

Kaiser, M.; Spiegel, W. (2017):

**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

Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern

Marie Kaiser, Wolfgang Spiegel

CheMin GmbH, Augsburg

1 Hintergrund

Thermochemische Prozesse in der Energie- und Verfahrenstechnik, die durch die Kombination aus hohen Temperaturen und komplexem chemischen Inventar gekennzeichnet sind, können nachteilige Nebenwirkungen aufweisen, u. a. in Form von Korrosion und Verschmutzung.

In der Energietechnik sind davon vor allem Dampferzeuger betroffen, die mit chemisch komplexen Brennstoffen befeuert werden. Hierzu sind insbesondere Brennstoffe aus den Bereichen Abfall, Ersatzbrennstoff, Altholz, Biomassen und bestimmte Kohlen zu zählen.

Die hohen Temperaturen in der Feuerung von Dampferzeugern transformieren das nicht brennbare, feststoffliche Inventar des Brennstoffs weitestgehend. Dies schließt stoffliche Reaktionen, Phasenübergänge und Gefügeveränderungen ein. Ein Teil dieser so entstandenen Stoffströme wird mit dem aus dem Verbrennungsprozess entstehenden Rauchgas mitgetragen und gelangt so in die nachgeschalteten Verfahrensschritte, z.B. Dampferzeuger und Rauchgasreinigung.

Im Dampferzeuger ergeben sich im Grundsatz sinkende Temperaturen für die Massenströme des Rauchgases. Dieser Trend kann durch lokale Effekte, z. B. des Wärmeübergangs, für Teilvolumina des Rauchgasstroms verstärkt oder vermindert werden. All diesen zwangsläufig gegebenen Temperaturgradienten im Rauchgas müssen die in der Feuerung gebildeten stofflichen Komponenten folgen, d. h. sich durch Phasenübergänge, Reaktionen und Gefügeveränderungen anpassen.

Viele dieser Übergänge und Reaktionen führen zu Partikeln mit festem oder flüssigem Aggregatzustand. Diese Stofffrachten des Rauchgases können sich ablagern und ggf. im Belag auch weiter reagieren. Es kommt zur Verschmutzung. Von besonderer Relevanz ist hierbei die Geschwindigkeit der Belagsbildung, insbesondere gesteuert durch die Klebrigkeit von Belags- und Partikeloberflächen.

Zudem sind alle Wärmetauscher des Dampferzeugers Stahloberflächen, die dem umgebenden Rauchgas verfahrensbedingt ein Temperaturgefälle „anbieten“ und damit einen Wärmefluss erzwingen (Strahlung, Konvektion, Konduktion). Durch die steigenden Temperaturen im Dampfmedium der Berührungsheizflächen steigt auch

die Temperatur auf den Oberflächen der Wärmetauscher und damit sinkt die Wärmestromdichte.

Beläge, die auf den Wärmetauscheroberflächen wachsen, sind zwangsläufig auch Wärmeleiter. Im Belag bildet sich in Abhängigkeit von der stofflichen Eigenschaften des Belages, der Porosität, der Wärmestromdichte und der Belagsdicke ein Temperaturgradient aus.

Dieser Temperaturgradient formt Temperaturzonen im Belag und trägt damit dazu bei, dass sich bestimmte stoffliche Komponenten des Belags je nach deren thermodynamischen Merkmalen umlagern, lokal anreichern und ggf. auch den Aggregatzustand ändern, z. B. von fest nach gasförmig.

Am Ende dieser komplexen stofflichen Prozesse - vom Brennstoffbestandteil zum Belagsbestandteil - ergibt sich ein Mikromilieu an der Grenze des Belags zur Werkstoffoberfläche, das Korrosionsprozesse auslösen kann und somit eine Korrosionsfront ausbildet. Von besonderer Relevanz ist hierbei die Dynamik der Korrosion, die ebenfalls eine Funktion des lokalen Temperatur-, Gefüge- und Chemie-Milieus ist.

Thermochemische Prozesse können auf diese Weise vielfältige und kleinräumig unterschiedliche Nebenwirkungen auslösen, die in Form von Verschmutzung und Korrosion erhebliche betriebswirtschaftliche Belastungen bedingen. Diese komplexen Zusammenhänge erfordern zusätzliche Informationen zur Chemie, zur Mineralogie, sowie zu Gefüge und Textur der belagsbildenden Ablagerungen, der Korrosionsprodukte und der Korrosionsfront. Dies ist die Voraussetzung, um unerwünschte Nebenwirkungen verstehen und vermeiden zu können. Informationen aus Schadensobjekten, Vor-Ort-Beprobungen im Stillstand, sowie aus betriebsbegleitenden Sonden und Sensoren sind hierfür wesentliche Hilfsmittel.

Die Autoren dieses Beitrags haben für die Analyse und Auswertung der Befunde aus Schadensobjekten, Proben und Sonden eine systematische Herangehensweise entwickelt. Dies wird nachfolgend anhand von Beispielen aufgezeigt.

2 Systematik der Milieus für Verschmutzung und Korrosion

Bei Dampferzeugern ergeben sich verfahrensbedingt aus dem Blickwinkel von Korrosion und Verschmutzung mindestens drei Temperaturprozessmilieus, die nacheinander angeordnet sind bzw. ineinander übergehen. Diese sind:

- a) Hochtemperaturmilieu
Strahlungswärmeübergang, meist auf Verdampferheizflächen
- b) Mittleres Temperaturmilieu
Berührungswärmeübergang, meist auf Überhitzerheizflächen

c) Niedriges Temperaturmilieu
Wärmetauscher und Bleche am Kesselende und in der Rauchgasreinigung

Diese Zuordnung von drei - oder feiner aufgegliedert auch vielen - Temperaturmilieus (typische Kombinationen von rauchgasseitiger und mediumseitiger Temperatur und damit auch typische Wärmestromdichte) ist die erste Ebene der Systematik.

Die Prozesse der Belagsbildung und der ggf. daran gekoppelten Korrosion führen zur Ausbildung eines lagenweise, senkrecht zur Wärmeströmung angeordneten Schichtenstapels, der zunächst aus einer bzw. zwei Schichten besteht (= Rohrwerkstoff und ggf. aufliegende Schutzschicht) und sich zu fünf Schichten entwickelt (= Rohrwerkstoff – Schutzschicht – Korrosionsfront - Korrosionsprodukte – aufgewachsener Belag). Die Position der Korrosionsfront und der Korrosionsprodukte kann auch zwischen Rohrwerkstoff und Schutzschicht angeordnet sein. Diese Zuordnung von Schichten im Belagsaufbau ist die zweite Ebene der Systematik.

Die Schutzschicht - sofern vorhanden - kann z.B. eine metallische Legierung sein (u.a. thermische Spritzschicht, Cladding etc.) oder eine Feuerfestzustellung.

Jede der fünf Schichten kann durch die Ausbildung bestimmter Mikromilieus Korrosionsprozesse auslösen bzw. verstärken. Die Mikromilieus in den Schichten beeinflussen sich zudem gegenseitig, meist über den gemeinsamen Gasraum der Poren. Die dafür notwendigen Voraussetzungen ergeben sich - zusätzlich zu den Temperaturmilieus - aus den chemischen Merkmalen, der Mineralogie, den Gefüge- und Textureigenschaften. Diese Zuordnung von Chemie, Mineralogie, Gefüge und Textur ist die dritte Ebene der Systematik.

Alle drei Ebenen der Systematik werden von den Prozessabläufen beeinflusst und geprägt (u.a. Brennstoffchemie, Feuerung, Last, Belagswachstum, Online-Reinigung), und sind daher anhaltend Änderungen unterworfen. Instationäre Betriebszustände und ggf. auch Stillstandszeiten zeigen weitere, über die Einwirkungen des Normalbetriebs hinausgehende Einflüsse.

Es ergibt sich somit eine hoch komplexe Mikromilieusituation, die kleinräumig unterschiedliche Korrosionsprozesse hervorrufen kann, die zudem mit einer stark schwankenden Dynamik wirken.

Zur Veranschaulichung dieser Systematik werden nachfolgend einige Beispiele aufgezeigt. Diese gliedern sich nach den oben beschriebenen Temperaturmilieus. Außerdem werden die diagnostischen Wege beschrieben, die die jeweiligen Schichten und die sich ausbildenden Mikromilieus anhand der Parameter Temperatur, Chemie, Mineralogie und Gefüge untersuchen.

2.1 Hochtemperaturmilieu

Abbildung 1 gibt einen Überblick zu möglichen Schichtaufbauten im Hochtemperaturmilieu. Die Fotos a), b) und c) zeigen häufige Schadensbilder an Feuerfestzustellungen, wie z. B. oberflächige Abplatzungen, Versätze, Risse und Korrosionsprodukte am Rohr unter der feuerfesten Schutzschicht infolge geschädigter Zustellungen. Die Fotos d) und e) zeigen das typische Schadensbild korrosiver Abzehrung - bedingt durch Salzschnmelzenkorrosion - an gecladdeten Rohren im verschmutzten und abgereinigten Zustand. In Foto f) ist ein ungeschütztes Rohr mit einer ausgeprägten, kompakten Korrosionsschicht zu sehen, entstanden durch chlorinduzierte Hochtemperaturkorrosion.



Abb. 1: a) und b) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff – Schutzschicht (Feuerfestzustellung); c) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff – Korrosionsfront - Korrosionsprodukte – Schutzschicht (Feuerfestzustellung); d) und e) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff – Schutzschicht (Cladding) – Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – (Belag); f) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff - Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – Belag

Beispiel 1: Chlorinduzierte Hochtemperaturkorrosion durch Bleichlorid

In diesem Beispiel besteht der Schichtenaufbau aus: Rohrwerkstoff – Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – Belag.

Abbildung 2 zeigt den eindrucksvollen Schichtenaufbau eines Korrosionsschadens an einer Verdampferwand. Nahe der Korrosionsfront haben sich in den Korrosionsprodukten Chlorsalze, überwiegend Bleichlorid, angereichert. Dieser selektive Anreicherungsprozess führt zu chemischen Mikromilieus und zu Gefügeeigenschaften, die eine dynamische chlorinduzierte Hochtemperaturkorrosion ermöglichen.

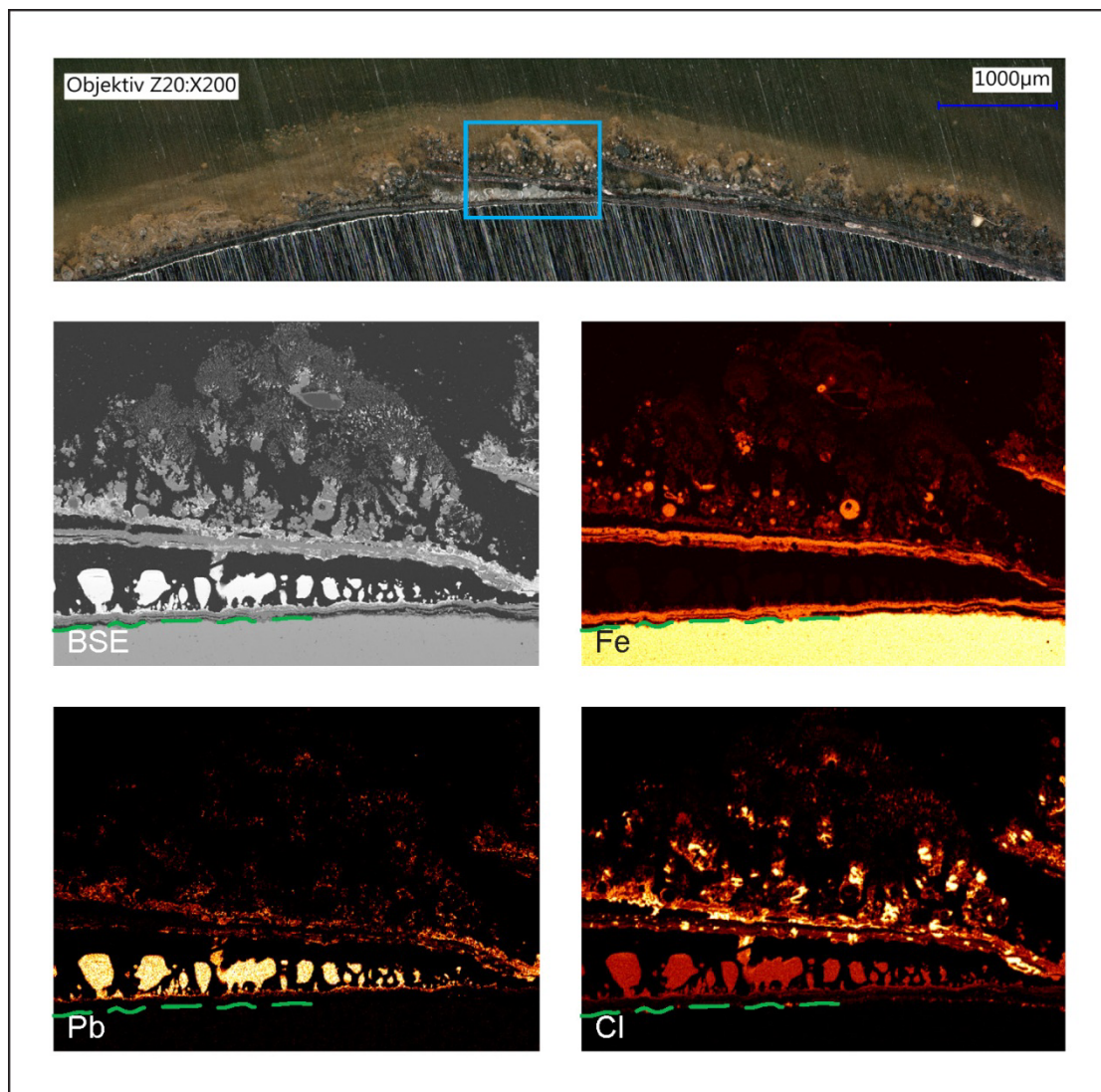


Abb. 2: Korrosionsbedingte Wandabzehrung an einer Verdampferwand. Die mikroanalytische Untersuchung der Beläge (trocken präparierter Schliff, Elementverteilungsbilder von schwarz über rot bis hellgelb steigende Elementkonzentration) zeigt die Lagen aus Bleisalzen in den Korrosionsschichten. Die grüne Hilfslinie kennzeichnet die Rohroberfläche (mit Chlorangriff).

In den Hochtemperaturmilieus vieler thermochemischer Prozesse ist die chlorinduzierte Hochtemperaturkorrosion die wesentliche Abzehrungsursache.

Initial für diesen Korrosionsangriff wirken die niedrigen Oberflächentemperaturen der Bauteile im Strahlungszug (Stichwort Kältefalle). Salze - bevorzugt Alkali-, Calcium-, Zink- und Bleichloride - kondensieren aus dem Rauchgas und legen sich als Salzschrift auf dem Rohr ab. Das abgelegte Chlor greift den Werkstoff an, Korrosionsbeläge aus Eisenchloriden und Eisenoxiden entstehen. Mit zunehmender Dicke der Korrosionsprodukte werden die jeweils älteren Schichten in rohrfernere Bereiche geschoben und entsprechend dem gegebenen Temperaturgradienten im Belag damit heißer. Die darin gebundenen Chlorsalze werden dadurch mobilisiert, wandern entgegengesetzt in Richtung der kälteren Werkstoffoberfläche und reichern sich somit in den Korrosionsbelägen nahe der Korrosionsfront an. Für Chlor, z.B. gebunden an Kalium und Blei, ergibt sich im Bereich ab ca. 410°C ein Temperaturfenster, in dem diese Mischsalze als Schmelze vorliegen. Der Schmelzezustand kann gefügeverdichtend wirken und damit eine Barriere für den Gasaustausch bilden, insbesondere von sauerstoffhaltiger Gasspezies in Richtung Korrosionsfront. Diese Mikromilieus begünstigen die chlorinduzierte Hochtemperaturkorrosion.

Typisches mineralogisches Merkmal für diese Art der Korrosion ist die Präsenz von Eisenchlorid an der Korrosionsfront [1].

Beispiel 2: Einsatz von Sonden und Sensoren zum Vergleich verschiedener Werkstoffoptionen

In diesem Beispiel besteht der Schichtenaufbau aus: Rohrwerkstoff - Schutzschicht (metallisch) - Korrosionsfront - Korrosionsprodukte - Belag.

Abbildung 3 zeigt eine in vergleichsweise kurzer Zeit zum Ziel führende Vorgehensweise - mithilfe des Einsatzes von Sensoren und Sonden – das Korrosionsverhalten von Werkstoffen zu untersuchen [2]. Hintergrund des vorliegenden Beispiels ist die Suche nach einem besser geeigneten Ankerwerkstoff im Bereich einer Feuerfestzustellung in einem Drehrohrföfen. Der bisher eingesetzte Werkstoff zehrte im Betrieb korrosionsbedingt ab, die Funktion der Feuerfestzustellung war dadurch eingeschränkt. Im Vorfeld des Werkstofftests wurden im Stillstand an drei verschiedenen Ankerpositionen Thermolemente aufgefunktet. Die ermittelten Ankertemperaturen wurden genutzt, um den Temperaturbereich auf der Sonde (Temperature-Range-Probe) einstellen zu können. Insgesamt wurden vier verschiedene Werkstoffe mithilfe dieser Sonden online online getestet. Der direkte Vergleich der Werkstoffe untereinander ergibt, dass der Werkstoff A eine deutlich geringere Abzehrung aufweist als die anderen Werkstoffe. Die eingesetzte Temperature-Range-Probe kann variabel den jeweils gegebenen verfahrenstechnischen Randbedingungen angepasst werden, u.a. stehen auch parallel beströmte Ausführungen für den Einsatz an Verdampferwänden in Strahlungszügen zur Verfügung [3] [4].

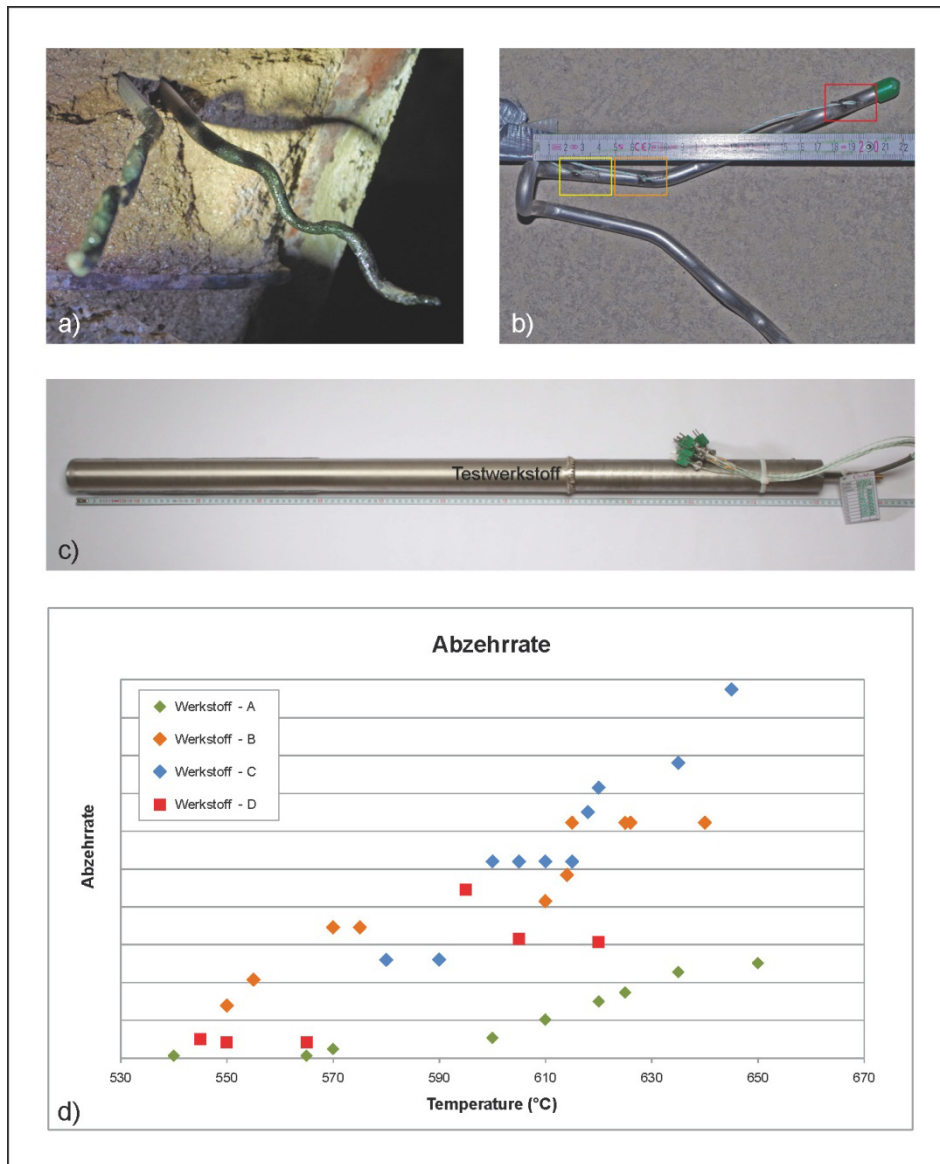


Abb. 3: a) Originalanker mit korrosiver Abzehrung;
 b) Temperatursensorik, installiert zur Messung der Materialtemperatur im Betrieb;
 c) Einsatz von Temperature-Range-Probes (aktiv gekühlte Sonden mit Temperaturverlauf entlang des Sondenrohrs, vorne „kalt“ und nach hinten hin wärmer werdend) zum Zweck verschiedene Werkstoffoptionen zu testen;
 d) Vergleichsdiagramm zu den ermittelten Abzehraten der verschiedenen Testwerkstoffe

2.2 Mittleres Temperaturmilieu

Abbildung 4 gibt einen Überblick zu möglichen Schichtenaufbauten im mittleren Temperaturmilieu. Die Fotos a) und b) zeigen typische Verschmutzungssituationen mit Wechtenwachstum entgegen der Rauchgasrichtung an Wärmeübertragerbauteilen im überwiegend konvektiv und konduktiv geprägten Temperaturmilieu. Das Foto c) zeigt einen kompakt, flächig ausgeprägten Korrosionsbelag infolge chlorinduzierter

Hochtemperaturkorrosion. Foto d) zeigt ein gecladdetes Rohr mit Schichtdickenreduzierung, hervorgerufen durch Salzschnmelzenkorrosion am Ort der höchsten Wärmestromdichte (siehe hierzu auch Beispiel 3). Im mittleren Temperaturmilieu ergeben sich für Bauteile mit höheren Werkstofftemperaturen oftmals Milieus, die Salzschnmelzenkorrosion ermöglichen. Zudem sind die meist mit Salzen angereicherten Beläge aufgrund eutektisch schmelzender Mischsalze porenarm und damit für chlorinduzierte Hochtemperaturkorrosion geeignet. Die sich ausbildenden Schichten führen bevorzugt zu stabilen Mikromilieus mit anhaltender korrosiver Wirkung.



Abb. 4: a) und b) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff – Belag;
 c) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff – Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – Belag;
 d) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff – Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – (Belag)

Beispiel 3: Wärmestromgeführte Korrosion

In diesem Beispiel besteht der Schichtenaufbau aus: Rohrwerkstoff – Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – Belag.

In Abbildung 5 wird der Zusammenhang zwischen lokal wirkender Korrosion am Kesselrohr und dem gegebenen, lokalen Wärmestrom verdeutlicht. Im Gegensatz zur Belagsoberflächentemperatur, welche im Bereich der dicksten Belagsschicht am höchsten ist, findet im Bereich der dünnsten Belagsschicht der höchste Wärmetransport ins Rohr statt. Der Temperaturgradient im Belagsaufbau ist somit an dieser Position am steilsten ausgeprägt [5].

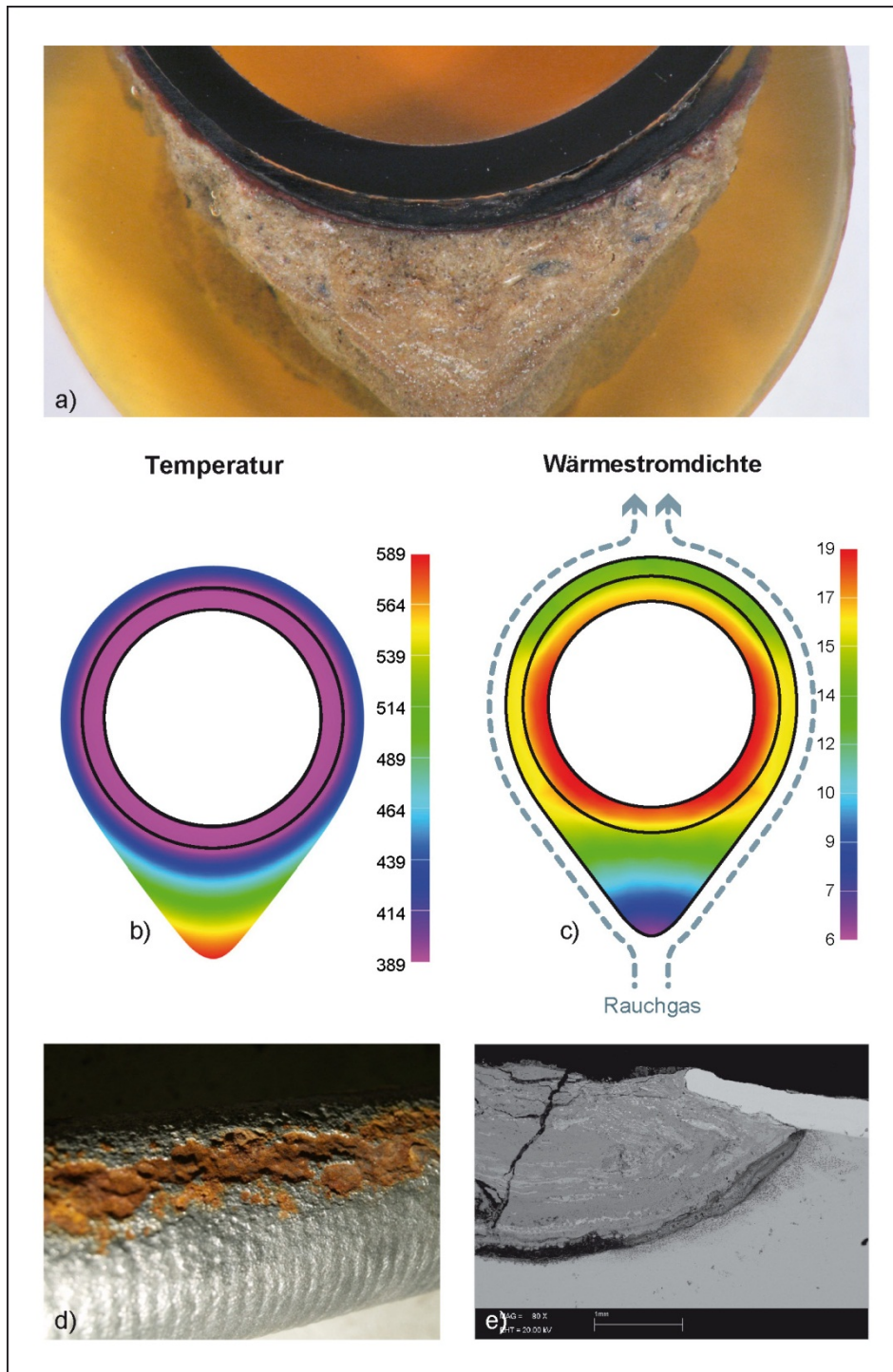


Abb. 5: a) Rohrsegment mit Belagswechte, eingebettet in Epoxidharz;
 b) und c) FEM-Modellierung der Temperaturverteilung und der Wärmestromdichte;
 d) Rohroberfläche nach Abreinigung der Belagswechte;
 e) Rasterelektronenmikroskopieaufnahme an einem Schliffpräparat im Bereich einer durch Salzschnmelzenkorrosion hervorgerufenen Mulde

Bedingend für den ungleichmäßigen Wärmetransport in das Rohr ist die Ausformung des Belags als spitz zulaufende Wechte. Hierfür ist im Zuge des Belagsaufbau eine Chemie-, Mineralogie- und Gefügeveränderung ursächlich. Zum Beispiel kann ein

derartiges Belagswachstum durch das Abscheiden von Calciumchlorid – oft auch in Kombination mit Alkalichloriden – als verklebend wirkender Belagskomponente verursacht sein. Die nachfolgende Sulfatierung - verursacht durch die Reaktion der am Bauteil abgeschiedenen chloridischen Salze mit dem SO_3/SO_2 aus dem Rauchgas – verursacht ein Verhärten und damit eine Stabilisierung der Belagsschicht. An den Flankenpositionen des Rohres - am Ort des dünnsten Belages – kann somit der höchste Wärmetransport stattfinden. Die für Salzschnmelzen relevanten Temperaturbereiche werden aufgrund des steilen Temperaturgradienten im Belagsaufbau in Richtung Rohroberfläche verschoben. Im vorliegenden Beispiel zeigt sich am gecladdeten Rohr am Ort der höchsten Wärmestromdichte eine muldige, lokale Abzehrung, verursacht durch Salzschnmelzenkorrosion.

Beispiel 4: Werkstofftest in Kombination mit Brennstoffvariation

In diesem Beispiel besteht der Schichtenaufbau aus: Rohrwerkstoff – Schutzschicht (metallisch) - Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – Belag.

Im vorliegenden Beispiel wird deutlich, dass sich für unterschiedliche Werkstoffe - eingesetzt bei gleichen Brennstoffbedingungen und am gleichen Einsatzort - spezifische Korrosionsmechanismen ergeben. Vergleichend getestet wurden ein Kesselrohr aus Kohlenstoffstahl und ein mit Alloy 625 plattiertes Rohr. Die Tests wurden mit online eingebauten Sonden (Temperature-Range-Probe) durchgeführt [3] [4].

Am Kohlenstoffstahl ergibt sich als Korrosionsmechanismus eine flächig ausgeprägte chlorinduzierte Hochtemperaturkorrosion. Im Schichtenaufbau ist die Gefügeveränderung optisch anhand von sich bildenden Eisenoxidbelägen erkennbar: Rohrnah im reduzierten Sauerstoffmilieu schwarz gefärbt (Magnetit) und darüber im gesättigten Sauerstoffmilieu rot gefärbt (Hämatit). Im Gegensatz dazu zeigt das mit Alloy 625 plattierte Rohr keine flächige Korrosion, sondern einen lokal begrenzten Angriff, hervorgerufen durch Salzschnmelzen. Dieser prinzipielle Unterschied im Verhalten der Werkstoffe gilt für beide Brennstoffvariationen.

Deutlich geringere Abzehraten konnten für die Alloy-Plattierung gegenüber dem schwarzen Material bei niedrigen Temperaturen festgestellt werden. Beim Brennstoff 1 waren die Abzehraten bis zu einer Temperatur von etwa 450°C und beim Brennstoff 2 bis zu einer Temperatur von 400°C geringer. Über diesen Temperaturen stiegen die Abzehrungen auch bei Alloy mit der Temperatur deutlich an. In hohen Temperaturbereichen ergibt sich für die Alloy-Plattierung ein ähnliches Abzehrungsniveau wie für das schwarze Rohrmaterial.

Auch die Brennstoffvariation ergibt einen deutlichen Unterschied in der Abzehrung. Der Brennstoff 2 zeigt bei beiden Werkstoffoptionen einen Anstieg in der Abzehrrate.

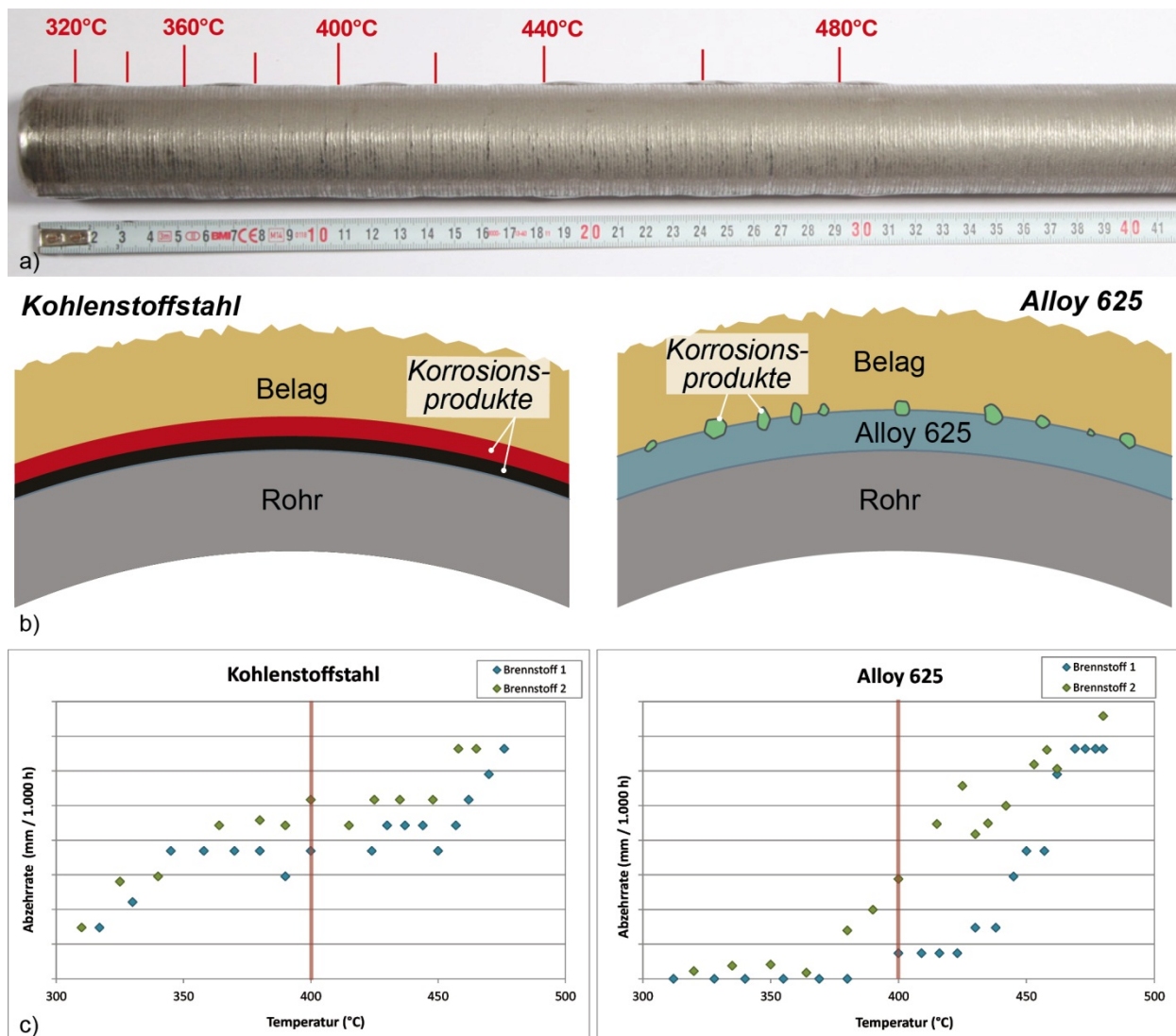


Abb. 6: Betriebsseitige Brennstoffvariation, begleitet durch den Einsatz von Temperature-Range-Probes in Kombination mit Werkstofftests. Das obere Bild a) zeigt die mit Alloy 625 beschichtete Sonde vor dem Einsatz. Die beiden mittleren schematischen Darstellungen b) zeigen für den Einsatz eines Kohlenstoffstahls (links) und den Einsatz einer Claddingzustellung mit Alloy 625 (rechts) einen Schnitt durch den Schichtaufbau nach dem Einsatz im korrosiven Milieu. Für die beiden Werkstoffe ergeben sich prinzipielle Unterschiede im Korrosionsangriff. Die beiden unteren Diagramme c) geben jeweils den Brennstoffvergleich, links für den Kohlenstoffstahl, rechts für die Beschichtung mit Alloy 625 (y-Achsen mit gleicher Spreizung) wieder.

2.3 Niedriges Temperaturmilieu

In diesem Temperaturbereich bestehen Schutzschichten, sofern vorhanden, bevorzugt aus Kunststoff- oder organischen Beschichtungen. Grundsätzlich muss in diesem Bereich zwischen wärmegetriebenen Systemen (Wasser-/Dampf- bzw. luftdurchströmtes Rohr) und Systemen ohne Wärmefluss (ungekühltes bzw. beheiztes Blech) unterschieden werden. Die Fotos a) und b) in Abbildung 7 zeigen Korrosion

aufgrund von Deliquescenz an wärmegetriebenen Systemen am Beispiel eines Gasvorwärmers und an den Rohren eines Economizers. Die Fotos c) und d) sind Blechbauteile als Beispiele für ungekühlte und unbeheizte Systeme.

Das niedrige Temperaturmilieu ist geprägt durch Taupunktkorrosion und die damit verwandte Deliquescenzkorrosion. Es handelt sich also um elektrolytisch geprägte Korrosionsmechanismen [6].

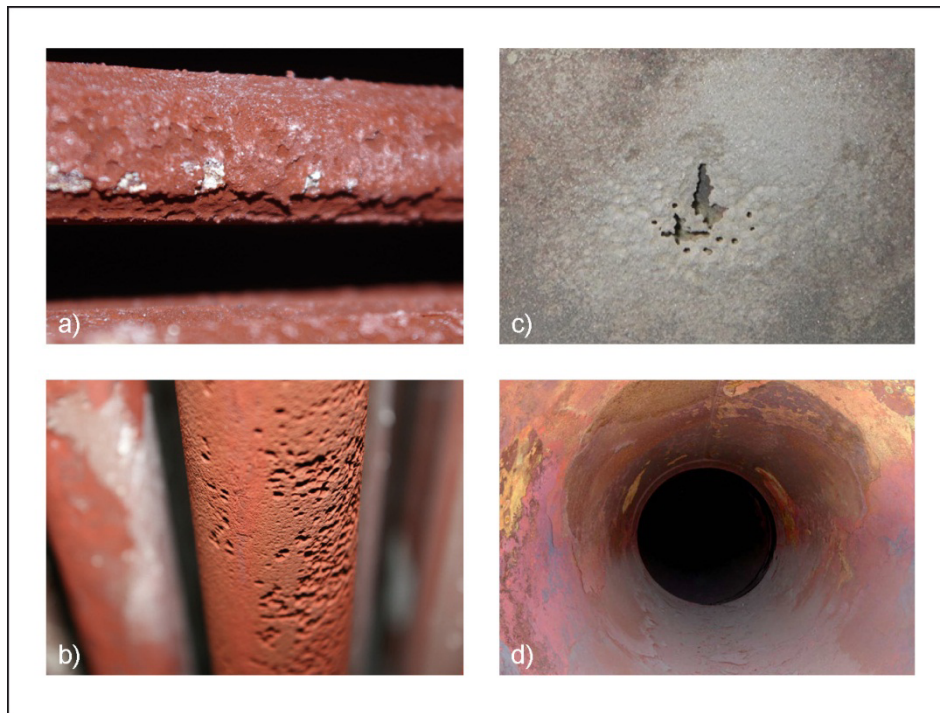


Abb. 7: a) bis d) Schichtenaufbau: Rohrwerkstoff – Korrosionsfront – Korrosionsprodukte - Belag

Beispiel 5: Taupunktkorrosion durch Schwefelsäure

In diesem Beispiel besteht der Schichtenaufbau aus: Rohrwerkstoff – Korrosionsfront – Korrosionsprodukte – Belag.

Eine typische Fragestellung im niedrigen Temperaturmilieu ist die Suche nach der unteren Temperaturschwelle für einen korrosiven Angriff. Für diese Fragestellung eignet sich der Einsatz der Temperatur-Range-Probe als Taupunktsonde [3] [4]. Das in Abbildung 8 dargelegte Beispiel zeigt den Einsatz der Sonde im Bereich des Economizers, welcher – aus verfahrenstechnischer Sicht, ein eher ungewöhnlicher Fall - einem E-Filter und einem Katalysator - nachgeschaltet ist. Hintergrund des Einsatzes war das Ziel einer Effizienzsteigerung. Das vorliegende Beispiel zeigt im Temperaturbereich von 95°C bis 125°C ein Korrosionsfenster, in welchem es zu überwiegend muldiger Korrosion kommt. Mithilfe der analytischen Untersuchungen konnte eine Taupunktkorrosion, verursacht durch Schwefelsäure, nachgewiesen werden.

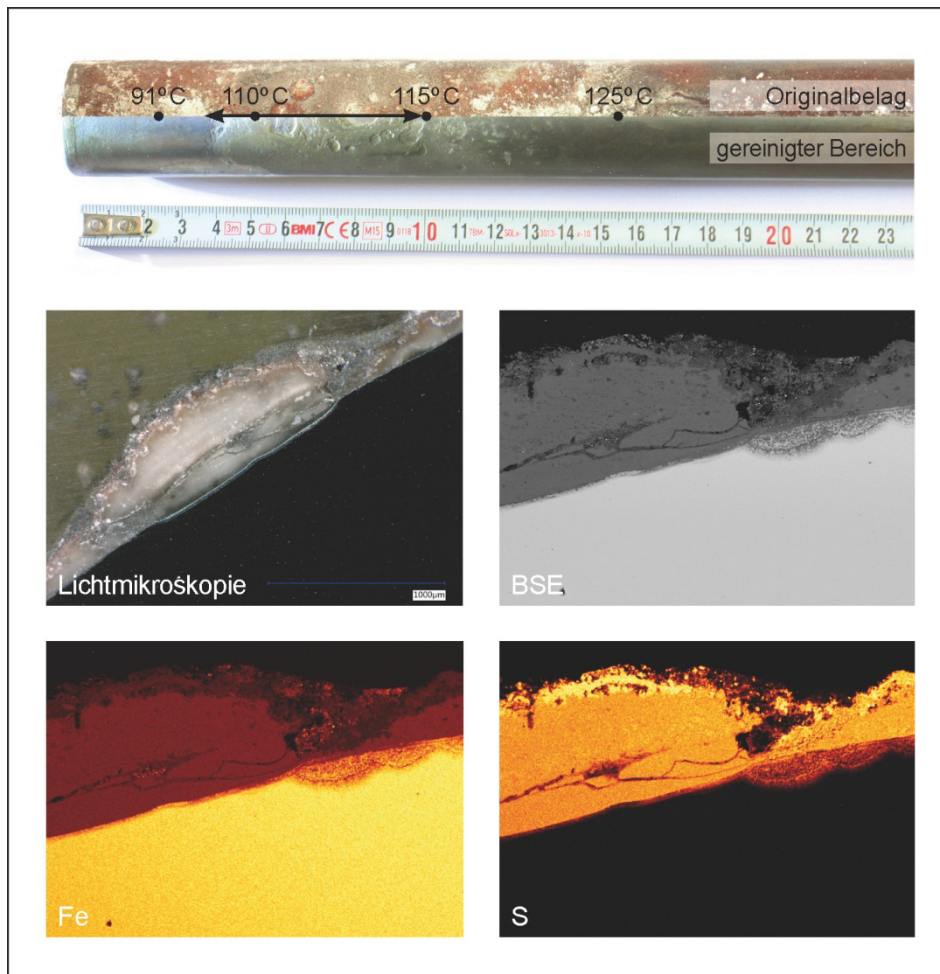


Abb. 8: Einsatz der Temperatur Range Probe als Taupunktsonde zur Ermittlung der minimal möglichen Mediumstemperatur am Economizer. Die abgereinigte Sonde zeigt ein von Korrosion betroffenes Temperaturfenster. Die mikroanalytische Untersuchung an der 115 °C-Position (trocken präparierter Schliff, Elementverteilungsbilder von schwarz über rot bis hellgelb steigende Elementkonzentration) zeigt eine Schicht aus Eisensulfat im Bereich des muldenförmigen Angriffs.

In den Belägen wurden überwiegend Eisensulfate, untergeordnet auch Alkalisulfate, nachgewiesen. Die Eisensulfate bilden sich durch die Reaktion von Schwefelsäure mit dem Eisen des Rohrwerkstoffs. Die Alkalisulfate sind feine Aerosole, welche den E-Filter passieren können und dann mithilfe des SO_3 -Angebots im Rauchgas sulfatieren. Ursächlich für das Kondensieren der Schwefelsäure ist die Anordnung der vorgeschalteten Rauchgasreinigungsaggregate an diesem Standort. Vor dem Katalysator findet keine Abscheidung der sauren Schadgase statt, so dass das im Rauchgas vorhandene SO_2 im Katalysator teilweise zu SO_3 aufoxidiert werden kann. Das SO_3 reagiert mit der vorhandenen Feuchte im Rauchgas zu Schwefelsäure, welche in

einem definierten Temperaturbereich (in Abhängigkeit der Fracht an SO₃ und der Rauchgasfeuchte) kondensiert. Eisensulfat ist das typische mineralische Produkt der Taupunktskorrosion durch Schwefelsäure [6].

3 Quellen

- [1] *Müller, W.; Kaiser, M.; Schneider, D.; Herzog, T.; Magel, G.; Spiegel, W.:* Korrosion in altholzgefeuerten Biomasseanlagen. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 10. Neuruppin: TK Verlag, 2013, S. 359-377. Verfügbar unter www.chemin.de

- [2] *Brell, J.; Kaiser, M.; Schneider, D.; Hohmut, S.; Taubner, S.:* Temperatursensorik an realen und temporär eingebauten Bauteilen in Dampferzeugern mit schwierigen Brennstoffen. In: VGB PowerTech, Ausgabe 6/2007, S. 33-36. Verfügbar unter www.chemin.de

- [3] *Kaiser, M.; Schneider, D.; Brell, J.; Kuttner, T.; Spiegel, W.:* Temperature-Range-Probe (TRP): Korrosion erkennen, vermindern, vermeiden. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2016 Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, S.381-393. Verfügbar unter www.chemin.de

- [4] *Schneider, D.; Brell, J.; Kaiser, M.; Molitor, D.; Kuttner, T.:* Steigerung der Energieeffizienz von Kraftwerken durch gezielt angepassten Korrosionsschutz und Werkstoffwahl. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2014 Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, S. 477-491. Verfügbar unter www.chemin.de

- [5] *Herzog, T.; Molitor, D.; Spiegel, W.:* Einfluss von Wärmestromdichte und Eigenschaften des Schweißguts auf die Abzehrung von Schweißungen. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2011 Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, S.321-336. Verfügbar unter www.chemin.de

- [6] *Herzog, T.; Müller, W.; Spiegel, W.; Brell, J.; Molitor, D.; Schneider, D.:* Korrosion durch Taupunkte und deliqueszente Salze im Dampferzeuger und in der Abgasreinigung. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 9. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012. Verfügbar unter www.chemin.de