

Erste Erfahrung mit der Anwendung von Heizflächen-Beschichtungen aus der kohlebasierten Energieerzeugung in WtE-Anlagen

Andreas Salamon, Andrzej Gruszka und Aleksander Iwaniak

1.	Entwicklung der Beschichtungen in Polen.....	512
2.	Schutzbeschichtungen und Technologien	513
2.1.	Laboruntersuchungen der Beschichtungen <i>Highresist</i> und <i>Longresist</i>	515
2.2.	Betriebserfahrungen mit Nutzung der Beschichtungen <i>Longresist</i> und <i>Highresist</i> in der Energieerzeugung	517
3.	Erste Versuche und Testapplikationen in Deutschland	520
3.1.	Erste Testapplikationen mit Laserbeschichtung (<i>Highresist</i> und <i>Inconel 625</i>) in deutschen WtE-Anlagen	522
3.2.	Erste Testapplikationen mit Beschichtung <i>Protector</i> in deutschen WtE-Anlagen.....	524
4.	Zusammenfassung	527
5.	Literatur.....	527

Der Betrieb jeder Verbrennungsanlage und die Nutzung der damit frei gewordenen Wärme für die Dampferzeugung ist mit starker Abnutzung der Heizflächen verbunden. Es treten Korrosions- und Erosionsprozesse auf, die quantitativ sehr schwer zu prognostizieren sind. Die Intensität der Abzehrung hängt mit sehr vielen Faktoren zusammen, die sich nicht nur von Anlage zu Anlage unterscheiden. Hier sind auch noch Parameter im Spiel, die innerhalb einer Verbrennungsanlage mit Dampferzeugung auf die Korrosion Einfluss nehmen. Besonders stark ist die Belastung durch Korrosion und Erosion in Waste-to-Energy (WtE) Anlagen. Im Vergleich zu den mit Stein- oder Braunkohle befeuerten Kraftwerken, stellen hier die ständig wechselnde Zusammensetzung des Brennstoffes Abfall, in Verbindung mit hohem Schadstoffgehalt sehr hohe Anforderungen an die Technik.

Die Notwendigkeit eine hohe Anlagenverfügbarkeit zu sichern, bedeutet eine ständige Suche nach Wegen, einen kontinuierlichen, planmäßigen und effektiven Betrieb zu gewährleisten. Das Streben nach zuverlässigem Betrieb der Anlagen, verbunden mit der Notwendigkeit die Emissionsgrenzwerte einzuhalten und die Herausforderungen des Wettbewerbes am Markt, welche eine ständige Kostensenkung fordern, machen den Anti-Korrosions- und Anti-Erosionsschutz zur höchsten Priorität. Die natürliche Antwort seitens der Materialwissenschaften ist der Einsatz von entsprechend entwickelten Schutzbeschichtungen.

In deutschen WtE-Anlagen werden zum Schutz der Heizflächen vor Korrosion und Erosion verschiedene Materialien verwendet. Sie werden mit verschiedenen Verfahren auf das Grundmaterial aufgetragen. Hier hat sich als zuverlässigster Schutz das Cladding (Schweißplattierung) mit *Inconel 625* etabliert. Andere Beschichtungen, die mit anderen Verfahren (z.B. thermisches Spritzen) auf das Grundmaterial aufgetragen werden, weisen einen wesentlich niedrigeren Marktanteil im Vergleich zum Cladding auf.

Die Entwicklung der Schutzbeschichtungen in Polen begann Anfang des einundzwanzigsten Jahrhunderts in den Anlagen zur Energieerzeugung. Insbesondere die unterstöchiometrische Verbrennung zur Reduzierung der NO_x -Werte, der Einsatz von stark schwefelhaltiger Steinkohle und die Mitverbrennung der Biomasse führten dazu, dass der Schutz der Heizflächen vor Korrosion sehr hohe Bedeutung bekam. Es wurden Schutzmaterialien entwickelt, die unter Laborbedingungen getestet wurden bevor sie als Testapplikationen in Kraftwerken eingesetzt wurden. Inzwischen haben sich diese Beschichtungen in der polnischen Energieerzeugung sehr stark etabliert und sind nicht mehr wegzudenken.

Diese Beschichtungen, die sich in der polnischen Energieerzeugung unter schwierigsten Bedingungen bewährt haben, könnten auch in den WtE-Anlagen verwendet werden. Eine Erprobung dieser Beschichtungen in polnischen WtE-Anlagen war jedoch bisher nicht möglich, da die ersten Anlagen zur thermischen Abfallverwertung erst vor zwei Jahren ihren Betrieb aufgenommen haben. Somit entstand die Idee diese Beschichtungen in den WtE-Anlagen in Deutschland zu testen und dadurch Erfahrungen über die Wirksamkeit des Schutzes unter realen Betriebsbedingungen in verschiedenen Anlagen zu sammeln. Im Beitrag werden die ersten Erfahrungen mit diesen Testapplikationen vorgestellt.

1. Entwicklung der Beschichtungen in Polen

Die Erzeugung von Elektro- und Wärmeenergie in der polnischen Energiewirtschaft basiert auf fossilen Brennstoffen, überwiegend auf Stein- und Braunkohle und im geringen Maß auf Biomasse und Erdgas. Die Energieproduktion aus erneuerbaren Energiequellen beträgt derzeit weniger als zehn Prozent in der Gesamtenergiebilanz und obwohl dieser Anteil ständig wächst, schätzt man, dass die Grundlage weiterhin die bisher weitläufig verwendeten fossilen Brennstoffe bleibt.

Mit Eintritt Polens in die Europäische Union in 2004 entstand die Notwendigkeit, die Emissionsstandards an das in der EU geltende Recht anzupassen. So mussten die Emissionen von Staub, Schwefeloxiden und Stickstoffoxiden erheblich reduziert werden. Der Grundsatz der nachhaltigen Entwicklung und die verschärften Rechtsvorschriften haben in den letzten zwanzig Jahren die Verringerung der Emissionen aus Verbrennungsprozessen in den energetischen Anlagen erzwungen. Dies hat zur erheblichen Verbesserung der Umweltqualität beigetragen. Gleichzeitig jedoch verschlechterten sich die Betriebsbedingungen der Kessel, was unter anderem eine beschleunigte Abzehrung der Heizflächen verursachte.

Die Emission von Stickstoffoxiden (NO_x) wurde unter industriellen Bedingungen, hauptsächlich durch die Modifizierung des Verbrennungsprozesses, reduziert – Verbrennung bei Mindestluftbedarf. Während dieser unterstöchiometrischen Verbrennung besteht an der Oberfläche des Verbrennungsraumes eine reduzierende Atmosphäre, in der die im festen Brennstoff enthaltene Kohle und der Schwefel in Gasform als CO und H_2S freigesetzt werden. In der reduzierenden Atmosphäre werden Eisenoxide (Hämatit und Magnetit) und Eisensulfide zu Produkten der Hochtemperaturkorrosion.

Die Abzehrung der Wandstärke von Membranwänden bei der unterstöchiometrischen Verbrennung beträgt 0,8 bis 1,0 mm/a und ist somit etwa zehn Mal höher im Vergleich zu der überstöchiometrischen Verbrennung [2]. Bei hoher Konzentration von Schwefel in der Kohle, und damit hoher Konzentration von H_2S in der Flamme, kann die Korrosionsgeschwindigkeit sogar 2,0 bis 5,0 mm/a erreichen [1]. Zusätzlich führte die Mitverbrennung von Biomasse zur Intensivierung der Korrosionsprozesse. Insbesondere Chlor verursacht eine Intensivierung der Hochtemperaturkorrosion und zerstört die Schutzschicht aus Eisenoxiden. Die Quelle für das Chlor ist der sich in den Abgasen befindende Chlorwasserstoff (HCl) und die Chloride der alkalischen Metalle (Na, K, Ca), die in den Niederschlägen vorkommen.

Die plötzlich stark steigenden Betriebskosten (insbesondere die Instandhaltungskosten) in der polnischen kohlebasiereten Energieerzeugung führten zur Suche nach geeigneten Mitteln zur Reduzierung der Korrosionsprozesse. Dies wurde zu einem Impuls für die technischen Hochschulen und Forschungsinstitute sich mit diesem Thema zu befassen. Auch die Firma Plasma System S.A. aus Siemianowice in Oberschlesien hat damit begonnen, verschiedene, mit unterschiedlichen Technologien hergestellte Schutzbeschichtungen zu entwickeln, in den Kohlekraftwerken zu erproben und in die Produktion einzuführen.

2. Schutzbeschichtungen und Technologien

Nach weitreichenden Beratungen mit Energiewirtschaftskreisen und mit Unterstützung von technischen Hochschulen und Forschungsinstituten, wurden Anfang der 2000er-Jahre – zu Beginn der Arbeiten zur Entwicklung neuer Arten von Schutzbeschichtungen für die Energiewirtschaft – Voraussetzungen definiert, die diese Beschichtungen erfüllen sollen. Dabei wurden auch, die auf dem Weltmarkt existierenden Lösungen und vorhandenen Technologien analysiert. Es musste auch berücksichtigt werden, dass die Modernisierungsarbeiten einen Großteil von Kesseln betreffen, die noch in den 60er Jahren des vergangenen Jahrhunderts entworfen und gebaut wurden.

Die Grundvoraussetzungen und -eigenschaften für die Anti-Korrosionsbeschichtungen waren folgende:

- Beschichtungen auf Nickel- und Chrombasis. Nach vorläufiger Analyse der Betriebserfahrungen von vorhandenen Lösungen wurde erkannt, dass diese Metalle größte Bedeutung bei der Korrosionsbeständigkeit haben,
- Korrosionsbeständigkeit gegen Ammoniakverbindungen – Ammoniak wird bei Reduzierung der NO_x -Werte im SNCR-Verfahren eingedüst,

- Sicherstellung einer möglichst niedrigen Porosität und einer hohen Gasdichtigkeit (Gefahr der Unterwanderung von Korrosion),
- eine möglichst hohe Haftung am Grundmaterial,
- Widerstandsfähigkeit gegen Temperaturschocks (wichtig insbesondere bei Reinigung mit SCS Shower-Cleaning-System),
- eine möglichst hohe Allgemeinhärte in der Nutzungszeit (Beständigkeit gegen Abrasion durch Staubpartikel),
- ein Wärmeausdehnungskoeffizient ähnlich dem des Grundmaterials,
- eine möglichst niedrige Beschichtungsstärke (Gewicht der Beschichtung),
- ein möglichst hoher Wärmeübergangskoeffizient,
- die Technologie der Beschichtung soll einen möglichst niedrigen Wärmeeinfluss auf das Grundmaterial haben,
- eine Möglichkeit der Automatisierung des Produktionsprozesses,
- eine Minimalisierung der Vermischung des Beschichtungsmaterials mit dem Grundmaterial,
- die Nutzungsdauer des fehlerfreien Schutzes muss so lang sein, dass sich der Kauf und die Nutzung einer Beschichtung lohnen (Wirtschaftlichkeit)
- bei Anti-Erosionsbeschichtungen rückte die Erosionsbeständigkeit stark in den Vordergrund.

Im Laufe der Entwicklung der Produktionstechnologie für die Schutzbeschichtungen neuer Generation wurden die auf dem Markt vorhandene Technologien des thermischen Spritzens und Lichtbogenauftragsschweißens und später die damals sehr innovative Methode des Laserauftragsschweißens berücksichtigt.

Die Techniken des thermischen Spritzens sind relativ gut bekannt und werden mit Erfolg in vielen Industriezweigen verwendet. Ebenfalls ist das Lichtbogenauftragsschweißen die am weitesten verbreitete Schweißmethode in praktisch allen Industriezweigen. Ein weiterer Qualitätssprung wurde durch die Verwendung von Industrierobotern erreicht (Bild 1) wo eine hohe Qualität der Beschichtung und die Wiederholbarkeit der Parameter gewährleistet werden konnten.

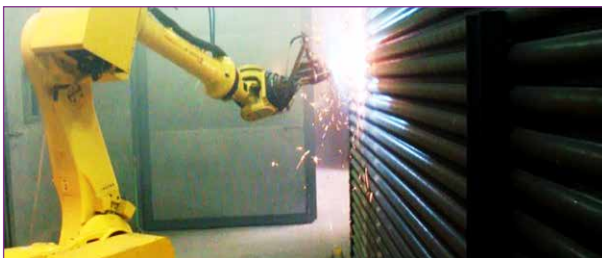


Bild 1:

Thermisches Spritzen mit einem Industrieroboter

Die Methode des Laserauftragsschweißens beruht auf der Verschmelzung des Beschichtungsmaterials in Form eines Pulverdrahtes oder Pulvers bei gleichzeitigem Einschmelzen des Grundmaterials mit Hilfe eines Laserstrahles.

Die wesentlichen Vorteile des Laserauftragsschweißens sind:

- eine haltbare, metallurgische Verbindung der Beschichtung mit dem Grundwerkstoff (Einschmelzen der Beschichtung in das Grundmaterial),
- eine einheitliche, absolut dichte Schutzschicht, nahezu ohne Porosität,
- eine minimale Vermischung der Beschichtung mit dem Grundmaterial,
- eine hohe mechanische Festigkeit der Schutzschicht,
- ein völlig automatisierter und wiederholbarer Prozess,
- volle Kontrolle über die Parameter des Prozesses,
- eine minimale Wärmeinflusszone, SWC < 0,5 mm,
- Schutzschichten mit einer Stärke ab 0,3 mm sind möglich.

Bei Laserbeschichtung ist der Einsatz eines Industrieroboters zwingend erforderlich (Bild 2).

Die Firma aus Oberschlesien hat seit etwa ein Dutzend Jahren intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, Labortests und Testapplikationen in der Industrie durchgeführt und führt sie bis heute durch. Sie hat mit Erfolg die Produktion gestartet und eine neue, eigene Generation von Anti-Korrosions- und Anti-Erosionsbeschichtungen mit Anwendung der Technologie des thermischen Spritzens und Laserauftragsschweißens auf den – überwiegend polnischen – Markt gebracht. Dies waren die eigenentwickelten Beschichtungen *Longresist* und

Highresist, die bereits vor mehr als zehn Jahren erstmalig in der Energiewirtschaft eingesetzt wurden und teilweise immer noch ihre Schutzfunktion leisten. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass ein bedeutender Teil der Entwicklungsarbeiten mit finanzieller Unterstützung der Europäischen Union durchgeführt wurde.



Bild 2: Laserbeschichtung mit einem Industrieroboter

2.1. Laboruntersuchungen der Beschichtungen *Highresist* und *Longresist*

Zu Beginn der Entwicklung von Beschichtungen neuer Generationen wurden zahlreiche Tests unter Laborbedingungen durchgeführt. Die Untersuchungen zur Bewertung der Effektivität des Anti-Korrosionsschutzes der beiden Beschichtungen bei hohen Tempe-

raturen wurden am Lehrstuhl für Materialkunde der Schlesischen Technischen Hochschule in Katowice durchgeführt [1, 7]. Die Korrosionstests simulierten eine Korrosionsatmosphäre im Kessel mit einer relativ hohen Aggressivität. Die Korrosionsatmosphäre wurde anhand von Erfahrungen definiert. Die Musterreaktionsatmosphäre bestand aus $N_2 + 9\% O_2 + 0,2\% HCl + 0,08\% SO_2$. Die Untersuchung dauerte 1.000 Stunden bei einer Temperatur von 600 °C. Bild 3 zeigt die Gewichtsveränderungen der Proben, ohne und mit Beschichtungen, als Maß der Korrosion der Oberfläche.

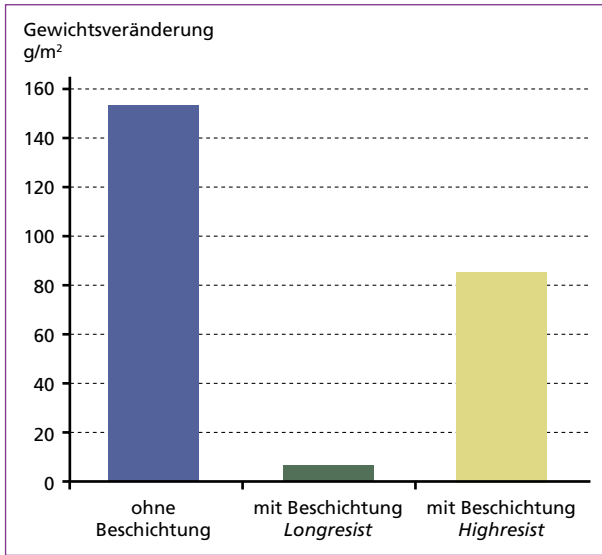


Bild 3:

Gewichtsveränderungen der Laborproben

Daraus ist eindeutig herzuleiten, dass die Probe mit der Beschichtung *Longresist* einen um die Hälfte kleineren Gewichtszuwachs im Vergleich zu der Probe ohne Beschichtung auszeichnete. Die Beschichtung *Highresist* hatte einen mehr als zwanzigmal geringeren Zuwachs als nicht geschütztes Material und einen zehnmals geringeren als die Probe mit der Beschichtung *Longresist*.

Bild 4 zeigt die makroskopische Sicht der Flächen mit den Beschichtungen vor und nach dem Korrosionstest.

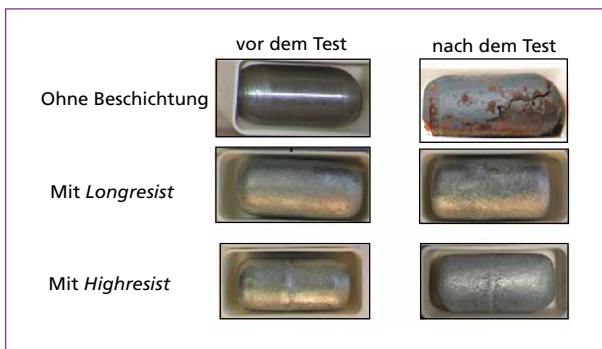


Bild 4:

Makroskopische Sicht der Proben vor und nach dem Labortest

Die Beurteilung des Oberflächenzustandes nach dem Korrosionstest hat gezeigt, dass sich auf den Proben mit der Beschichtung *Longresist*, an der Grenze zwischen Untergrund und Beschichtung, eine poröse Schicht von Korrosionsprodukten gebildet hat. Das hatte aber keinen negativen Einfluss auf die Widerstandsfähigkeit, da die Beschichtung auf der Oberfläche lückenlos war und sich durch eine einheitliche Struktur auszeichnete. Auf den Proben mit der Beschichtung *Highresist* wurden praktisch keine Veränderungen in der Beschichtungsstruktur beobachtet. Sie war einheitlich und geschlossen. Es wurde auch kein Abblättern oder Absplittern der Beschichtung vom Grundmaterial festgestellt. Die durchgeführten Laboruntersuchungen zeigten, dass die beiden Beschichtungen bei definierten Laborbedingungen korrosionsbeständig sind und den Korrosionsschutz des Grundmaterials bedeutend verbesserten. Besonders beim *Highresist* hat sich die Korrosionsgeschwindigkeit um das Zwanzigfache verringert.

Die positiven Ergebnisse der Laboruntersuchungen waren eine gute Grundlage, eine Zusammenarbeit mit der Energieerzeugungsindustrie aufzunehmen und die lang dauernden Betriebsapplikationen durchzuführen.

2.2. Betriebserfahrungen mit Nutzung der Beschichtungen *Longresist* und *Highresist* in der Energieerzeugung

Die Beschichtungen wurden zu Testzwecken in einigen Kessel von polnischen Elektrizitäts- und Heizkraftwerken verwendet. Die ersten Testflächen von *Longresist* wurden bereits in 2001 eingebaut, kurz danach die Flächen mit der Beschichtung *Highresist*. Bereits nach kurzer Zeit hat sich herausgestellt, dass die Schutzfunktion sehr gut ist und die Erwartungen, bezüglich der Standzeit der Beschichtung, weit übertroffen wurden.

Die bisher durchgeführten Betriebsapplikationen der Beschichtungen beweisen, dass diese einen wirksamer Schutz gegen die Hochtemperatur-, Chlor- und Ammoniakkorrosion der Wände von Verbrennungskammern gewährleisten. Die Beschichtungen verfügen über folgende Vorteile:

- die Beschichtung ist wartungsfrei und hat eine lange Lebensdauer (die älteste Beschichtung hat bereits eine Standzeit von 15 Jahren erreicht),
- sie sichert einen vollen Schutz der Membranwände bei der Emissionsbegrenzung von NO_x auf 180 mg/Nm^3 ,
- dank der Verwendung der Duo Plasma-Technologie ist die Beschichtung absolut dicht,
- die Beschichtung ist gegen die Einwirkung von Schwefel-, Chlor- und Ammoniakverbindungen beständig,
- die Beschichtung sichert hervorragende mechanische Festigkeit und dadurch auch hohe Erosionsfestigkeit,
- die Beschichtung weist eine dauerhafte Verbindung mit dem Untergrund $> 50 \text{ MPa}$ auf,
- das Auftragen der Beschichtung hat keinen Einfluss auf die Struktur und Festigkeitseigenschaften des Grundmaterials,

- dank der Automatisierung des Herstellungsprozesses verfügt die Beschichtung über garantierte Qualität und die Wiederholbarkeit der Parameter.

Bild 5 zeigt den metallurgischen Querschliff einer *Highresist*-Schicht nach sieben Jahren Einsatz in einem Kohlekraftwerk.

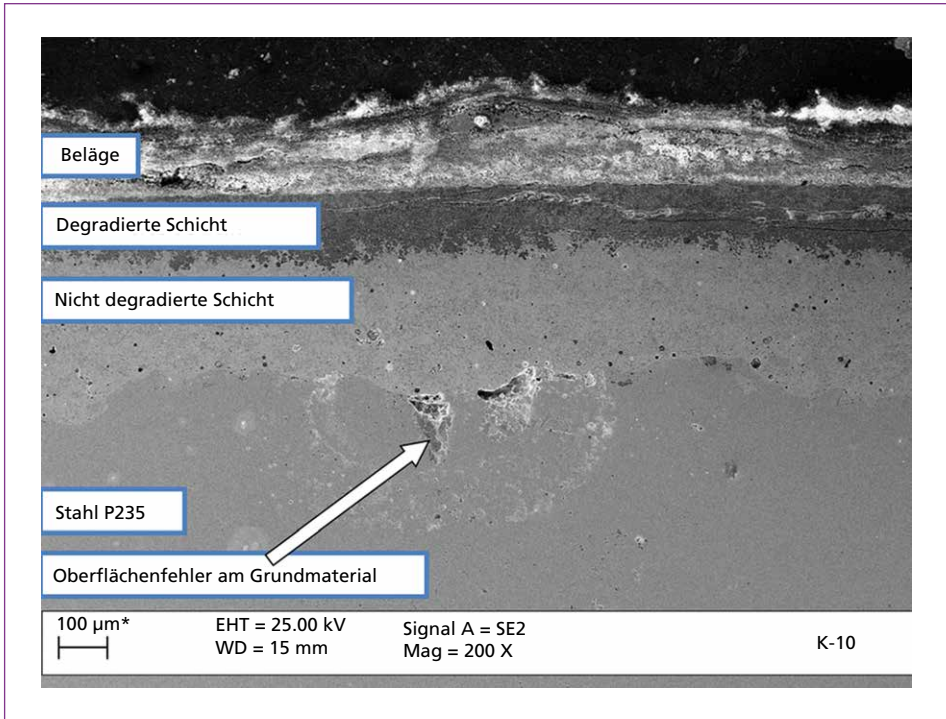


Bild 5: Metallurgischer Querschliff *Highresist* nach sieben Jahren Nutzung

Quelle: Cwiek, J. Porównanie trwałości powłok ochronnych na rurach ekranowych kotłów niskoemisyjnych, Ochrona przed korozją, 2012, Vol. 55, 2012

Ermutigt durch die positiven Ergebnisse der industriellen Applikationen wurden weitere Beschichtungsmaterialien entwickelt. Es hat sich herausgestellt, dass beim Betrieb von Kesselanlagen mit Wirbelschichtfeuerung eine negative Auswirkung der Erosion der Wände von Verbrennungskammern in Vordergrund steht. Eine der effektivsten Maßnahmen um die Schäden durch Erosion in Wirbelschichtkesseln zu begrenzen ist die Verwendung von entsprechenden Anti-Erosionsbeschichtungen.

Diese Beschichtungen können mit verschiedenen Methoden des thermischen Spritzens hergestellt werden. Bevorzugt wird jedoch die Plasma-Technik und HVOF, weil diese Methoden das Auftragen der Beschichtungen mit niedriger Porosität und besserer Haftung am Untergrund unter Verwendung von Materialien in Pulverform ermöglichen. Die Beschichtung kennzeichnet außer hoher Erosionsbeständigkeit eine hohe Härte und eine bessere Haftung am Grundmaterial. Als Beschichtungsmaterialien werden

Kohlenstoffverbindungen (z.B. Cr_3C_2 -NiCr), Verbindungen von NiCr und FeAl mit harten keramischen Phasen und/oder zwischenmetallischen Phasen und keramischen Materialien verwendet. Die Beschichtung kann man sowohl auf den schon genutzten und im Kessel verbauten Membranwänden, als auch auf den neuen Membranwandpaneelen während des Produktionsprozesses in der Produktionshalle aufbringen.

Ein Vorzeigeprodukt in dieser Kategorie ist die Beschichtung *Plasmadur*. Es ist eine Kompositbeschichtung auf der Grundlage Cr_3C_2 -NiCr. Dank der Automatisierung des Herstellungsprozesses der Beschichtung ist ihre Qualität und Wiederholbarkeit der Nutzeigenschaften garantiert.

Neben der Absicherung der Wände von Wirbelschichtkesseln durch Anti-Erosionsbeschichtungen werden solche Schutzbeschichtungen mit Erfolg auf anderen Elementen der, in der Energiewirtschaft arbeitenden Anlagen, verwendet. Diese sind z.B. Lamellengeräte, Vorwärmer, Staubleitungen (Klappen), Staubverteiler, Ventilatoren usw.

Eine andere, durch die Firma angebotene Anti-Erosionsbeschichtung ist *Protector*. Es ist eine Kompositbeschichtung vom Typ NiCrTi. Neben den Anti-Erosionseigenschaften verfügt sie über eine dichte Struktur, eine sehr glatte Fläche und eine geringe Stärke

Die Schutzbeschichtungen in kohlebefeueten Kesseln der polnischen Energiewirtschaft sind nach wie vor ein wichtiges Mittel um den wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Die Anfang der 2000er-Jahre begonnene Entwicklung hat einen Zustand erreicht, wo für die Applikationen in den Kraftwerken eine mehrjährige Gewährleistung gegeben werden kann. Die Entwicklung kann anhand eines Diagramms (Bild 6) dargestellt werden.

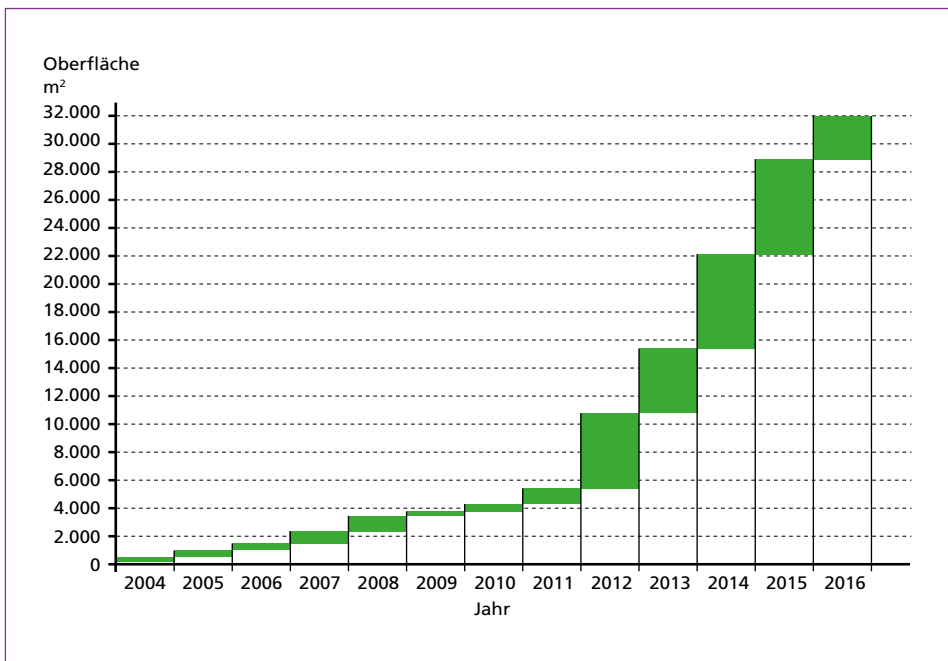


Bild 6: Entwicklung der Beschichtungsflächen in polnischen Kohlekraftwerken

Das Diagramm zeigt die jährlichen Beschichtungsflächen, die von Plasma System S.A. in der Industrie, überwiegend in Kraftwerken, realisiert wurden. Insgesamt wurden bis Ende 2017 mehr als 30.000 m² Flächen beschichtet. Somit ist die Firma der Marktführer auf diesem Gebiet in Polen.

3. Erste Versuche und Testapplikationen in Deutschland

Die polnische Firma war seit geraumer Zeit fest davon überzeugt, dass die in polnischen Kraftwerken eingesetzten Beschichtungen auch in anderen Ländern eingesetzt werden können. Hier ist der Fokus auf die EU-Länder Deutschland, Österreich, Schweiz, Niederlande und Frankreich sowie auf Skandinavien ausgerichtet. Aber interessant ist nicht nur die Energiewirtschaft, auf die die Erfahrungen nahezu eins zu eins übertragen werden können, sondern auch die Waste-to-Energy-Branche. In dieser Branche hat die Firma, aufgrund von bis vor kurzem fehlenden Anlagen in Polen, noch keinerlei Erfahrung. Diese Erfahrung soll durch Testapplikationen in Anlagen der thermischen Abfallverwertung in Deutschland gewonnen werden.

Um die Möglichkeit zu bekommen, ihre Beschichtungen in Abfallverbrennungsanlagen vorzustellen und zu testen, hat die Geschäftsführung versucht auf Tagungen und Konferenzen in Deutschland Kontakte zu knüpfen. Dieser Weg war nicht einfach, da einerseits keine Referenzen aus Abfallverbrennungsanlagen vorlagen, andererseits der deutsche Markt durch die etablierten Anbieter von verschiedenen Schutzbeschichtungen gut bedient war. Sehr schnell hat sich herausgestellt, dass das Cladding (Schweißplattierung) mit *Inconel 625* nach allgemeiner Meinung der Betreiber von Anlagen zur thermischen Abfallverwertung eine sehr teure aber auch sehr zuverlässige Lösung ist. Somit hat auch diese Art der Schutzbeschichtung den größten Anteil auf dem deutschen Markt der Abfallverbrennungsanlagen.

Um die in Polen entwickelten Beschichtungen für die Betreiber der Abfallverbrennungsanlagen überhaupt interessant zu machen, mussten entsprechende Argumente/Vorteile definiert werden. Diese sind im Wesentlichen:

- Metallurgische Verbindung der Schutzschicht mit Grundmaterial

Durch den Einsatz von Laser erfolgt, wie bei der herkömmlichen Schweißplattierung eine metallurgische Verbindung mit Grundmaterial. Dabei ist es mit Laser möglich sehr dünne Schichten (ab 0,3 mm) aufzutragen. Die Wärmeleistung von einem Laser beträgt nur etwa 2,0 kW (Größenordnung Bügeleisen), ist aber sehr stark konzentriert. Dadurch ist der Wärmeeintrag in das Grundmaterial sehr gering, wodurch wiederum eine sehr niedrige thermische Spannung im beschichteten Grundmaterial herrscht.

- Eisengehalt auf der Schichtoberfläche

Bei Schutzschichten gegen Korrosion hat der Fe-Gehalt auf der Schichtoberfläche sehr große Bedeutung. Durch die winzigen *Eisenfäden* kann die Korrosion die Schutzschicht unterwandern und das Grundmaterial unter der Schutzschicht zerstören. Es wird verlangt, dass der Fe-Gehalt auf der Oberfläche der Beschichtung mit

Inconel 625 unter 5 Prozent bleiben muss. Bei herkömmlicher Schweißplattierung wird zweilagig gearbeitet, da auf der Oberfläche der ersten Lage (Schichtstärke etwa 1,0 mm) die Fe-Gehalte im Bereich von 10 bis 15 Prozent liegen. Erst auf der zweiten Lage wird ein Fe-Gehalt unter 5 Prozent erreicht. So wird üblicherweise eine zweilagige Claddingschicht eine Stärke zwischen 2,0 bis 2,5 mm haben. Beim Laserschweißen wird das Fe-Gehalt unter 5 Prozent auf der Oberfläche bereits bei einer Lage mit einer Stärke von 1,0 mm erreicht. Es ist natürlich auch möglich mit Lasertechnik durch mehrlagige Verfahren dickere Schutzschichten zu erzeugen.

- Oberfläche

Bei der Laserbeschichtung wird eine fast glatte Oberfläche mit feiner Struktur erreicht (Bild 7). Beobachtungen haben gezeigt, dass durch die glatte Fläche die Anhaftung von Stäuben geringer ist und auch die Korrosionsneigung abnimmt.

- Gewicht

Eine dünnere Schichtstärke bedeutet weniger Beschichtungsmaterial und dadurch weniger Gewicht. Insbesondere in älteren Abfallverbrennungsanlagen kann sich das zusätzliche Gewicht der Schutzbeschichtung negativ auf die Statik des Kessels auswirken. Hier muss mindestens eine Prüfung der Statik erfolgen.

- Materialeigenschaften

Inconel 625, das standardmäßig als Claddingmaterial für die Schutzschichten verwendet wird, hat sehr gute Eigenschaften gegen Korrosion. Aufgrund seiner relativ niedrigen Härte (etwa 22 HRC) sind seine Eigenschaften als Schutz gegen Erosion weniger gut. Das Material *Highresist* wurde so entwickelt, dass im Vergleich zu *Inconel 625* auch der Schutz gegen Erosion wesentlich besser ist. Dazu trägt die Härte der Schicht bei, die bei etwa 35-36 HRC liegt. Sie ist also etwa 60 Prozent höher als die Härte von *Inconel 625*.

- Kosten und Preis

Weniger Beschichtungsmaterial bedeutet niedrigere Herstellungskosten bei der Beschichtung. Von diesem Kostenvorteil kann auch der Kunde profitieren. Das bedeutet, dass Laserbeschichtung konkurrenzfähig gegenüber dem herkömmlichen Cladding sein kann.



Bild 7:

Typische Oberflächenstruktur einer Laserbeschichtung (hier *Highresist* auf einem Membranwandpaneel)

3.1. Erste Testapplikationen mit Laserbeschichtung (*Highresist* und *Inconel 625*) in deutschen WtE-Anlagen

Im September 2015, während der 7. Freiburger Diskussionstagung Dampferzeugerkorrosion, wurden erste Kontakte zwischen der Firma aus Polen und der Betriebsleitung des Müllheizkraftwerks der AMK in Iserlohn geknüpft. Die AMK war schon immer interessiert neue Technologien zu testen. Das MHKW der AMK wird fast zur Hälfte mit schadstoffreichen Gewerbeabfällen ausgelastet, darunter sind auch gefährliche Abfälle, so dass die Abgase sehr aggressiv sind. Daher stand die Suche nach geeignetem Schutz der Heizflächen immer im Vordergrund. Im Bereich der Schutzschichten von Membranwänden, aber auch für Überhitzerrohre und Schotten, wurden viele auf dem Markt vorhandene Beschichtungen bereits getestet. So wurden herkömmliches Cladding mit *Inconel 625*, Plasmabeschichtung, Flammbeschichtung, Nickelbeschichtung (elektrolytisch aufgetragen) und sogar Flächen mit Nanobeschichtung getestet. Die Erfahrungen waren recht unterschiedlich und nicht alle Beschichtungen wurden eingesetzt. So wurde auch entschieden, die mit Laser hergestellten Schutzbeschichtungen in der Anlage zu testen. Es bot sich an, in der Decke des 2. Zugs am Abfallkessel 3 (Dampfparameter 40 bar/400 °C) entsprechende Testpaneele einzubauen, da aufgrund von starkem Verschleiß die Decke erneuert werden musste. In der Zwischenzeit wurden auch Gespräche mit der Fa. Häuser aufgenommen, die auch Laserbeschichtungen testen wollte. So ergab sich die Möglichkeit, die Laserbeschichtung von zwei unabhängigen Anbietern testen zu lassen. Während der Revision im Juni 2016 wurden drei 8-Rohr-Paneele (Φ 57 mm x 5,0 mm, Teilung 80 mm) mit einer Länge von 3.000 mm eingebaut:

- Rohrpaneel der Fa. Häuser mit Inconelbeschichtung (625),
- Rohrpaneel der Fa. Plasma System mit Inconelbeschichtung (625),
- Rohrpaneel der Fa. Plasma System mit Beschichtung *Highresist*.

Bei allen drei Paneelen wurde die Beschichtung mit einem Laser aufgetragen. Die Schichtstärke betrug etwa 1,0 mm. Bild 8 zeigt die Einbausituation. Paneele ohne Beschichtung waren mit roter Schutzfarbe versehen, grau sind Paneele mit Beschichtung (links Plasma System/*Highresist*, Mitte Häuser/*Inconel 625*; rechts Plasma System/*Inconel 625*).



Bild 8:

Einbausituation Paneele mit Laserbeschichtung MK3 Decke 2-Zug

Während der Revision im Juni 2017 wurden die Beschichtungen in Augenschein genommen. Es wurde festgestellt, dass:

- alle drei Paneele weisen keine Abzehrungen auf,
- die Oberflächenstruktur ist gegenüber dem Neuzustand unverändert,
- es wurden keine Abplatzungen oder Ablätterungen der Schicht festgestellt und
- bei ungeschützten Wandpaneelen ist eine erste Abnutzung feststellbar.

Bild 9 zeigt den Oberflächenzustand der Highresistbeschichtung nach einem Jahr Betrieb.



Bild 9:

Oberfläche Laserbeschichtung nach einem Jahr Betrieb

In beiden kleinen Kesseln des MHKWs sind im zweiten Zug jeweils vier Verdampferschotten und eine Überhitzerschotte installiert. Hier fand schon immer eine starke Abzehrung der Rohre statt, so dass zur Vorbeugung vor ungeplanten Stillständen durch Rohrreißer diese Schotten regelmäßig erneuert werden mussten. Bei der letzten Erneuerung wurden im Kessel 2 Schotten mit Plasmabeschichtung eingebaut. Schnell hat sich jedoch herausgestellt, dass diese Beschichtung bei dem Betrieb des Reinigungssystems Shower-Cleaning aufgrund von Thermoschock an sehr vielen Stellen abgeplatzt war und die Schotten nicht mehr geschützt waren. So entstand die zweite Möglichkeit die Beschichtung *Highresist* zu testen. Man hat sich für die Beschichtung entschieden aufgrund von besserem Schutz gegen Erosion, die dort stattfindet. Die Beschichtung hat gegenüber dem *Inconel 625* eine höhere Härte (*Highresist* etwa 35 bis 36 HRC, *Inconel* etwa 22 bis 25 HRC), was sich positiv auf die Anti-Erosionseigenschaften auswirkt.

Während der Revision im September 2016 wurden im MK2 zwei Testflächen eingebaut:

- Verdampferschotte als 12-Rohr-Paneel,
- Überhitzerschotte, ebenfalls als 12-Rohr-Paneel.

Beide Schotten hatten eine Länge von 2.000 mm. Auf beide Seiten der Schotten wurde die Beschichtung mit einer Schichtstärke von 0,5 mm in Lasertechnologie aufgetragen.

Die Testschotten wurden am Schottenende mit Inconelstreifen versehen.



Bild 10: Testschotte mit Highresist-Laserbeschichtung



Bild 11: Oberfläche der Testschotte im MK2 nach einem Jahr Betrieb

Bild 10 zeigt die eingebaute Testschotte mit Laserbeschichtung.

Während der Kesselinspektion im März 2017 wurden die Testschotten inspiziert. Es wurden keine Beschädigungen oder Abzehrungen der Beschichtung festgestellt. Auch bei der Kesselrevision im September 2017 wurde der Zustand der Beschichtung kontrolliert. Auch nach einem Jahr Betrieb blieb die Beschichtung vollständig und ohne Abplatzungen. Die für die Laserbeschichtung typische Oberfläche blieb im Originalzustand (Bild 11).

Ausgehend von den guten Testergebnissen wurde kurzfristig entschieden bei einer notwendigen Erneuerung von einem Teil der Seitenwand in diesem Kessel ebenfalls diese Beschichtung anzuwenden. So wurden hier vier 6-Rohr-Paneele (Φ 57,0 mm x 5,0 mm, Teilung 80 mm) mit einer Gesamtfläche von etwa 10 m² (abgewickelt) eingebaut. Ausschlaggebend für diese Entscheidung waren die Testergebnisse, die bereits unter den gleichen Betriebsbedingungen gewonnen wurden und die Wirtschaftlichkeit dieser Schutzmaßnahme.

3.2. Erste Testapplikationen mit Beschichtung *Protector* in deutschen WtE-Anlagen

In vielen Gesprächen mit Betreibern von Abfallverbrennungsanlagen hat sich herausgestellt, dass immer wieder Probleme mit der starken Abzehrung der Überhitzerrohre auftreten. Oft wird festgestellt, dass die Abzehrung nicht nur durch eine starke Korrosion verursacht wird, sondern auch durch eine starke Erosion der Rohroberfläche durch Reibung der Staubpartikel bei hoher Geschwindigkeit der Abgase. Das gleiche Problem betrifft Überhitzer die mit Dampfrußbläsern gereinigt werden. Bei Rußbläsenzbläsern wird ein starker Dampfstrahl erzeugt, der eine starke Erosion der Rohroberfläche verursacht. Dies betrifft insbesondere Rohre, die direkt dem Dampfstrahl ausgesetzt sind – überwiegend erste und zweite ÜH-Scheibe. Zum Schutz vor dieser Erosion werden Schutzschalen verwendet, was auch von Herstellern der Rußbläsenzbläser empfohlen wird.

Im Laufe des Betriebes fallen jedoch die Schutzschalen ab, so dass die Rohre an diesen Stellen bis zum nächsten Stillstand nicht mehr geschützt sind. Dabei ist der Zeitpunkt nicht bekannt an dem die Schutzschale abfällt und oft stellt sich heraus, dass am Ende der Reisezeit das Rohr so dünn ist, dass es ausgetauscht werden muss.

Für diese Bereiche in konventionellen Kraftwerken wurde in Polen eine Beschichtung entwickelt, die außer gutem Anti-Korrosionsschutz sehr gute Anti-Erosionseigenschaften besitzt. Diese Beschichtung mit dem Namen *Protector* wird im thermischen Spritzverfahren (derzeit HVOF) mit anschließender Wärmebehandlung aufgetragen. Die Beschichtung hat eine Härte von etwa 60 HRC, ist also nahezu dreimal härter als *Inconel 625*. In polnischen konventionellen Kohlekraftwerken wird diese Beschichtung seit Jahren verwendet. Die Standzeiten betragen je nach Betriebsbedingungen mehrere Jahre.

In 2017 konnte in der MVA Hamm eine Testapplikation von dieser Beschichtung am Überhitzer realisiert werden. Der Betreiber der MVA Hamm hat festgestellt, dass insbesondere die Überhitzerrohre in unmittelbarer Nähe der Wände durch den Betrieb von Rußbläsern die stärkste Abzehrung aufweisen. Bei den ersten Rohren wurde festgestellt, dass bei Beginn der Arbeit die Erosion überwiegend durch ein sehr schadstoffhaltiges Kondensat verursacht wird, das aus der Rußbläserlanze ausgeblasen wird. Bei den Rohren auf der gegenüber liegenden Kesselseite dauert das Rußblasen länger, da die Lanze erst stoppen muss, bevor sie in die andere Richtung zurückfährt.

So hat die MVA Hamm sich entschlossen, während der Revision an der Verbrennungslinie 2 acht Testrohre am Überhitzer einzubauen. Die Testrohre wurden in der Werkstatt in Polen mit *Protector* beschichtet, die Schichtstärke betrug 0,5 mm. Die Beschichtung wurde mit einem Industrieroboter in HVOF-Technologie mit nachträglicher Wärmebehandlung realisiert.

Die Testrohre wurden so angeordnet, dass an der jeweiligen Kesselseite zwei beschichtete Rohre eingebaut wurden. Die anderen vier Rohre wurden über die gesamte Kesselbreite verteilt. Die Einbausituation ist in Bild 12 dargestellt.



Bild 12:

Überhitzer mit *Protector*-Beschichtung in MVA Hamm

Auf dem Bild sind die Überhitzerrohre mit der Beschichtung (glänzende Oberfläche) und die Schutzschalen gut zu erkennen.

Ziel der Maßnahme ist die Beschichtung im Abfallkessel, unter starker Auswirkung von Rußbläsern, zu testen. Es wird erwartet, dass eine Abzehrung der Rohre aufgrund von Erosion nicht mehr stattfindet und die Schutzschalen nicht mehr benötigt werden. Erste Ergebnisse sind während der Revision im Juni 2018 zu erwarten.

Für eine gleiche Testapplikation konnte das MHKW der swb in Bremen gewonnen werden. Hier ist die Situation ähnlich wie in der MVA Hamm. Aufgrund der starken Abzehrung durch den Betrieb von Dampfrohrbläsern müssen die Überhitzerrohre durch Anbringung von Schutzschalen geschützt werden. Der Test soll in beiden modernisierten Kesseln (Linie 1 und 4 mit Dampfparameter 40 bar und 400 °C) durchgeführt werden. An jedem Kessel werden vier Rohre mit der Beschichtung in den Wandbereichen der Überhitzer eingeschweißt.

Bild 13 zeigt die Einbausituation. Die Testrohre wurden im oberen und unteren Überhitzer eingebaut.



Bild 13:

Einbausituation Überhitzer mit *Protector* in MHKW Bremen

Die Erwartungshaltung ist die gleiche wie in der MVA Hamm. Mit ersten Ergebnissen ist während der Revision im August 2018 zu rechnen.

4. Zusammenfassung

1. Die in Polen entwickelten Beschichtungsmaterialien haben sich in der polnischen kohlebasierten Energieerzeugung bereits bewährt. Die erreichten und garantierten Standzeiten betragen mehrere Jahre, so dass der Einsatz zum Schutz der Heizflächen vor Korrosion und Erosion auch wirtschaftlich ist.
2. Die Betriebsbedingungen in WtE-Anlagen unterscheiden sich von den Betriebsbedingungen in Kohlekraftwerken. Die Verbrennung von Kohle mit schlechter Qualität in Verbindung mit der Mitverbrennung von Biomasse stellt die konventionellen Kraftwerke vor großen Herausforderungen. Der Korrosions- und Erosionsschutz der Heizflächen hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen.
3. Erst durch die Testapplikationen unter realen Betriebsbedingungen in WtE-Anlagen kann die Qualität und Anwendbarkeit beurteilt werden. Je mehr Testapplikationen unter schwierigen Betriebsbedingungen durchgeführt werden, desto besser kann die Beurteilung erfolgen.
4. Eine Testapplikation kann nur über längere Zeit bewertet werden. Cladding mit *Inconel 625* wird in Deutschland in WtE-Anlagen seit mehr als zwanzig Jahren verwendet, Plasmabeschichtung seit mehr als zehn Jahren. Die neuen Beschichtungen aus der kohlebasierten Energieerzeugung stehen erst am Anfang dieses Weges und brauchen Zeit um ihre Tauglichkeit zu beweisen. Je früher daher die Testapplikationen realisiert werden, desto besser – insbesondere für die Betreiber der WtE-Anlagen.
5. Durch die Anwendung von Lasertechnologie und Industrierobotern können, im Vergleich zu den auf dem Markt etablierten Anbietern, die Beschichtungen günstiger angeboten werden. Auch die Verringerung der Schichtstärke durch den Einsatz der Lasertechnologie kann zur Kostensenkung beitragen.
6. Die Bemühungen um neue Testapplikationen in WtE-Anlagen werden fortgesetzt. Auf der Suche nach neuen Herausforderungen besteht ein großes Interesse zu versuchen, die Korrosions- und Erosionsprobleme in WtE-Anlagen durch Einsatz der vorgestellten Beschichtungen zu lösen. In der Hoffnung, die Qualität der Beschichtungen unter Beweis stellen zu dürfen, werden derzeit Gespräche mit Betreibern von mehreren WtE-Anlagen geführt.

5. Literatur

- [1] Ciepliński, P. et al.: Badanie odporności na korozję wysokotemperaturową wybranych powłok napawalnych laserowo pod kątem aplikacji w energetyce, 2009
Ciepliński, P. et al.: Untersuchung der Hochtemperaturkorrosionsbeständigkeit ausgewählter laseraufgeschweißter Beschichtungen für Anwendungen in der Energiewirtschaft. 2009.
- [2] Ćwiek, J.: Porównanie trwałości powłok ochronnych na rurach ekranowych kotłów niskoemisyjnych, *Ochrona przed korozją*, 2012, Vol. 55, 2012
Ćwiek, J.: Vergleich der Beständigkeit von Schutzschichten auf Membranwandrohren von emissionsarmen Kesseln, *Korrosionsschutz*, 2012, Vol. 55, 2012

- [3] Iwaniak, A. et. al.: Aplikacje powłok odpornych na korozję i erozję na elementach ciśnieniowych kotłów energetycznych, 2016
Iwaniak, A. et al.: Applikationen von korrosions- und erosionsbeständigen Beschichtungen auf Druckteilelementen von energetischen Kessel, 2016
- [4] Orzeczenie Nr ZT/201/03, pt.: Badanie własności powłoki typu *Longresist* natryskiwanej cieplnie po jej eksploatacji w warunkach korozyjnych, Instytut Spawalnictwa, Gliwice, 06.08.2003
Gutachten Nr. ZT / 201/03 *Untersuchung von Eigenschaften der thermisch gespritzten Beschichtung vom Typ Longresist, nach Einsatz unter Korrosionsbedingungen*, Schweißinstitut, Gliwice, 06.08.2003
- [5] Orzeczenie Nr ZT/211/04, pt.: Badanie właściwości powłoki typu *Longresist* natryskiwanej cieplnie po jej eksploatacji w warunkach korozyjnych, Instytut Spawalnictwa, Gliwice, 12.10.2004
Gutachten Nr. ZT / 211/04 *Untersuchung von Eigenschaften der thermisch gespritzten Beschichtung vom Typ Longresist, nach Einsatz unter Korrosionsbedingungen*, Schweißinstitut, Gliwice, 12.10.2004
- [6] Orzeczenie Nr ZT/241/07, pt.: Badanie właściwości powłoki typu *Longresist* natryskiwanej cieplnie po jej eksploatacji w warunkach korozyjnych, Instytut Spawalnictwa, Gliwice, 12.10.2007
Gutachten Nr. ZT / 241/07 *Untersuchung von Eigenschaften der thermisch gespritzten Beschichtung vom Typ Longresist, nach Einsatz unter Korrosionsbedingungen*, Schweißinstitut, Gliwice, 12.10.2007
- [7] Raport z realizacji badań pt.: „Testy korozyjne powierzonych próbek wraz z oceną struktury i składu fazowego”, Politechnika Śląska, Katowice 2005
Untersuchungsbericht Ergebnisse von durchgeführten Korrosionstests mit Berücksichtigung der Struktur und Phasenzusammensetzung, Schlesische Technische Universität, Katowice 2005.