
RSK-Empfehlung

(514. Sitzung der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) am 12.02.2020)

Erhöhte Oxidschichtdicken im oberen Bereich von Brennstäben mit M5-Hüllrohren

EMPFEHLUNG

INHALTSVERZEICHNIS

1	Anlass der Beratung.....	2
2	Beratungsgang	2
3	Sachverhalt	2
3.1	Ereignis KBR 2017	2
3.2	Weitere Ereignisse	3
3.3	Betriebsbeschränkungen	4
3.4	Auswertung der Betriebserfahrungen	4
4	Bewertungsmaßstab	5
5	Bewertung.....	7
6	Beantwortung der Fragen des BMUB.....	9
7	Weitere Empfehlungen	11
8	Beratungsunterlagen	12

1 Anlass der Beratung

Im Februar 2017 wurde an Brennelementen (BE) im Kernkraftwerk Brokdorf (KBR) erhöhte Korrosion im Bereich zwischen 8. und 9. Abstandhalter (AH) (Übergang von aktiver Brennstabsäule zu Brennstab-Plenum) mit teilweisen Abblätterungen beobachtet. Diese Beobachtung wurde als meldepflichtiges Ereignis (ME) 17/005 „Erhöhte Oxidschichtdicke an Brennstab-Hüllrohren von Brennelementen“ im Kernkraftwerk Brokdorf (KBR, Block-Nr. 02/2017) am 17.02.2017 (Kategorie E, INES 0) gemeldet.

Im Beratungsauftrag [1] zu beitragenden Faktoren zur Bildung von Oxidschichten an Brennstabhüllrohren von Brennelementen in deutschen Druckwasserreaktoren (Aktenzeichen: RS I 3 - 17018/1) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) vom 28.08.2017 wird die RSK gebeten, zu den erhöhten Oxidschichtdicken bei M5-Hüllrohren zu beraten und dabei für die Anlagen mit der Berechtigung zum Leistungsbetrieb insbesondere folgende Fragen zu beantworten:

- 1 Ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Zulässigkeit von Laständerungen?
- 2 Sind zusätzliche Anforderungen an die Kühlmittelchemie und deren Überwachung notwendig?
- 3 Ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Spezifikationen zur Herstellung von Brennstabhüllrohren?
- 4 Sind zusätzliche Anforderungen an die Qualitätssicherung durch Hersteller und Betreiber erforderlich?

2 Beratungsgang

Die RSK beschloss in ihrer 496. Sitzung am 06.09.2017 zur Bearbeitung des Beratungsauftrages des BMUB, die Ad-hoc-Arbeitsgruppe HÜLLROHRKORROSION einzurichten. Diese AG hielt zwischen dem 15.11.2017 und dem 11.09.2019 13 Sitzungen ab, arbeitete den Sachstand auf und erstellte den Entwurf einer Empfehlung zur Beantwortung der Fragen aus dem Beratungsauftrag. Auf der 514. RSK-Sitzung am 12.02.2020 wurde diese Empfehlung beraten und verabschiedet.

3 Sachverhalt

3.1 Ereignis KBR 2017

Während der Revision in KBR im Februar 2017 wurden bei Brennelementen mit M5-Hüllrohren helle Oxidschichten im Bereich zwischen 8. und 9. Abstandhalter (AH) sowie Abblätterungen am Ende der aktiven Säule und im Bereich des oberen Brennstabplenums beobachtet [2]. Während in diesem Bereich normalerweise Oxidschichtdicken von $\leq 25 \mu\text{m}$ auftreten, wurden bei Messungen mit unterschiedlichen Messverfahren deutlich größere Oxidschichtdicken (bis zu ca. $160 \mu\text{m}$) gefunden. Die Oxidation im Bereich unterhalb des 8. Abstandhalters entsprach dem erwarteten Verhalten bei der in der Auslegung berücksichtigten thermisch getriebenen Korrosion.

Die von erhöhten Oxidschichtdicken betroffenen Brennelemente (BE) konnten der Nachlieferung KBR/27/14 ERU zugeordnet werden. Hierbei handelt es sich um ERU (Enriched Reprocessed Uranium)-BE

mit und ohne Gadolinium vom Typ FOCUS, die bei der russischen Firma MSZ im Auftrag und nach Spezifikation der AREVA GmbH hergestellt worden waren. Von den 29 Brennelementen dieser Nachlieferung, an denen Oxidschichtdickenmessungen durchgeführt wurden, wiesen 22 Brennelemente Oxidschichtdicken > 40 µm auf. Die Brennelemente dieser Nachlieferung waren mit zwei Ausnahmen (nur im Zyklus 28) jeweils in zwei Zyklen (27 und 29 oder 28 und 29) oder drei Zyklen (27 bis 29) eingesetzt. Der 29. Zyklus wies als Besonderheit auf, dass er keine BE der ersten Standzeit enthielt.

Die Hüllrohre der Nachlieferung KBR/27/14 ERU wurden aus zwei in Ugine (Werk zur Herstellung von Zirkoniumlegierungen der AREVA/Framatome¹) gefertigten Schmelzen (Ingots) hergestellt, deren chemische Zusammensetzung der M5-Spezifikation² entsprach [3]. 65 % der Hüllrohre der Nachlieferung KBR/27/14 ERU sind aus dem Ingot 815179, die restlichen 35 % aus dem Ingot 814867 gefertigt [2]. In den einzelnen BE sind die Ingots in unterschiedlichen Anteilen verbaut.

Hüllrohre beider Ingots waren von erhöhten Oxidschichtdicken betroffen, allerdings unterschiedlich stark.

3.2 Weitere Ereignisse

Bereits 2005 wurde in KKP-2 (nach dem 20. Zyklus) bei der visuellen Inspektion an M5-Brennelementen ein ungewöhnliches Oberflächenerscheinungsbild im Bereich zwischen dem 8. und 9. AH festgestellt [4]. Die anschließend durchgeführten Oxidschichtdickenmessungen ergaben in diesem Bereich Messwerte bis zu max. 70 µm, während unterhalb des 8. AH normales Korrosionsverhalten vorlag.

In der Ursachenanalyse wurden folgende Faktoren untersucht:

- Zusammensetzung und Gefüge des Werkstoffs,
- Fertigung (u. a. verwendete Mittel zur Reinigung der Hüllrohre nach Aufschweißen des Endstopfens),
- thermohydraulische Einsatzbedingungen (Dampfgehalt am BE-Austritt),
- Stablängenleistung und
- Wasserchemie.

Keiner dieser Faktoren konnte als alleinige Ursache für die ungewöhnliche Korrosion ermittelt werden.

In weiteren werkstofftechnischen Untersuchungen an Hüllrohrproben wurden keine Unterschiede zwischen betroffenem und nicht betroffenem metallischem Grundmaterial festgestellt, die die ungewöhnliche Korrosion erklären könnten. Erkennbar war lediglich, dass die Höhe der gemessenen Oxidschichtdicken mit dem Eisengehalt des Grundwerkstoffs korrelierte.

¹ Der für Brennelemente relevante Teil der AREVA GmbH ging zum 01.01.2018 in die Framatome GmbH über.

² Zirkoniumlegierung mit 1 % Niobium und 0,14 % Sauerstoff sowie 20 ppm Schwefel, zusätzlich sind 27 Stoffe als Verunreinigung deklariert, u. a. Eisen mit < 500 ppm

Über erhöhte Korrosion zwischen 8. und 9. Abstandhalter wurde aus den Anlagen KKP-2, KWG und KBR sowie in Konvoi-Anlagen (in deutlich geringerem Umfang) berichtet. Eindeutige Ursachen für das ungewöhnliche Korrosionsverhalten wurden in allen Fällen nicht gefunden.

3.3 Betriebsbeschränkungen

Im Rahmen der Bearbeitung der ME KBR 02/2017 und KKP 2 05/2019 sind bislang anlagenspezifisch u. a. folgende Beschränkungen der Fahrweisen für die Anlagen KBR, KWG (teilweise) und KKP-2 festgelegt worden, die auf eine Begrenzung bzw. Unterdrückung des Korrosionsmechanismus zielen [2], [5], [6]:

- Begrenzung der Reaktorleistung auf 95 %, zum Teil in Kombination mit einer Absenkung der mittleren Kühlmitteltemperatur um 3 K;
- Einschränkungen des Lastfolgebetriebs;
- Begrenzung der Leistungsdichte in der oberen Kernhälfte (KBR) oder Begrenzung der Stablängenleistung für die obersten 12 cm der aktiven Brennstabsäule auf 150 W/cm (KKP-2);
- Einstellung der H₂ Konzentration im Kühlmittel auf 3 bis 4 ppm;

3.4 Auswertung der Betriebserfahrungen

Aus der Auswertung der Betriebserfahrungen mit M5-Brennelementen im Rahmen der Beratungen der RSK AG HÜLLROHRKORROSION ergeben sich die folgenden Einsichten:

- Brennstäbe mit dem Hüllrohrwerkstoff M5 werden in 96 Anlagen weltweit eingesetzt. Die Betriebserfahrungen sind überwiegend sehr gut, die Korrosionsrate der thermisch getriebenen Korrosion ist deutlich geringer als bei Zr-Sn-Hüllrohrwerkstoffen.
- Beim Einsatz in deutschen Kernkraftwerken zeigte sich insbesondere bei Vorkonvoi-Anlagen (KBR, KWG, KKP-2) wiederholt erhöhte Korrosion im oberen Bereich der Brennstäbe, d. h. oberhalb des 8. Abstandhalters. Auch in Konvoi-Anlagen wurde erhöhte Korrosion im oberen Bereich der Brennstäbe, allerdings in deutlich geringerem Ausmaß, festgestellt.
- Es waren M5-Brennstäbe aus unterschiedlichen Fertigungszeiträumen und Produktionsstätten in unterschiedlichen Anlagen mit voneinander abweichenden Einsatzbedingungen betroffen.
- Wie die Analyse der Ereignisse zeigt, scheint es zwar mehrere mögliche Einflussfaktoren zu geben, eindeutige kausale bzw. funktionale Zusammenhänge konnten bislang aber nicht identifiziert werden. Das betrifft sowohl das Auftreten der erhöhten Korrosion zwischen 8. und 9. AH als auch die beobachteten Maximalwerte der Oxidschichtdicke.

-
- In Summe wurden über die Jahre Messungen an vielen Brennstäben durchgeführt, bei denen die erhöhte Korrosion im oberen Bereich festgestellt wurde. Nur im KBR wurden Oxidschichtdicken über 100 µm an mehreren Brennstäben gemessen. In KBR durchgeführte Messungen der Restwandstärke zeigen auf, dass an einzelnen Hüllrohren lokal Oxidschichtdicken von ca. 200 µm erzeugt wurden. Diese Brennstäbe waren bereits für 2 Standzeiten im Einsatz.
 - Ein Brennstabschaden durch die erhöhte Korrosion ist bislang nicht festgestellt worden.
 - Der Zyklus im KBR, nach dem besonders hohe Oxidschichtdicken gemessen wurden, zeichnete sich dadurch aus, dass keine frischen Brennelemente eingesetzt worden waren. Dadurch wurden fast alle Brennelemente der zweiten Standzeit in diesem Zyklus mit verhältnismäßig hoher Leistung und im Streckbetrieb mit hoher Leistung im oberen Bereich betrieben.
 - Das wesentliche Wachstum der Korrosionsschicht wurde in der Regel in den ersten beiden Standzeiten beobachtet, in denen die Brennelemente typischerweise den anspruchsvollsten Einsatzbedingungen unterliegen; spätestens ab der 4. Standzeit ist kein erhöhtes Wachstum dokumentiert.
 - Die Auswertung vorliegender Abbildungen zum Erscheinungsbild von M5-Hüllrohren mit erhöhter Korrosion am oberen Ende des Brennstabs ergibt, dass diese nur dann vorliegt, wenn (axial gesehen) darunter eine Mindestschichtdicke aus thermisch getriebener Oxidation vorhanden ist. Es ist hierbei erkennbar, dass eine marmorierte oder grau gefärbte Oxidschicht vorliegt. Es wurden keine Fälle identifiziert, bei denen sich erhöhte Korrosion in einem Bereich gebildet hat, in dem die Oxidschicht ansonsten (axial darunter und darüber) dunkel ist. Diese Beobachtung deutet darauf hin, dass erhöhte Korrosion nur auftreten kann, wenn sich vorher an der betreffenden Stelle bereits eine Mindestschichtdicke aus thermisch getriebener Oxidation gebildet hat.
 - Bei einer größeren Zahl der betroffenen Ingots beschränkt sich das Auftreten erhöhter Korrosion auf den Bereich des oberen Brennstabplenums und erstreckt sich nicht oder nur geringfügig in den Bereich der aktiven Brennstabzone. Bei einer kleineren Zahl von betroffenen Ingots ist eine merkliche Ausdehnung des Bereichs erhöhter Korrosion um mehrere Zentimeter in den Bereich der aktiven Brennstabzone beobachtet worden.

4 Bewertungsmaßstab

Einschlägige Anforderungen an Brennstabhüllrohre finden sich, gestaffelt nach den jeweiligen Anforderungen auf den Sicherheitsebenen 1-4a, in den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke (SiAnf), den zugehörigen Interpretationen, den Regeln des Kerntechnischen Ausschusses (KTA) sowie in den anlagenspezifischen Kernrahmenspezifikationen.

Sicherheitsanforderungen

Nach dem Barrierenkonzept gemäß SiAnf 2.2 ist auf den Sicherheitsebenen 1 und 2 die Barrierewirksamkeit der Brennstabhüllrohre aufrechtzuhalten, abgesehen von zulässigen, betrieblich bedingten Hüllrohrschäden (2.2 (3)).

Auf den Sicherheitsebenen 3 und 4a ist die Barrierewirksamkeit der Brennstabhüllrohre in dem für die Einhaltung der jeweils geltenden Nachweisziele erforderlichen Umfang aufrechtzuhalten.

Im Anhang 2 der SiAnf wird im Hinblick auf das Nachweisziel Barrierenintegrität für Leckstörfälle gefordert, dass bei Leckgrößen $\leq 0,1 F$ ein Brennstabschadensumfang von $\leq 1 \%$ und bei Leckgrößen $> 0,1 F$ ein Brennstabschadensumfang $\leq 10 \%$ nachgewiesen wird. Außerdem ist zu zeigen, dass die Zirkonium-Wasser-Reaktion auf $< 1 \%$ des gesamten Zirkoniuminventars im Kern begrenzt bleibt. Zudem wird für das Schutzziel BE-Kühlung gefordert, dass die maximale Hüllrohroxidationstiefe bei Leckstörfällen unter 17% begrenzt wird. Die Anforderung zur maximal zulässigen Oxidationstiefe in Folge von Hochtemperaturkorrosion wurde durch die RSK-Empfehlung „Nachweis einer Restduktilität/Restfestigkeit mittels einer ECR-Grenzkurve“ aus der 476. RSK-Sitzung am 24.06.2015 abhängig vom betrieblich aufgenommenen Wasserstoff konkretisiert.

KTA-Regelwerk

Die KTA-Regel 3101.3 konkretisiert die oben genannten Anforderungen des übergeordneten kerntechnischen Regelwerks. Die wesentlichen sicherheitstechnischen Anforderungen mit Bezug zur Korrosion von Brennstabhüllrohren sind:

- Sicherheitsebene 1 und 2:
Nachweis, dass die Hüllrohrkorrosion begrenzt ist, z. B. durch Begrenzung der Oxidschichtdicke, sowie Nachweis der uneingeschränkten Weiterverwendbarkeit im Hinblick auf das Schutzziel Kühlung der BE. In diesem Kontext fordert die KTA 3101.3 auch, dass Beschaffenheit und Betrieb der Brennelemente derart sein müssen, dass die für die Wärmeabfuhr erforderliche Geometrie (Form und Lage) und die erforderlichen Materialeigenschaften der BE eingehalten werden.
- Sicherheitsebene 3, EVI, EVA, Notstandsfälle:
“a) Auslegung der Brennelemente derart, dass die für die Kontrolle der Reaktivität und Leistungsdichte erforderliche Geometrie (Form und Lage) und die erforderlichen Materialeigenschaften der Brennelemente eingehalten werden.
b) Auslegung der Brennelemente derart, dass die für die Wärmeabfuhr erforderliche Geometrie (Form und Lage) und die erforderlichen Materialeigenschaften der Brennelemente eingehalten werden.
c) Auslegung der Brennelemente derart, dass ereignisspezifische Anforderungen an die Dichtigkeit der Brennstabe gewährleistet werden.“

Spezifisch für Kühlmittelverluststörfälle ist die ausreichende Restduktilität der Hüllrohre beim

Wiederbenetzen (Quenchen) nachzuweisen, z. B. über ein geeignetes Kriterium zur Begrenzung der Hüllrohroxidationstiefe.

Kernrahmenspezifikationen

Die Kernrahmenspezifikationen deutscher Kernkraftwerke sind Teil ihrer Genehmigungen. Die sicherheitstechnischen Anforderungen der Kernrahmenspezifikationen geben für den Reaktorkern den genehmigten Rahmen vor, innerhalb dessen er betrieben werden muss.

Mit Blick auf die Hüllrohrkorrosion ist als abgeleitetes Kriterium die „Begrenzung der Hüllrohrkorrosion“ gefordert, um systematische Brennstabdefekte im Betrieb zu vermeiden. Laut Kernrahmenspezifikation darf der Erwartungswert für den lokalen Spitzenwert maximal 130 µm betragen. Die Einhaltung des Wertes wird nachgewiesen, indem mit deterministischen best-estimate-Rechnungen eine umfangsgemittelte Oxidschichtdicke von < 100 µm für alle Brennstäbe gezeigt wird.

Beladung von Transport- und Lagerbehältern

In den bisher erteilten Genehmigungen für die Brennelementlagerung sind die maximale Spannung im Hüllrohr und die maximale Kriechdehnung festgelegt. In den Genehmigungsverfahren wurden Nachweise geführt, bei denen abdeckende Werte für die Hüllrohrkorrosion angesetzt wurden. Für M5-Brennelemente wurden 60 µm angesetzt. Bei höheren Oxidschichtdicken ist gemäß der Genehmigung die Einhaltung der maximalen Spannung und der maximalen Kriechdehnung in Einzelnachweisen zu zeigen. Dabei sind der tatsächliche Innendruck (abhängig z. B. vom Abbrand) und die Position des Brennelements im Behälter zu berücksichtigen.

5 Bewertung

Übergeordnete Schlussfolgerungen

Aus den der RSK vorliegenden Erkenntnissen ist festzustellen, dass die erhöhte Korrosion im oberen Brennstabbereich bislang an einer Vielzahl von Brennelementnachlieferungen und Hüllrohr-Ingots des Hüllrohrmaterials M5 in deutschen Anlagen aufgetreten ist.

Die RSK zieht vor diesem Hintergrund die Schlussfolgerung, dass bei M5 eine Sensitivität für erhöhte Korrosion im oberen Brennstabbereich unter den Einsatzverhältnissen gegeben ist, wie sie in den deutschen DWR-Anlagen bestehen. Die Korrosionsrate hängt von den BE-spezifischen Einsatzbedingungen ab und ist Ingot-spezifisch ausgeprägt.

Die Ursache für die erhöhte Korrosion im oberen Brennstabbereich ist bislang ungeklärt. Im Kontext des ME KBR 02/2017 sind mehrere Ursachenhypothesen entwickelt worden. Folgenden zwei Ursachenhypothesen sollte aus heutiger Sicht der RSK weiter nachgegangen werden:

-
- Die Hypothese der oxidativen Randbedingungen geht davon aus, dass die erhöhte Korrosion auf eine lokal erhöhte Konzentration oxidativer Spezies im Kühlmittel an den oberen BE-Enden zurückgeht. Der Anstieg der Konzentration oxidativer Spezies im Kühlmittel wird zurückgeführt auf eine Abreicherung des im Kühlmittel gelösten Wasserstoffs am oberen Ende des Reaktorkerns. Die Ursache für die Abreicherung wird unter anderem im Übertritt des Wasserstoffs in die Dampfphase, die beim unterkühlten Sieden im oberen Bereich des Reaktorkerns entsteht, gesehen.
Aus dieser Hypothese ist abgeleitet worden, dass die Korrosionsrate durch eine erhöhte H₂-Konzentration im Kühlmittel begrenzt werden kann [2].
 - Die Hypothese der thermomechanischen Instabilität der Oxidschicht geht davon aus, dass die beobachtete erhöhte Oxidation im oberen Brennstabbereich durch eine Störung der Kristallbildung insbesondere beim Oxidübergang („oxide transition“) zu Stande kommt, die auf strömungsmechanisch bedingte Temperaturwechsel-Beanspruchungen durch im oberen Kernbereich vorliegende turbulente globale Querströmungen zurückgeführt wird. Die Störung der Kristallbildung führt zu einer unregelmäßigeren Kristallstruktur an der Metall-Oxid-Grenzfläche und dadurch zu einer verstärkten Rissbildung im Oxid. Dadurch wird die das Metall vor weiterer Oxidation schützende protektive Grenzschicht des Oxids soweit destabilisiert, dass sie ihren schützenden Charakter ganz oder teilweise einbüßt.
Aus dieser Hypothese ist abgeleitet worden, dass dem Korrosionsprozess durch eine Begrenzung der Stablängenleistung in den obersten Bereich der aktiven Brennstabsäule begegnet werden kann, da dadurch die Temperaturwechsel-Beanspruchungen verringert werden können [5].

Sicherheitstechnische Bedeutung

Bei den beschriebenen Befunden wurden unerwartet hohe Oxidschichtdicken an Brennstabhüllrohren aus dem Werkstoff M5 im Bereich zwischen 8. und 9. AH (Übergang von aktiver Brennstabsäule zu Brennstab-Plenum) beobachtet. In Einzelfällen wurde der für den Betrieb der Anlage zulässige Grenzwert von umfangsgemittelt 100 µm bzw. lokal 130 µm überschritten. Brennstabdefekte traten durch diesen Effekt nicht auf.

Die Befunde zeigen sich am oberen Ende der betroffenen Brennstäbe, also einem Bereich, der nur einer vergleichsweise geringen Wärmestromdichte unterliegt. Die Bereiche mit der höchsten Hüllrohrtemperatur und den höchsten Wärmestromdichten, also die Bereiche, in denen die thermisch getriebene Korrosion an Brennstäben am ausgeprägtesten ist, sind dagegen unauffällig. Dies sind zugleich jene Bereiche, in denen sowohl bei Reaktivitäts- als auch bei Leckstörfällen die höchsten störfallbedingten Belastungen auftreten und die für die Bestimmung des Brennstabchadensumfangs entscheidend sind. Zudem haben Messungen an zwei Proben aus dem oberen Ende eines Brennstabs aus der 18. Nachlieferung in KKP-2 ergeben, dass die Wasserstoffaufnahme gering ist. Demzufolge ist in diesem Bereich nicht mit einem ausgeprägten Duktilitätsverlust durch Hydrierung zu rechnen. Es liegen derzeit keine Hinweise vor, dass bei den bisher aufgetretenen Oxidationstiefen Nachweiskriterien für Störfälle nicht mehr eingehalten worden wären.

Die vorrangige sicherheitstechnische Bedeutung der erhöhten Korrosion an M5-Hüllrohren liegt darin, dass ein Korrosionsmechanismus wirkt, dessen Ursache nicht bekannt ist und der nicht rechnerisch prognostiziert werden kann.

Die Korrosionsbefunde lassen sich sowohl hinsichtlich ihres Ausmaßes als auch ihrer axialen Position nicht mit dem bisherigen Verständnis von thermisch getriebener Flächenkorrosion von M5 erklären. Die bislang eingesetzten Berechnungsverfahren zur Abschätzung der im Zyklus zu erwartenden Hüllrohrkorrosion sind für den im oberen Plenum beobachteten Oxidationsbefund nicht anwendbar. Die Forderung der KTA-Regel 3101.3, einen Nachweis zu führen, dass die Hüllrohrkorrosion begrenzt ist, ist damit zurzeit für M5-Brennelemente nicht uneingeschränkt erfüllt.

Für den oberen Bereich der Brennstäbe ist es nicht möglich, mit den bisherigen Verfahren die umfangsgemittelte Oxidschichtdicke zu prognostizieren, wie gemäß Kernrahmenspezifikation gefordert. Ein uneingeschränkter Einsatz von M5-Brennelementen in deutschen DWR-Anlagen ist damit nicht möglich. Dazu wird im Kapitel 7 eine Empfehlung abgeleitet.

Für die Einlagerung von Brennelementen mit M5-Hüllrohren muss entsprechend den oben genannten Anforderungen aus den Genehmigungen aufgezeigt werden, dass entweder die Grenze für die Oxidschicht von 60 µm eingehalten wird, oder es sind spezifische Nachweise unter Berücksichtigung des tatsächlichen Innendrucks (abhängig z. B. vom Abbrand) und der Position des Brennelements im Behälter zu führen. Die RSK weist darauf hin, dass im Falle von Abplatzungen infolge erhöhter Korrosion die Restwanddicke des Hüllrohres nicht abdeckend aus der gemessenen maximalen Oxidschichtdicke abgeleitet werden kann.

6 Beantwortung der Fragen des BMUB

Antwort zu Frage 1 zu zusätzlichen Anforderungen an die Zulässigkeit von Laständerungen:

Häufige Lastwechsel, insbesondere solche, bei denen die L-Bank im Bereich der oberen Endstellung verfahren wird, sind seitens der RSK als möglicherweise mit ursächlich für den beobachteten Korrosionseffekt diskutiert worden.

Es konnte jedoch keine Korrelation zwischen Lastwechselfrequenz>Lastwechselgeschwindigkeit und Auftreten der erhöhten Hüllrohrkorrosion festgestellt werden. Daher ergeben sich hierzu keine zusätzlichen Anforderungen.

Antwort zu Frage 2 zu zusätzlichen Anforderungen an die Kühlmittelchemie und deren Überwachung:

Zum Einfluss des Wasserstoffs auf die erhöhte Korrosion im Bereich zwischen 8. und 9. Abstandhalter ist festzustellen, dass erhöhte Korrosion sowohl bei Fahrweisen mit Wasserstoffkonzentrationen im Kühlmittel im Bereich von 2 bis 3 ppm als auch bei 3 bis 4 ppm aufgetreten ist. Diese Bereiche befinden sich innerhalb der

Richtwerte für den Normalbetrieb aus der VGB-Richtlinie 401-J für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren.

Die Analyse des Ereignisses in KBR ergab jedoch, dass die Anlage seit vielen Jahren am Zyklusende für einige Tage mit deutlich niedrigeren Wasserstoffkonzentrationen als 2 ppm betrieben wurde. Diese kurzzeitige Fahrweise mit niedriger Wasserstoffkonzentration wird von der RSK zwar nicht als Ursache für die deutlich erhöhte Korrosion gesehen, zeigt aber, dass eindeutige Regelungen im BHB fehlten. Über die Einhaltung der VGB-Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren hinaus ergibt sich daher die Anforderung, dass die Eingreifwerte (Action Levels) zur Einhaltung der spezifizierten wasserchemischen Bedingungen für den Betrieb der Anlage in den Betriebsregelungen verbindlich zu regeln und eindeutig zu beschreiben sind. /EI/

Antwort zu Frage 3 zu zusätzlichen Anforderungen an die Spezifikation zur Herstellung von Brennstabhüllrohren:

Aus der jetzigen Kenntnislage sind keine zusätzlichen Anforderungen zur Herstellung von M5-Brennstabhüllrohren ableitbar, mittels derer das Auftreten erhöhter Korrosion vermieden werden kann.

Antwort zu Frage 4 zu Qualitätssicherung durch Hersteller und Betreiber:

Aus der jetzigen Kenntnislage sind keine zusätzlichen Anforderungen zur Qualitätssicherung bei der Herstellung ableitbar, mittels derer das Auftreten erhöhter Korrosion vermieden werden kann.

Es ergeben sich jedoch zusätzliche Anforderungen hinsichtlich der Betriebsüberwachung beim Einsatz der Brennelemente. Nach den heute für DWR-Anlagen vorliegenden Erfahrungen können Brennelemente mit M5-Hüllrohrmaterial nicht mehr uneingeschränkt in deutschen Anlagen eingesetzt werden. Das Korrosionsverhalten dieser Hüllrohre ist deshalb gesondert zu überwachen.

Die RSK empfiehlt:

In allen Anlagen sollten

- vor dem Wiedereinsatz alle M5-Brennelemente nach der ersten und zweiten Standzeit,
- sowie eine Stichprobe von ca. 10 % der M5-Brennelemente nach der dritten Standzeit

einer visuellen Inspektion im Bereich des 8. bis 9. Abstandhalters unterzogen werden. Dabei sollten alle verbauten Ingots erfasst werden. Die Ergebnisse der visuellen Inspektionen sind in Form von Filmen und/oder Bildern zu dokumentieren und zu bewerten.

Hinsichtlich der Einordnung der visuellen Befunde im Bereich des 8. bis 9. Abstandhalters ist nach Ansicht der RSK von folgenden Erfahrungswerten hinsichtlich der Färbung von Oxidschichten auf M5-Hüllrohren auszugehen:

- Oxid in geringer Schichtdicke ist dunkel;
- mit steigender Schichtdicke werden Marmorierungen und Sprenkel erkennbar und das Oxid nimmt eine durchgehende Graufärbung an;
- erhöhte Korrosion ist an der deutlich helleren Färbung bis hin zu einer Weißfärbung erkennbar.

Bei Hinweisen auf erhöhte Korrosion sind Messungen der Oxidschichtdicke durchzuführen. Sollten erhöhte Oxidschichtdicken festgestellt werden, ist zu prüfen, in wie weit das 100 µm-Kriterium im weiteren Betrieb, zum Beispiel durch Anpassung der Betriebsparameter, eingehalten werden kann. Für diese Brennelemente ist die Entwicklung der Oxidschichtdicke zu verfolgen.

/E2/

7 Weitere Empfehlungen

Ursachenklärung

Da die Ursachen der inzwischen mehrfach aufgetretenen erhöhten Korrosion an M5-Hüllrohren bis heute nicht bekannt sind, d. h. die Beiträge der einzelnen Faktoren, deren Mitwirkung vermutet wird, nicht quantifizierbar sind, sollte die Ursachenklärung weiter vorangetrieben werden. Dies sieht die RSK vorrangig im Verantwortungsbereich des Herstellers. /E3/

Prognose des Oxidschichtdickenwachstums bei M5-Hüllrohren

Für den oberen Bereich der Brennstäbe ist es nicht möglich, mit den bisherigen Verfahren die umfangsgemittelte Oxidschichtdicke zu prognostizieren, wie gemäß Kernrahmenspezifikation gefordert.

Bei der ersatzweisen Verwendung von Datenmaterial aus vorausgegangen Zyklen zur Prognose des Oxidschichtdickenwachstums für einen Folgezyklus muss sichergestellt sein, dass die Einsatzbedingungen im Folgezyklus vergleichbar sind mit den Zyklen, deren Oxidschichtdickenwachstumsraten als Datenbasis für die Prognose eines Folgekerns dienen sollen. Dabei sind mindestens die folgenden Parameter zu betrachten: Wasserchemie, integrale Brennelementleistung und Leistung am oberen Brennstabende, Void-Gehalt, Art und Länge des Streckbetriebs. /E4/

8 **Beratungsunterlagen**

- [1] Schreiben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) an das Bundesamt für Strahlenschutz, Reaktor-Sicherheitskommission
Beratungsauftrag zu beitragenden Faktoren zur Bildung von Oxidschichten an Brennstabhüllrohren von Brennelementen in deutschen Druckwasserreaktoren
Az.: RS I 3-17018/1 vom 28.08.2017

- [2] PreussenElektra
Kopien der am 15.11.2017 in der 1. Sitzung der RSK Ad-hoc-AG Hüllrohrkorrosion gezeigten Folien
ME KBR-2017-02: Erhöhte Oxidation am oberen Ende von M5-Brennstäben – Status zum Wiederanfahren

- [3] Framatome
Kopien der am 15.11.2017 in der 1. Sitzung der RSK Ad-hoc-AG Hüllrohrkorrosion gezeigten Folien
Erhöhte Korrosion an Brennstäben in KBR –Hersteller-Sicht

- [4] EnKK
Kopien der am 10.01.2018 in der 3. Sitzung der RSK Ad-hoc-AG Hüllrohrkorrosion gezeigten Folien
Einsatz-Erfahrungen bei KKP-2 mit M5-Brennelementen

- [5] Physikerbüro Bremen
KKP ME 05/2019 - Ergebnisse von Inspektionen im 33. und 34. Brennelementwechsel sowie Festlegung von Betriebseinschränkungen für den 35. Zyklus
Kopien der auf der 13. Sitzung der RSK Ad-hoc-AG Hüllrohrkorrosion am 11.09.2019 gezeigten Folien

- [6] TÜV NORD EnSys
Zulässige Stablängenleistungswerte für das obere Brennstabende
Kopien der auf der 13. Sitzung der RSK Ad-hoc-AG Hüllrohrkorrosion am 11.09.2019 gezeigten Folien