und Korrosion, Verfahrenstechnik und Konstruktion in Großfeuerungsanlagen; VDI-Wissensforum; Seminar 430507; 2007 **Frankfurt**
- [**HORN, 2004**] Horn S., Warnecke R.; Beeinflusst Kohlenstoff in den Belägen die Korrosion; VDI-Wissensforum; Seminar 430506; 2004 Göttingen
- [**HORN, 2005**] Horn S., Haider F., Warnecke R., Chemische Wechselwirkungen von Belägen und Korrosionsgrenzschichten, Seminar VDI - Wissensforum: Beläge und Korrosion in Großfeuerungsanlagen, Seminar 430505; Hannover (2005)
- [**HORN, 2006**] Horn S., Haider F., Waldmann B., Warnecke R.; Vorgänge im Belag und an der Korrosionsfront- sind Schmelzen zur Erklärung der Überhitzer-Korrosion erforderlich? Beläge und Korrosion, Verfahrenstechnik und Konstruktion in Großfeuerungsanlagen; VDI-Wissensforum; Seminar 430506; 2006 Würzburg
- [**KÜMMEL, 1994**] Kümmel, J. : Dampfkessel in Hausmüll- bzw. Restmüll-Verbrennungsanlagen. In: Feuerungs-, Verbrennungs-, Vergasungstechniken, Düsseldorf, 21./22.2.1994. Düsseldorf: VDI Bildungswerk, 1994
- [**WARNECKE, 2004**] Warnecke R., Einfluss von Strömung und chemischen Reaktionen im rauchgasseitigen Belag auf Korrosion an Überhitzer-Rohren in Müllverbrennungsanlagen. VGB PowerTech **9**(4): 52-59.
- [**WARNECKE, 2006**] Warnecke R., et al.; Stand der Forschungs- und Praxiserkenntnisse für die HT-Chlor-Korrosion (und brennende Fragen); Beläge und Korrosion, Verfahrenstechnik und Konstruktion in Großfeuerungsanlagen; VDI-Wissensforum; Seminar 430506; 2006 Würzburg