

**Thema: ME 04/2018 – Ursachenanalyse und Integritätsnachweis****Schlagwörter:** Dampferzeugerheizrohre Wirbelstromprüfung Korrosion**Anlagen:** 1**Verfasser:** [REDACTED] **Fach-/Teilbereich:** LNMQ**Zusammenfassung**

Dieser Bericht stellt den Sachstand zu den Wirbelstromanzeigen an den Dampferzeugerheizrohren von GKN II dar, beschreibt Ursachen für die Befunde, stellt Maßnahmen zur Ursachenbekämpfung vor und erbringt den Nachweis für die Integrität der Dampferzeugerheizrohre für den letzten und den nächsten Betriebszyklus.

Damit ist nachgewiesen, dass ein gesicherter Weiterbetrieb von GKN II gewährleistet ist.

Enthält Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse, die Weitergabe an Dritte bedarf der Zustimmung

Verteiler	L	LNM	LNMQ	LNMN	LNMK	LN2
	LNE	LNA	LZU	LZAV		

	OE	Name	Datum	Unterschrift
Erstellt	LNMQ	[REDACTED]	15.10.2018	[REDACTED]
Freigegeben	LNM	[REDACTED]	15.10.2018	[REDACTED]

## Inhalt

1	EINLEITUNG .....	4
2	SACHSTAND .....	4
2.1	Ergebnisse der Wirbelstromprüfung .....	4
2.1.1	Eingesetzte Prüf- und Analysetechniken .....	4
2.1.2	Prüfumfänge.....	5
2.1.3	Prüfergebnisse.....	7
2.1.3.1	Volumetrische Anzeigen .....	7
2.1.3.2	Lineare Anzeigen.....	8
2.1.3.3	Sludgehöhen nach Rohrbodenreinigung .....	10
2.2	Ergänzende zerstörungsfreie Prüfungen .....	11
2.2.1	Ultraschallprüfung.....	11
2.2.2	Visuelle Inspektionen.....	12
2.3	Ergebnisse aus der mechanischen Rohrbodenreinigung.....	13
2.3.1	Austragsmengen .....	13
2.3.2	Chemische Analysen der Spülwässer und Schlammkonzentrate .....	14
2.3.2.1	Analysenverfahren .....	14
2.3.2.2	Ergebnisse.....	14
2.4	Ergebnisse der GKN II - Hide-out-Return Messungen .....	15
2.4.1	Allgemeines.....	15
2.4.2	Vorgehensweise bei GKN.....	15
2.4.3	Ergebnisse der GKN II - Hide-out-Return-Messungen und Bewertung.....	18
2.5	Eisenoxidfracht im Sekundärkreis.....	19
2.6	Kondensatorleckagen .....	22
2.6.1	Ursachen und Leckagemengen.....	22
2.6.2	Chemische und radiologische Analysen des Wasser-Dampfkreislaufs .....	24
2.7	Betrieb der Dampferzeuger .....	29
2.7.1	Schiefasten .....	29
2.7.2	Lastfolgebetrieb .....	30
2.7.2.1	Temperaturtransiente und thermische Spannungen .....	30
2.7.2.2	Spannungen durch Druckverhältnisse .....	30
2.7.2.3	Strömungs- und Temperaturverhältnisse auf der Sekundärseite .....	31
2.7.3	Abschlämmung .....	31
2.8	Auslegung und Herstellung der DE-Heizrohre .....	31
2.9	Beanspruchung der DE-Heizrohre zwischen oberer Einwalzung und erstem Abstandshalter .....	33
3	SCHADENSMECHANISMEN UND URSACHEN .....	35
3.1	Vorbemerkungen.....	35
3.2	Lokale volumetrische Anzeigen (SVI, MVI) .....	36
3.3	Lineare Anzeigen in Umfangsrichtung (SCI, MCI) .....	39
3.4	Primäre Schadensursachen.....	43
4	REPARATURKONZEPT UND MAßNAHMEN ZUR GEWÄHRLEISTUNG DES SICHEREN WEITERBETRIEBS.....	44
4.1	Reparaturkonzept (Stopfen) .....	44

4.2	Rohrbodenreinigung .....	45
4.3	Minimierung von Kondensatorleckagen .....	45
4.4	Einstellung der Sauerstoffdosierung und verstärkte Überwachung des Eisenoxideintrags .....	49
4.5	Aktivitätsüberwachung .....	50
4.6	Maßnahmen für Revision 2019 .....	52
5	BEWERTUNG DER INTEGRITÄT DER DE-HEIZROHRE .....	52
5.1	Nachweis der Integrität für den Betriebszyklus 2017/2018 .....	52
5.2	Nachweis der Integrität für den Betriebszyklus 2018/2019 .....	55
6	ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN .....	59
7	REFERENZIERTE UNTERLAGEN .....	62
ANLAGE 1	LISTE DER LINEAREN ANZEIGEN IM DAMPFERZEUGER JEA20 UND JEA40 .....	64

## 1 Einleitung

Die Heizrohre (HR) der nuklearen Dampferzeuger (DE) von GKN II werden in einem 5-jährigen Intervall wiederkehrend geprüft. Prüfzyklen und Prüfumfang sind in KTA 3201.4 geregelt und in einer vom Gutachter geprüften Prüfanweisung für GKN II umgesetzt. Vor der Revision 2017 gab es bei diesen zerstörungsfreien wiederkehrenden Prüfungen (WKP) keine Auffälligkeiten außer Fretting-Befunde an wenigen Heizrohren im Bereich von Abstandshaltern und Spritzschäden an wenigen Rohren auf Grund einer in der Vergangenheit durchgeführten mechanischen Rohrbodenreinigung. Die betroffenen Rohre beider Schädigungsursachen werden seit der Schadenserkenntnis überwacht und zeigen keinen Schädigungsfortschritt. Hinweise auf Korrosion gab es bis zur Revision 2017 keine.

Bei der planmäßigen WKP an den DE10 und DE30 in der Revision 2017 wurden am DE10 auf der kalten Seite zwischen Rohrboden und erstem Abstandshalter mehrere volumetrische Korrosionsbefunde festgestellt, welche zum ME03/2017 führten. Bei einer darauf hin außerplanmäßig durchgeführten Prüfung an allen vier DE in Revision 2018 wurden einige wenige weitere volumetrische Korrosionsbefunde festgestellt. Darüber hinaus wurde eine größere Anzahl von linearen Anzeigen am DE20 (99 Anzeigen) und DE40 (2 Anzeigen) ermittelt. Bei diesen Anzeigen ist im Gegensatz zu den volumetrischen Anzeigen nicht von Lochkorrosion oder Intergranular Attack (IGA) sondern von interkristalliner Spannungsrissskorrosion auszugehen, was zum ME04/2018 führte.

Dieser Bericht stellt den Sachstand dar, beschreibt Ursachen für die Befunde, stellt Maßnahmen zur Ursachenbekämpfung vor und erbringt den Nachweis für die Integrität der HR für den letzten und den nächsten Betriebszyklus.

## 2 Sachstand

### 2.1 Ergebnisse der Wirbelstromprüfung

Die Ergebnisse der Wirbelstromprüfung (WSP) aus 2017 und 2018 sind in **Tabelle 1** zusammenfassend dargestellt. Die Tabelle enthält nicht die Fretting- und Spritzschäden aus der Vergangenheit.

#### 2.1.1 Eingesetzte Prüf- und Analysetechniken

Für die Prüfung der Gesamtrohrlänge wurde die Bobbinsonde eingesetzt. Diese Sonde ist für das Auffinden und die quantitative Beschreibung von volumetrischen Fehlern optimiert. Zum Nachweis von linearen Materialtrennungen wurde die Arraysonde eingesetzt. Diese Sonde ermöglicht die genauere Beschreibung eines aufgefundenen Fehlers, d.h. die Unterscheidung von linearen und volumetrischen Fehlern oder die Erkennung eines volumetrischen Fehlers in Verbindung mit einem linearen Fehler.

Für die Analyse der linearen Anzeigen wurde eine Rotiersonde (MRPC) eingesetzt. Mit dieser Sonde werden lineare Anzeigen hinsichtlich ihrer Längen- und Tiefenerstreckung beschrieben.

Ergänzend zu den o. g., auf Wirbelstrom basierenden Prüftechniken wurde eine spezielle Ultraschallprüfsonde eingesetzt. Diese Prüftechnik ermöglicht eine genauere Tiefenbestimmung der Anzeigen, insbesondere in den Grenzbereichen der WSP.

Durch die Kombination der verschiedenen Prüf- und Analysetechniken ist eine genaue Beschreibung der Anzeigen in Bezug auf Lage, Form und Größe (Umfangs- und Tiefenerstreckung) möglich.

Tabelle 1: Ergebnisse der Wirbelstromprüfungen aus 2017 und 2018

DE	SVI/MVI Anzeigen in Revision	davon gestopft	SVI/MVI Anzeigen in Revision	Anzeigen-Verteilung CL / HL	Maximale SVI/MVI WDS [%]	SCI/MCI Anzeigen in Revision	Anzeigen-Verteilung CL/HL	Maximale SCI/MCI WDS [%]
	2017		2018*)					
10	32	14	11	9 / 2	39	-	- / -	-
20	-	-	1	- / 1	- **)	99	- / 99	91
30	-	-	6	6 / -	34	-	- / -	-
40	-	-	5	5 / -	31	2	- / 2	51
Prüfungsumfang 2017: DE10: 100% CL 20% HL, DE20: keine Prüfung, DE30: 20% CL 20% HL, DE40: keine Prüfung Prüfungsumfang 2018: DE10: 100% CL 100% HL, DE20: 100 CL, 100% HL, DE30: 100% CL 100% HL, DE40: 100% CL 100% HL *) Bei der Wirbelstromprüfung in der Revision 2018 neu festgestellte Anzeigen **) Anzeige mit Array-Sonde detektiert, Anzeigtiefe mit Bobbin-Sonde nicht bestimmbar, was auf eine sehr kleine Anzeigtiefe schließen lässt <u>Anmerkungen:</u> Bekannte Anzeigen aufgrund von Spritzschäden und Fretting werden seit dem erstmaligen Erkennen regelmäßig kontrolliert. Da diese Anzeigen seit dem erstmaligen Erkennen keine Veränderung aufweisen und eindeutige bekannte Ursachen haben, werden sie in der obigen Tabelle nicht aufgeführt. Alle Korrosionsbefunde 2017/2018 liegen im Bereich zwischen Rohrboden und dem 1. Abstandshalter (1. AH). Die 20%-Prüfungsumfänge umfassen die gesamte Heizrohrlänge (Bobbin). Die 100%-Prüfungsumfänge umfassen den Bereich vom Rohrboden bis zum 1. AH (Arraysonde). SVI/MVI = Single/Multi Volumetric Indication, SCI/MCI = Single/ Multi Circumferential Indication, CL = Cold Leg, HL = Hot Leg, WDS = maximale lokale Wanddickenschwächung								

Die Signaldarstellung für volumetrische Fehler ist dadurch charakterisiert, dass die Signale in der Darstellung sowohl axiale, als auch umfangsorientierte Komponenten enthalten. Bei der Darstellung von ausschließlich umfangsorientierten Fehlern liefert der Kanal für die Darstellung der axialen Signalkomponente kein Signal. (vgl. [4], Folien 9 und 10). Sowohl die Wirbelstromdaten der Arraysonde (X-Probe), als auch die Daten der Analysesonde (MRPC) zeigen, dass es sich ausschließlich um umfangsorientierte Anzeigen handelt, die keine Signalkomponenten enthalten, welche auf das Vorhandensein von volumetrischen Fehlern bzw. Muldenkorrosion schließen lassen. Somit sind bei der ermittelten Wanddickenschwächung keine weiteren Faktoren zu berücksichtigen.

Die Unterscheidung zwischen volumetrischen Fehlern und rissartigen Fehlern, die von volumetrischen Fehlern ausgehen, ist durch die eindeutige Priorisierung der Wirbelstromsignale der Arraysonde für die Fehlerorientierung in Umfangs- bzw. in axialer Richtung im Rahmen der Nachweisgrenzen möglich, vgl. **Bild 1** und **Bild 2**. Das heißt, die Signalamplitude des Kanals für in Umfangsrichtung orientierte Fehler unterscheidet sich in solch einem Fall, dass von einer muldenförmigen Korrosionsstelle eine rissartige Anzeige ausgeht, signifikant von der Signalamplitude des Kanals für einen axial orientierten Fehler. Die Trennung eines rissartigen Korrosionsfortschritts von volumetrischen Anzeigen ist somit möglich.

### 2.1.2 Prüfungsumfänge

Eine Maßnahme aus der Bearbeitung des ME03/2017 war die Prüfung der Dampferzeugerheizrohre der Dampferzeuger JEA10/20/30/40 BC001 in der Revision 2018. Dazu wurden folgende Prüfungsumfänge geplant und umgesetzt:

Dampferzeuger 10

- Prüfung der nicht verschlossenen Anzeigenpositionen aus 2017 vor der Rohrbodenreinigung mit Bobbinsonde und Arraysonde (18 Positionen)
- Prüfung von 100% der Heizrohre zwischen Rohrbodeneintritt und 1. Abstandshalter (CL) nach der Rohrbodenreinigung

Dampferzeuger 20, 30 und 40

- Gesamtröhrenprüfung min. 20 % der Heizrohre je DE (Umfang nach KTA3201.4)
- 10% der Heizrohre zwischen Rohrbodeneintritt und 1. Abstandshalter (CL und HL)

Aufgrund von zwei neu festgestellten volumetrischen Anzeigen bei der Stichprobenprüfung im DE40 (CL) wurde der Prüfumfang mit der Arraysonde im Bereich von Rohrbodeneintritt bis zum 1. Abstandshalter auf 100% in allen vier Dampferzeugern, jeweils an Eintritts (HL)- und Austrittsseite (CL), erhöht.

Bei den Dampferzeugern 10, 20 und 30 erfolgte die Wirbelstromprüfung nach der Rohrbodenspülung und am Dampferzeuger 40 vor der Rohrbodenspülung.

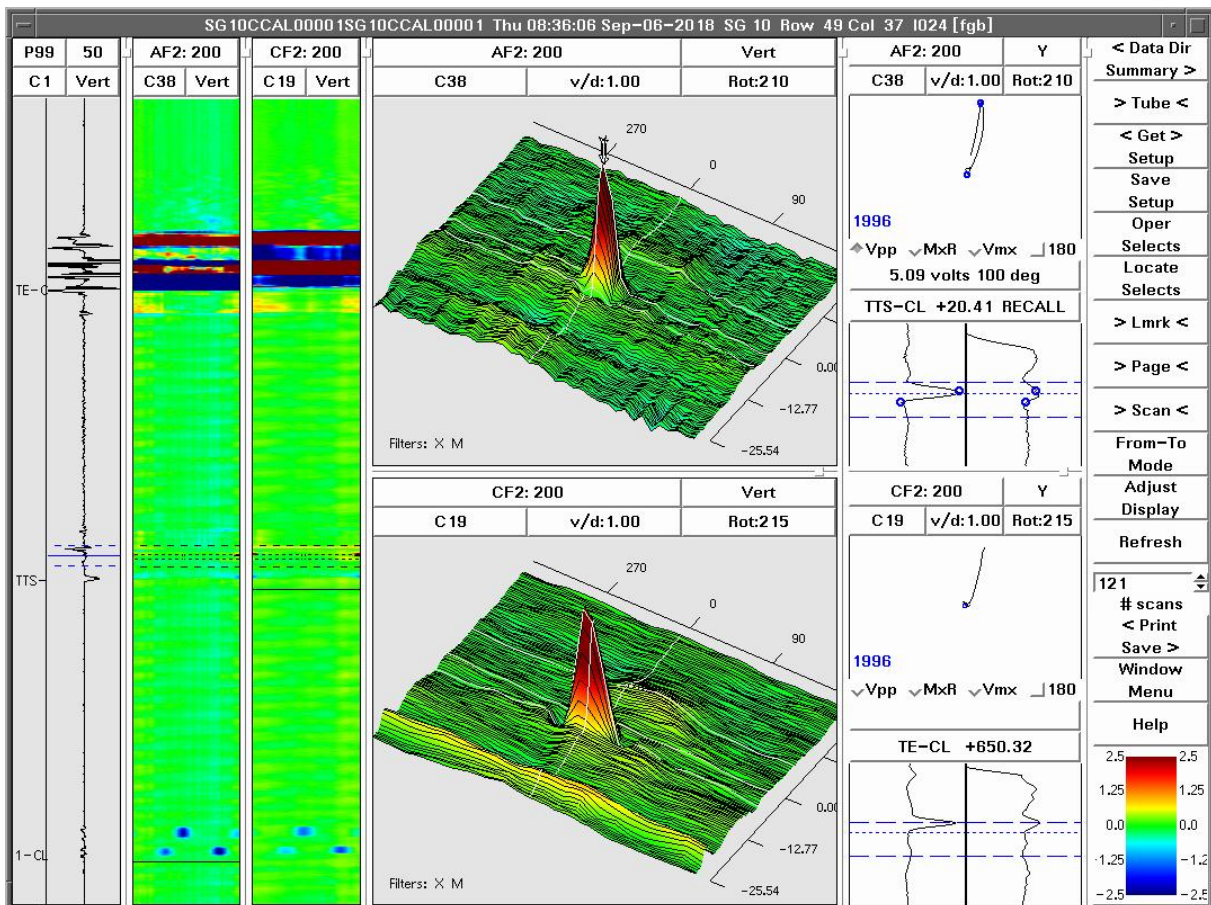


Bild 1: Beispiel für eine einzelne volumetrische Anzeige (SVI) – X-Probe Bild.

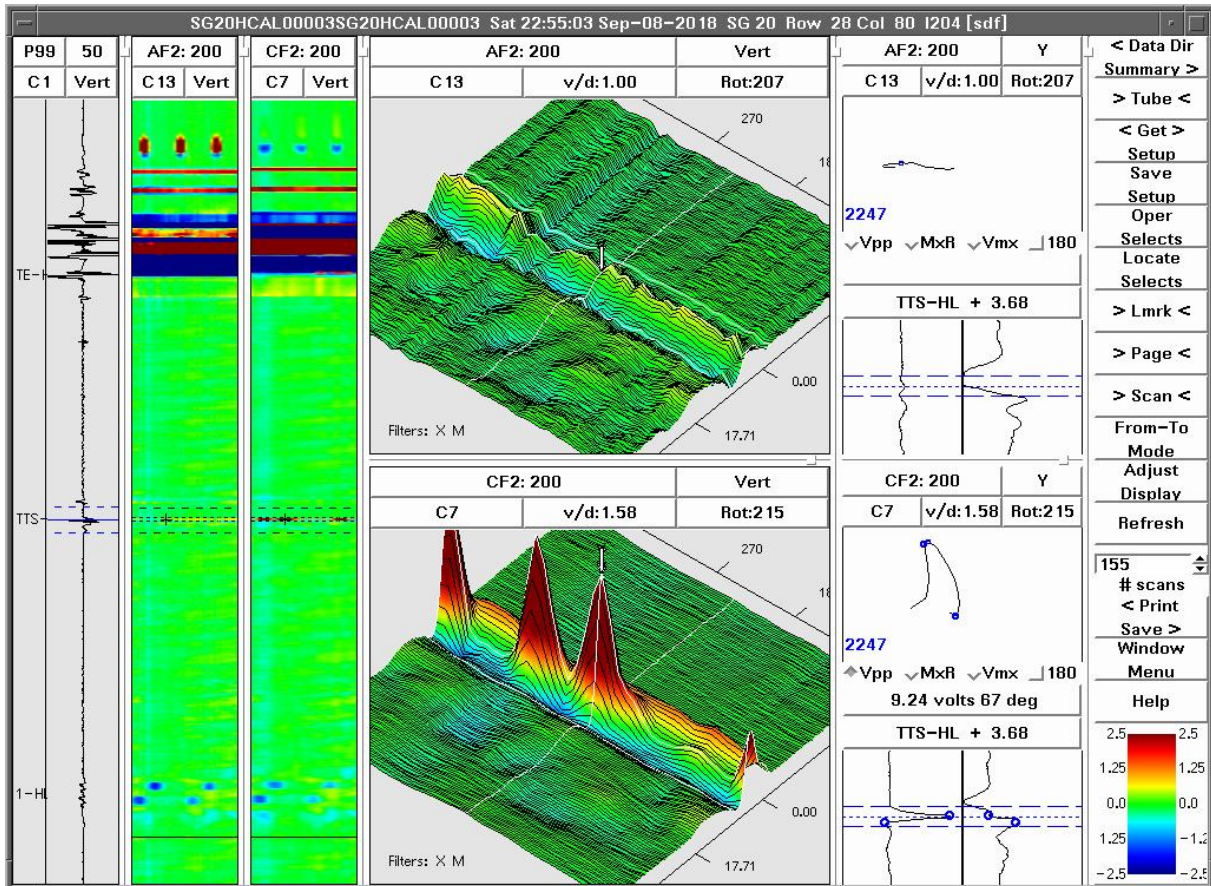


Bild 2: Beispiel für eine lineare Mehrfachanzeige (MCI) – X-Probe Bild.

## 2.1.3 Prüfergebnisse

### 2.1.3.1 Volumetrische Anzeigen

Bei der Wirbelstromprüfung 2017 wurden im Dampferzeuger 10 auf der kalten Seite, neben den unverändert bestätigten bekannten Anzeigen (Fretting- und Spritzschäden), an 32 (eine Anzeige davon bei der Nachauswertung in 2018 detektiert) Rohrpositionen erstmals volumetrische Anzeigen registriert. Dabei handelte es sich um Einzelanzeigen (SVI) und Mehrfachanzeigen (MVI). Von diesen Anzeigen waren 8 Anzeigen nicht registrierpflichtig (Wanddickenschwächung <20 %), 8 Anzeigen registrierpflichtig (Wanddickenschwächung ≥20 %) und 15 Anzeigen bewertungspflichtig (Wanddickenschwächung ≥30 %). Bei zwei Rohrpositionen mit bewertungspflichtigen Anzeigen wurde eine Wanddickenschwächung >50 % festgestellt. Von den Rohrpositionen mit bewertungspflichtigen Anzeigen wurden 13 Rohrpositionen sowie eine Rohrposition mit einer registrierpflichtigen Anzeige mit Walzstopfen verschlossen. Zwei Rohre mit bewertungspflichtigen Anzeigen (Wanddickenschwächung je 36%) wurden nicht verschlossen, um Erkenntnisse zu erhalten, ob der Schadensmechanismus noch aktiv ist und falls ja mit welcher Geschwindigkeit.

Die in der Revision 2018 vor der Rohrbodenspülung durchgeführte Nachprüfung der in der Revision 2017 nicht verschlossenen anzeigenbehafteten Rohre ergab, dass mit Ausnahme einer Position, die eine Erhöhung der Wanddickenschwächung um 22 % von 17% auf 39 % WDS zeigte, die Werte zur vorangegangenen Prüfung nahezu unverändert sind.

Bei der 100% Prüfung (zwischen Rohrboden und 1. Abstandshalter) nach der Rohrbodenspülung wurden 9 neue Anzeigen auf der kalten Seite und 2 neue Anzeigen auf der heißen Seite mit einer Wanddickenschwächung von 15 % bis 39 % festgestellt. Die betroffenen Rohrpositionen waren 2017 unauffällig, so dass eine Rohrposition ein maximal zu unterstellendes Fehlerwachstum von 39 % aufweist.

Bei der Wirbelstromprüfung in 2018 im Dampferzeuger 20 wurde eine volumetrische Anzeige auf der Eintrittsseite (HL) erstmalig festgestellt. Diese Anzeige wurde mit der Arraysonde aufgefunden. Mit der Bobbinsonde konnte diese Anzeige nicht bestätigt werden, sodass von einer sehr geringen Wanddickenschwächung ausgegangen werden kann. Bei den Prüfungen in 2010 und 2014 war diese betroffene Rohrposition unauffällig. Die übrigen bekannten volumetrischen Anzeigen (Fretting- und Spritzschäden) haben sich seit der letzten Prüfung 2014 im Rahmen der messtechnischen Toleranz unverändert dargestellt.

Bei der Wirbelstromprüfung in 2018 im Dampferzeuger 30 wurden auf der Austrittsseite (CL) an 6 Rohrpositionen erstmalig Volumenanzeigen festgestellt. Von den Volumenanzeigen ist eine Anzeige, mit einer Wanddickenschwächung von 34 %, bewertungspflichtig. Die übrigen Anzeigen weisen Wanddickenschwächungen zwischen 23 % und 28 % auf und sind somit registrierpflichtig. Alle erstmalig festgestellten Anzeigen befinden sich auf der Austrittsseite des DE (CL). Die übrigen bekannten volumetrischen Anzeigen (Fretting- und Spritzschäden) haben sich seit der letzten Prüfung 2017 im Rahmen der messtechnischen Toleranz nicht verändert.

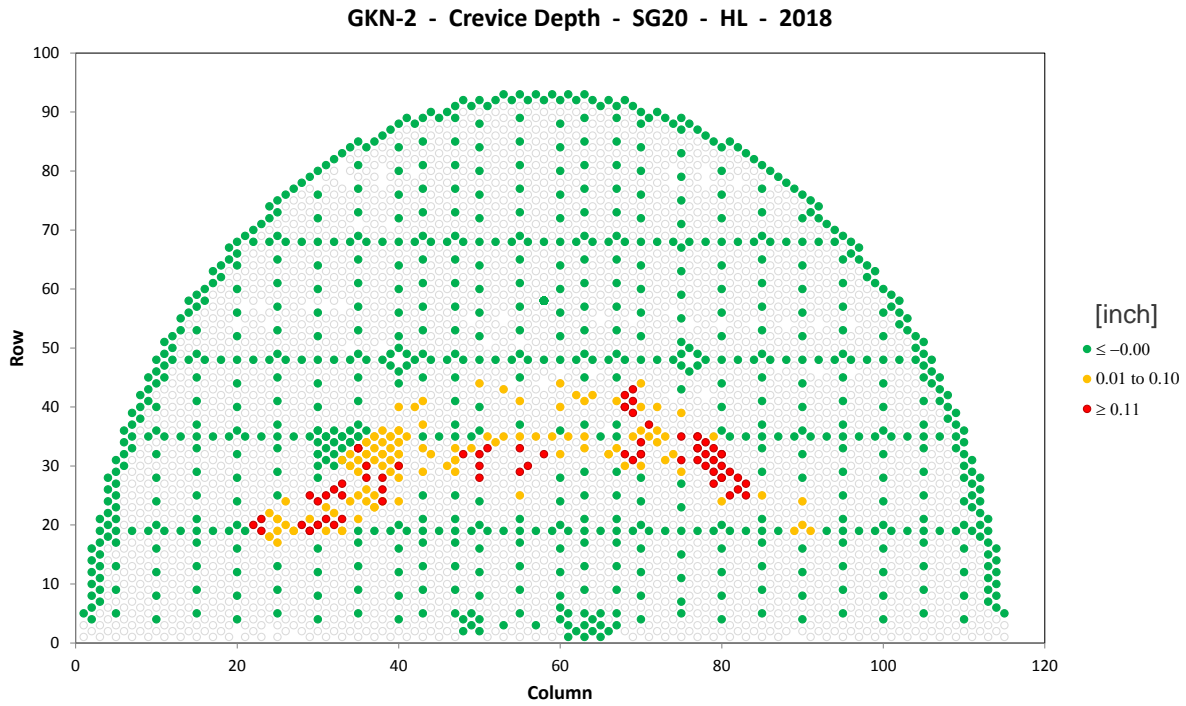
Bei der Wirbelstromprüfung in 2018 im Dampferzeuger 40 wurden auf der Austrittsseite (CL) 5 neue volumetrische Anzeigen festgestellt. Diese Anzeigen sind mit Wanddickenschwächungen  $\geq 30\%$  bewertungspflichtig. Die übrigen bekannten Anzeigen haben sich seit der letzten Prüfung 2014 im Rahmen der messtechnischen Toleranz nicht verändert.

### **2.1.3.2 Lineare Anzeigen**

Vor den Prüfungen in 2018 gab es an den HR von GKN II noch nie Hinweise auf lineare Anzeigen.

Die in Revision 2018 festgestellten linearen Anzeigen befinden sich alle im Bereich der sekundärseitigen Rohrbodenkante von ca. -2 mm bis ca. +8 mm bezogen auf TTS (Top of Tube Sheet). Allerdings bezieht sich der Begriff TTS an dieser Stelle auf den bei der WSP detektierten Übergang zum Rohrboden. Aufgrund der lokalen Korrosion des Rohrbodens im Spalt oberhalb der oberen Einwalzung (siehe hierzu die Ausführungen in [7]) liegt dieser Übergang unterhalb der eigentlichen sekundärseitigen Rohrbodenoberfläche. Die Verteilung dieser lokalen Korrosion des Rohrbodens ist in [7] für alle vier Dampferzeuger dokumentiert und hier beispielhaft für den DE 20 in **Bild 3** dargestellt.





**Bild 3: Verteilung der lokalen Korrosion des Rohrbodens am Beispiel des DE20 (automatisierte Auswertung)**

Die detaillierten Anzeigentiefen und Anzeigenlängen der linearen in Umfangsrichtung orientierten Anzeigen von DE20 und DE40 sind in **Anlage 1** dargestellt.

Die in **Anlage 1** angegebenen Werte zu den Tiefen (in % der Sollwandstärke 1,23 mm) und den Längen der Anzeigen basieren auf der Auswertung der Wirbelstromdaten der Analysesonde (MRPC). Dabei konnte für zwei Positionen das Ergebnis der Prüfung mit der Arraysonde (X-Probe) nicht bestätigt werden. Diese Positionen wurden in der Tabelle in der Spalte der Wanddickenschwächungen mit „NDF“ (No Defect Found) gekennzeichnet. Für Rohrpositionen mit mehreren, über den Umfang verteilten Anzeigen wurden diese, für eine detailliertere Beschreibung der Befundsituation einzeln vermessen und charakterisiert.

Nicht in der Tabelle enthaltene Rohre zeigten bei der Auswertung der mit der Arraysonde aufgenommenen Daten keine Auffälligkeiten, die Hinweise auf lineare Wanddickenschwächungen geben.

Von den in **Anlage 1** aufgelisteten Positionen sind im DE20 in 2010 sieben Positionen und in 2014 sechzehn Positionen geprüft worden. In den Wirbelstromdaten der Arraysonde von 2010 und 2014 kann hier keinerlei Auffälligkeit festgestellt werden, die auf eine beginnende Rissbildung hinweisen würde.

Auffällig bei den in 2010 und 2014 im DE20 geprüften Positionen ist, dass sich das Wirbelstromsignal für den TTS auf der heißen Seite bei der Prüfung 2018 in Richtung Rohrbodeneintritt verschoben hat. Das bedeutet, dass sich das Wirbelstromsignal für den Übergang vom Rohrboden in die freie Rohrlänge früher, also weiter unten zeigt als bei den vorangegangenen Prüfungen. Die über die Auswertung der Wirbelstromdaten ermittelte Verschiebung liegt bei den Positionen, für die Daten aus 2010 und 2014 vorliegen, zwischen ca. 0,9 mm und ca. 5,5 mm.

Bei der Nachauswertung wurden Hinweise auf leichtes Denting gefunden, siehe [7].

### 2.1.3.3 Sludgehöhen nach Rohrbodenreinigung

Die Ermittlung der Sludgehöhen ist in [1] detailliert beschrieben. DE20 weist gegenüber den anderen drei DE signifikant weniger Sludge auf, wie die beiden nachfolgenden Grafiken, **Bild 4** und **Bild 5**, exemplarisch zeigen, [1]. Diese Ergebnisse basieren auf den Wirbelstromprüfungen und geben die Höhe der nach der Rohrbodenreinigung noch an den Rohren verbliebenen Ablagerungen wieder. Die visuelle Inspektion des Rohrbodens zeigt, dass die verbliebenen harten Ablagerungen am Rohrboden dagegen nur wenige Millimeter dick sind.

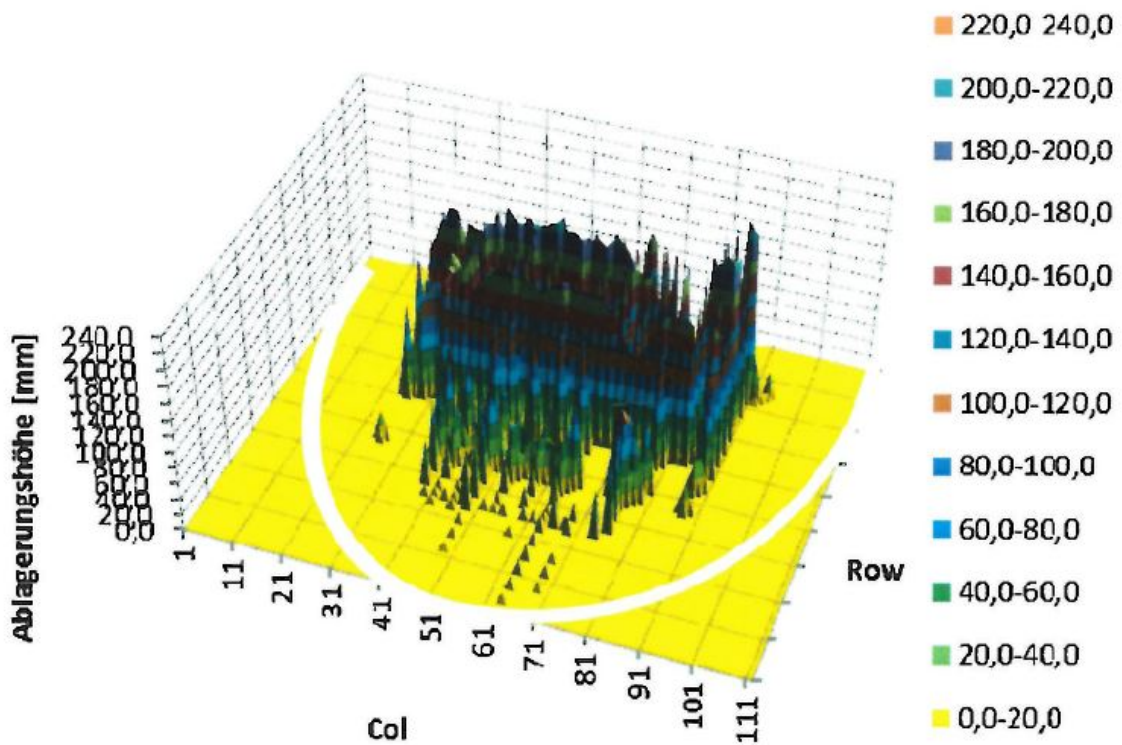


Bild 4: Sludgehöhe DE10-HL, [1]

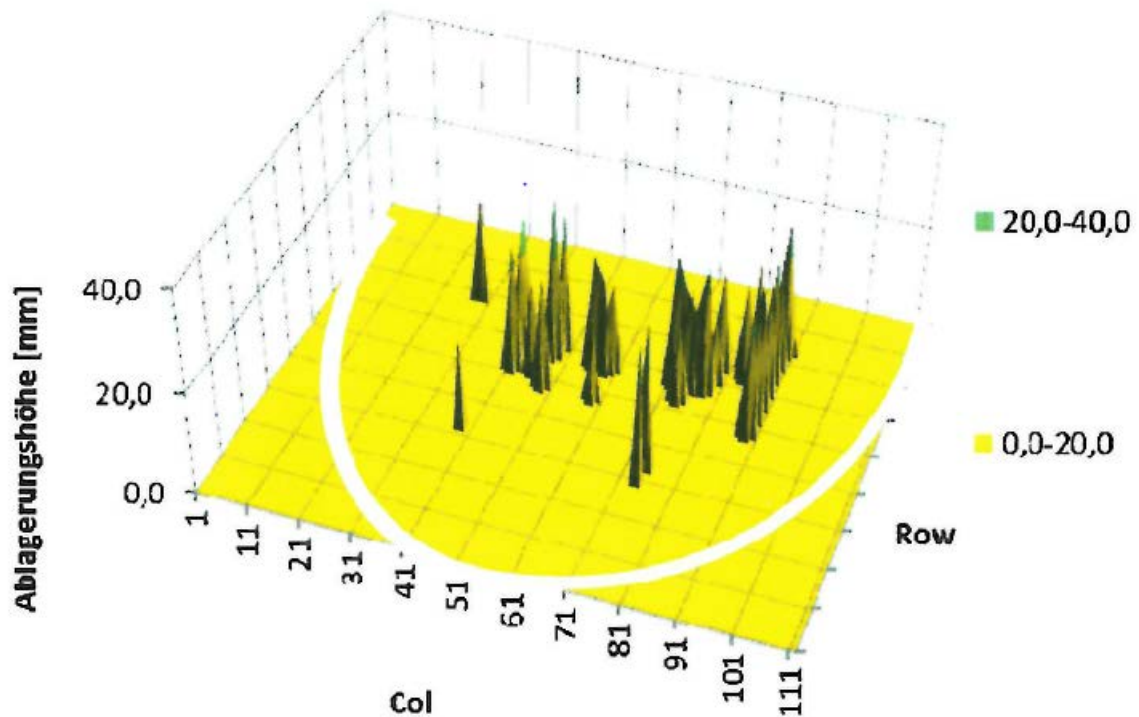


Bild 5: Sludgehöhe DE20-HL, [1]

### Vergleiche mit zurückliegenden DE-Heizrohrprüfungen

Bei einem Vergleich der aktuell gemessenen Sludgehöhen mit Messungen aus der Vergangenheit deckt sich der zeitliche Verlauf mit dem sprunghaftigen Anstieg der Eisenoxidkonzentration im Sekundärkreis im Jahr 2010, [3].

## 2.2 Ergänzende zerstörungsfreie Prüfungen

### 2.2.1 Ultraschallprüfung

Bei den bisher mit der Ultraschallsonde durchgeführten Analysemessungen konnten für alle 12 gemessenen Rohrpositionen die Anzeigen der Wirbelstromprüfung qualitativ bestätigt werden. Für die bisher genauer analysierten Ultraschalldaten der Rohrpositionen R27 C33 und R23 C37 des DE20, konnten die Ergebnisse der Wirbelstromprüfung auch quantitativ bestätigt werden. Für die Rohrposition R27 C33 wurde eine Wanddickenschwächung von 88% (WSP-Ergebnis 87%) und für die Rohrposition R23 C37 eine Wanddickenschwächung von 93% (WSP-Ergebnis 91%) ermittelt.

### 2.2.2 Visuelle Inspektionen

Neben der WSP der vier DE wurde in der Revision 2018 auch eine mechanische Rohrbodenreinigung durchgeführt, in deren Rahmen die gereinigten Bereiche visuell inspiziert werden. Die nachfolgenden Bilder zeigen exemplarisch den Zustand in den vier DE nach der Hochdruckreinigung und nachgelagerter Niederdruckspülung.



Bild 6: DE10 (links CL, rechts HL), [2]

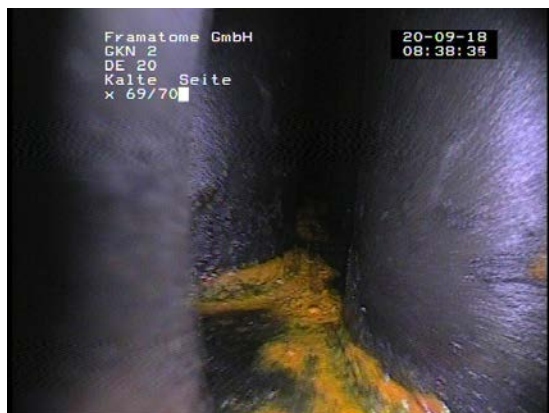


Bild 7: DE20 (links CL, rechts HL), [2]

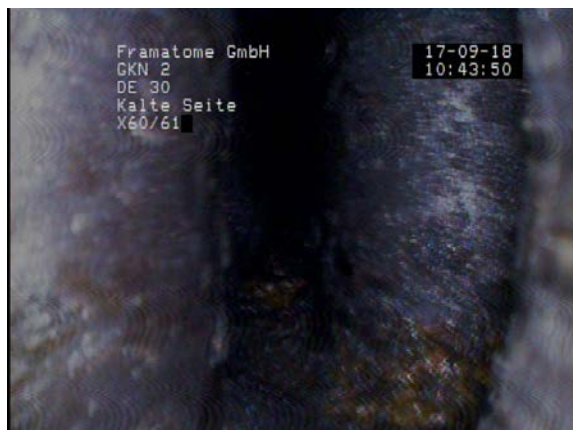


Bild 8: DE30 (links CL, rechts HL), [2]



Bild 9: DE40 (links CL, rechts HL), [2]

Teilweise sind harte Ablagerungen erkennbar, teilweise sind Rohroberfläche und Rohrboden auch sehr sauber. Weiche bzw. restliche lose Ablagerungen konnten bis auf kleiner 2 mm entfernt werden. Dies zeigt, dass die mechanische Rohrbodenreinigung effektiv war. Teilweise sind im Bereich des Einwalzspaltes an der Kante Rohrboden/Rohr gelbliche Ablagerungen erkennbar. Eine chemische Analyse ergab, dass es sich hierbei um Eisenoxid handelt.

Fremdteile wurden in keinem der Dampferzeuger lokalisiert.

### 2.3 Ergebnisse aus der mechanischen Rohrbodenreinigung

#### 2.3.1 Austragsmengen

Durch die mechanische Rohrbodenreinigung und die nachfolgend durchgeführte Spülung in der Revision 2018 wurden die in **Tabelle 2** aufgeführten Mengen an weichen Ablagerungen aus den vier DE entfernt. Zusammen mit den Restmengen aus der Filteranlage, die nach Wiegen 27 kg betragen, ergibt sich eine Gesamtsumme an ausgetragenen Material von 729 kg.

Tabelle 2: Austragsmengen mechanische Rohrbodenreinigung 2018

DE	Austragsmenge Hochdruckreinigung [kg]	Austragsmenge Zusatzspülung [kg]
10	235	21
20	51	7
30	173	23
40	165	27
Summe	624	78

Die weichen Verschmutzungen des DE20 sind signifikant geringer als bei den anderen DE. Diese Tatsache deckt sich auch mit den zFP-Messergebnissen der harten in den DE verbliebenen Verschmutzungen, wie dies in Abschnitt 2.1.3.3 beschrieben wurde. Nachvollziehbare Erklärungen, wieso der DE20 deutlich geringere Verschmutzung aufweist, liegen nicht vor und sind auch aus verfahrenstechnischen Betrachtungen, wie sie in Abschnitt 2.7 ausgeführt werden, nicht ableitbar.

Unterl./Kurz-ID: LNMQ/2018/10

Bei dem ausgetragenen Material handelt es sich im Wesentlichen um Eisenoxid. Vergleicht man die Gesamtmenge von 624 kg in 2018 (ohne Zusatzspülung wegen Vergleichbarkeit) mit den Gesamtaustragsmengen von vorangegangenen Rohrbodenreinigungen (siehe **Tabelle 3**) so zeigt sich, dass die Schmutzfracht, die in die DE transportiert wurde, in den letzten Jahren deutlich über der aus früheren Jahren liegt.

**Tabelle 3: Gesamtaustragsmengen an weichen Verunreinigungen**

Datum der mechanischen Reinigung	Austragsmenge [kg]
06/1990	29,4
09/1998	47,6
09/2010	75,2
09/2018	624

Anmerkungen:

1. Rohrbodenspülung 1990 nach 1,5 a Leistungsbetrieb mit viel Eiseneintrag aus der IBS-Anlage
  2. Spülung 8 a nach der vorherigen Spülung [6 kg/a]
  3. Spülung 12 a nach der vorherigen Spülung [6,3 kg/a]
- Der Eiseneintrag in den Jahren 1990 bis 2010 lag also stabil bei ca. 6 kg/a

**2.3.2 Chemische Analysen der Spülwässer und Schlammkonzentrate**

Im Vorfeld der Revision 2018 wurde das durchzuführende chemische Probenahme- und Analysenprogramm festgelegt. Neben den in Abschnitt 2.4 beschriebenen Messungen während der Entleerungen der DE (GKN II - HOR-Messprogramm) sollten die Spülwässer der Rohrbodenreinigung und die ausgetragenen Ablagerungen auf eine festgelegte Reihe von Verunreinigungen untersucht werden.

**2.3.2.1 Analysenverfahren**

- Anionenanalytik:  
Die anionischen Bestandteile Cl<sup>-</sup>, F<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> (im Folgenden mit Cl, F, SO<sub>4</sub> bezeichnet) wurden ionenchromatographisch analysiert. Hierzu wurden aus den Spülwasserproben zunächst die ungelösten Bestandteile abfiltriert. Anschließend konnten die Proben direkt gemessen werden.

Die Feststoffproben (Filterschlämme) wurden zunächst getrocknet, gewogen und anschließend mehrere Stunden unter Rückfluss gekocht, um die Anionen aus dem festen Material herauszulösen. Anschließend wurden die Analysen wie oben beschrieben durchgeführt.

- Kationenanalytik:  
Für die Analysen der kationischen Bestandteile wurde die optische Emissionsspektroskopie (ICP-OES) angewandt. Auch hier wurden die Spülwasserproben filtriert und ohne weitere Vorbehandlung, abgesehen von der Einstellung geeigneter Verdünnungen, gemessen. Die getrockneten Feststoffproben wurden in einer Mischung aus konzentrierter Salzsäure und konzentrierter Salpetersäure (Königswasser/Mikrowellenaufschluss) aufgeschlossen und anschließend analysiert.

**2.3.2.2 Ergebnisse**

- Spülwässer  
Bedingt durch die Gegebenheiten der Probenahmen beim Spülen weisen die Messwerte der Einzelparameter in den Proben eine große Streuung auf. Trotzdem ist klar erkennbar, dass wie bei den Entleerungsproben Ca und SO<sub>4</sub> den wesentlichen Teil der Verunreinigungen ausmachen. Cl und Na sowie die restlichen Verunreinigungen sind von geringer Bedeutung.

#### - Feststoffproben

Natürgemäß finden sich in den Feststoffproben diejenigen Verunreinigungen, die kein ausgeprägtes Hide-out-return-Verhalten zeigen, die also beim Abkühlen der DE durch Wiederauflösungsprozesse nicht oder nicht so leicht in die wässrige Phase übergehen, sondern im Feststoff verbleiben. Neben Fe als Hauptbestandteil des festen Materials finden sich Al, Zn, Cu, B und Si vor Mg, Ca und SO<sub>4</sub>.

Die folgenden Tabellen (**Tabelle 4** bis **Tabelle 8**) zeigen die Ergebnisse der Spülwasser- und Feststoffanalysen. Aufgelistet sind jeweils die gemessenen Konzentrationen sowie die aus den Konzentrationen und den Mengen errechneten Frachten.

## 2.4 Ergebnisse der GKN II - Hide-out-Return Messungen

### 2.4.1 Allgemeines

Während des Leistungsbetriebs können salzartige Verunreinigungen, die mit dem Speisewasser in die Dampferzeuger eingetragen werden, an den heißen Oberflächen des Rohrbodens und der Heizrohre aufkonzentriert werden. Voraussetzung hierfür sind Belagsstrukturen, die das Eindringen von Wasser und das Entweichen von Wasserdampf zulassen. So können die salzartigen Verunreinigungen des Wassers in die Belagsstrukturen transportiert und, während das Wasser in den heißen Bereichen verdampft, dort angereichert werden. Dieser Vorgang wird „hide-out“ genannt. Verunreinigungen, die sich in den Belägen festgesetzt haben, können während des Leistungsbetriebs nicht mehr über die Abschlammung entfernt werden.

Während des Abfahrens verringert sich in den Belägen das Temperaturgefälle zwischen den Rohroberflächen und der Wasserphase, so dass das Wasser wieder bis in die Bereiche der Beläge vordringen kann, in der die Verunreinigungen auskristallisiert oder in hochkonzentrierter Lösung vorliegen. Die Verunreinigungen in diesen Bereichen werden dann ausgelaugt. Dies zeigt sich durch einen Anstieg der Konzentrationen dieser Verunreinigungen im Dampferzeugerwasser. Diesen Vorgang nennt man „hide-out-return“. Der Anstieg der Konzentrationen ist mehr oder weniger ausgeprägt, je nachdem, wieviel Verunreinigungen während des Leistungsbetriebs mit dem Speisewasser eingetragen werden und wie die Belagsstrukturen bzw. Ablagerungen in den Dampferzeugern beschaffen sind.

### 2.4.2 Vorgehensweise bei GKN

Bis zum Jahr 2008 wurden Probenahmesequenzen (alle 15 min) an den regulären Probenahmestellen der Abschlammung aller vier Dampferzeuger während des Abfahrens durchgeführt. Von 2009 bis 2014 wurden diese Messreihen am DE10 als Repräsentant für alle vier DE durchgeführt. Bei dieser Art der Messreihen kann aus verfahrenstechnischen Gründen nur der Beginn des hide-out-return-Prozesses erfasst werden, solange in den Dampferzeugern noch genügend Vordruck für das Abschlammssystem herrscht. Daher wurden seit 2012 parallel zu den „klassischen“ HOR-Messreihen während der Entleerungen der DE Proben gezogen und ausgewertet.

Seit dem ersten Auftreten der Kleinstleckagen am Kondensator Anfang 2013 werden in jeder Revision alle Dampferzeuger zum Zweck der Entfernung der beim hide-out-return freigesetzten Verunreinigungen komplett entleert und mit sauberem Wasser aufgefüllt. Dabei wurden während der Entleerungen jeweils drei Proben pro Dampferzeuger genommen, zu Beginn, in der Mitte und gegen Ende des Entleerungsvorgangs. Dies hat den Vorteil, dass genügend Zeit für das Wiederauflösen der Verunreinigungen zur Verfügung steht und diese somit vollständiger erfasst werden können als bei den Messreihen während des Abfahrens.

Tabelle 4: Analyse der Spülwässer (Abwasserbehälter; Konzentrationsbereich der Einzelmessungen in ppm)

	Cl	SO4	Al	Ca	Cu	Fe	Mg	Na
DE10	1,6-10,8	8,8-31,7	0,01-0,2	2-11	0,1-0,2	0,01-0,8	0,2-0,8	0,5-1,8
DE20	1,1-3,4	7,5-28	0,04	8-12	0,01	0,01	0,3-0,5	0,3-1
DE30	0,8-2,9	18-30	0,04-0,2	9-14	0,01-0,03	0,01-0,3	0,3-2,6	1-5,9
DE40	1,1-5,1	14-31	0,01	8-11	0,2	0,015	0,5	1,1-2,7

Tabelle 5: Analyse der Spülwässer (Abwasserbehälter; Fracht in g gesamt)

	Cl	SO4	Al	Ca	Cu	Fe	Mg	Na
DE10	51,65	296	0,1	17,3	0,18	0,74	1,98	4,9
DE20	18,1	115	0,08	6,1	0,02	0,013	0,84	1,3
DE30	12,3	159	0,17	5,3	0,19	0,25	3,9	25,9
DE40	15,94	157	0,01	12,5	0,3	0,02	0,6	4,1
<b>Summe</b>	<b>97,99</b>	<b>727</b>	<b>0,36</b>	<b>41,2</b>	<b>0,69</b>	<b>1,02</b>	<b>7,32</b>	<b>36,2</b>

Tabelle 6: Chemische Analyse der Filterschlämme (Einzelmessungen in ppm)

	Cu	Zn	Al	Ca	Na	Mg	B	Si	Pb	Fe	Cl	SO4	F
DE10	1378	1099	2073	416	<6	484	648	777	52	668384	1,7	116	0,8
DE20	989	1212	1925	191	<6	519	647	527	21	662572	1,2	149	1,0
DE30	811	1070	1885	116	<6	245	644	378	26	684696	1,3	138	0,9
DE40	828	1173	2059	125	<6	230	638	350	26	653704	0,9	71	0,5



Tabelle 7: Chemische Analyse der Filterschlämme (Fracht gesamt in g)

	Cu	Zn	Al	Ca	Na	Mg	B	Si	Pb	Fe	Cl	SO <sub>4</sub>	F
DE10	324	258	487	98	1	114	152	183	12	157070	0,74	64	0,550
DE20	50	62	98	10	0	26	33	27	1	33791	0,06	7,6	0,050
DE30	134	177	311	19	1	40	106	62	4	112975	0,20	23	0,120
DE40	136	194	340	21	1	38	105	58	4	107861	0,20	19	0,140
<b>Summe</b>	<b>644</b>	<b>691</b>	<b>1236</b>	<b>148</b>	<b>3</b>	<b>218</b>	<b>396</b>	<b>330</b>	<b>21</b>	<b>411697</b>	<b>1,2</b>	<b>114</b>	<b>0,86</b>

Tabelle 8: Frachten aus den DE-Entleerungen (vgl. Abschnitt 2.4):

	Cu	Zn	Al	Ca	Na	Mg	B	Si	Pb	Fe	Cl	SO <sub>4</sub>	F
<b>Gesamtsummen (gerundet) in g</b>	20		6	584	101	60		13	1	95	123	1559	14

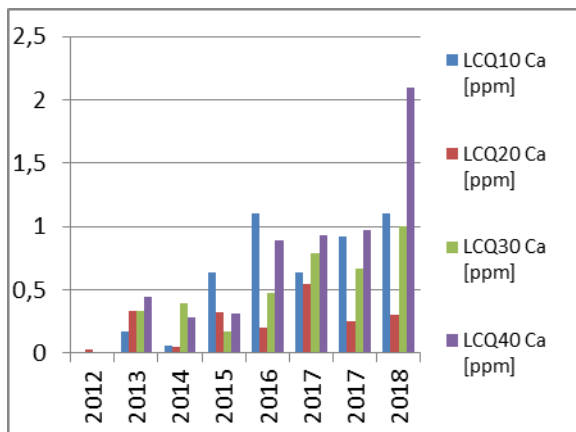
Im Nachgang zum ME 03/2017 wurde das Analysenprogramm während der DE-Entleerungen für die Revision 2018 deutlich erweitert. Das Programm sah eine umfangreiche Beprobung der DE (eine Probe pro Meter Füllstandsabsenkung) während der Entleerungen vor. Zum schnelleren Abkühlen wurden die DE jeweils nach dem ersten Entleeren noch zweimal mit Deionat gefüllt und nochmals entleert. Hier sollten im selben Umfang Proben gezogen werden. Außerdem sollten die Wässer der Restentleerungen sowie die Spülwässer der Rohrbodenreinigung und zuletzt die ausgetragenen Ablagerungen auf eine festgelegte Reihe von Verunreinigungen untersucht werden (vgl. auch Abschnitt 2.3.2). Im Programm waren Probenahmen aus der Dampferzeugerabschlammung während des Abkühlens nicht vorgesehen.

**2.4.3 Ergebnisse der GKN II - Hide-out-Return-Messungen und Bewertung**

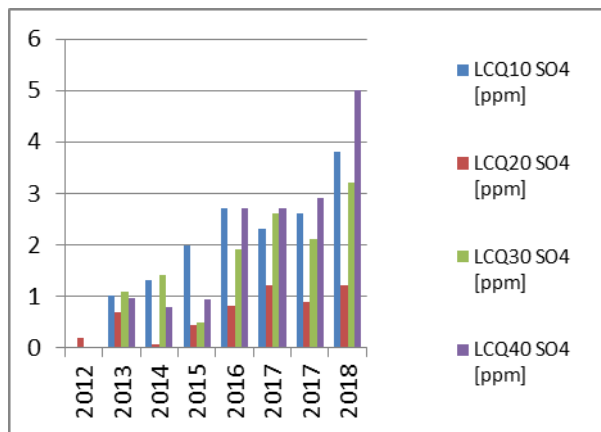
Vor dem Auftreten der Kleinstleckagen am Kondensator waren die Ergebnisse der hide-out-return-Messungen bei GKN II unauffällig. Es wurden durchweg keine nennenswerten Anstiege der gemessenen Parameter beobachtet. Dies wurde auf den fehlenden Eintrag von Verunreinigungen zurückgeführt.

Seit dem ersten Auftreten der Kleinstleckagen am Kondensator Anfang 2013 wurden bei den Messungen erhöhte Werte insbesondere für Sulfat, Calcium, Natrium und Chlorid, also der Salzfracht des Hauptkühlwassers, beobachtet. Die Messwerte stiegen von Jahr zu Jahr an. Sie korrelieren mit der beobachteten Leckagemenge und lagen zwischenzeitlich eine Größenordnung über den früheren Messwerten bei dichtem Kondensator. Häufig, jedoch nicht durchgängig, ist zu beobachten, dass der erste Messwert einer Probenreihe zu Beginn der Entleerung etwas höher liegt als die Messwerte aus den anschließend zur Mitte und zum Ende der Entleerung gezogenen Proben. Dieses Bild bestätigt sich auch bei den umfangreichen Messungen während der Revision 2018. Als Ursache hierfür wird angenommen, dass die in langsamem Auslaugungsprozess freigesetzten Verunreinigungen aus den Ablagerungen des Rohrbodens nicht im gesamten Dampferzeuger homogen verteilt und zu Beginn der Entleerungen in konzentrierterer Form abgezogen werden.

Beim Vergleich der Messwerte fallen die im Vergleich zu den anderen Dampferzeugern durchweg etwas niedrigeren Werte beim Dampferzeuger 20 auf. Die folgenden Abbildungen zeigen für Ca, **Bild 10 a.)**, und SO<sub>4</sub>, **Bild 10 b.)**, die Mittelwerte der Messungen seit 2012 bis 2018 sowie die Verläufe der Messwerte bei den Entleerungen in der Revision 2018, **Bild 11**. Man erkennt deutlich die niedrigeren Messwerte bei DE20 im Vergleich zu den anderen drei DE.



a.) Mittelwerte der Ca-Messungen



b.) Mittelwerte der SO<sub>4</sub>- Messungen

**Bild 10: Mittelwerte der Ca und SO<sub>4</sub> Messungen über den Zeitraum von 2012 bis 2018**

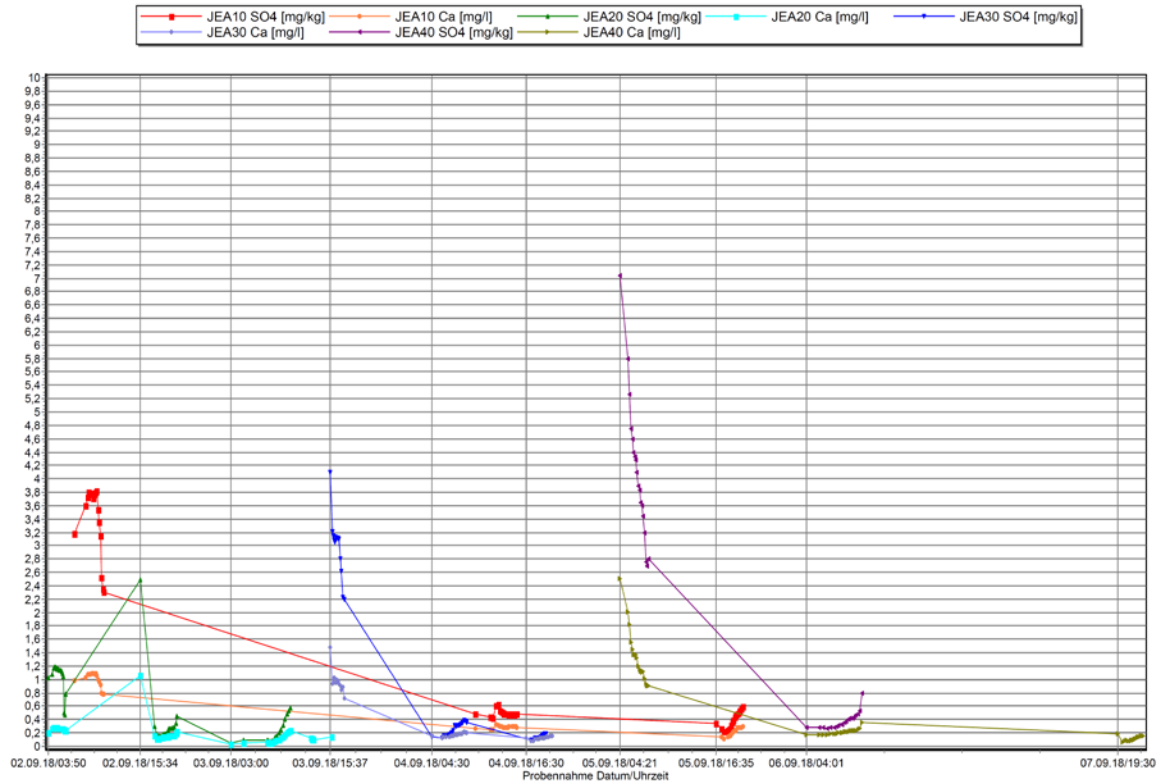


Bild 11: Ca und SO4 Messungen während der Entleerungen in der Revision 2018

Tabelle 9 und Tabelle 10 enthalten die während der Entleerungen der DE gemessenen chemischen Parameter.

### 2.5 Eisenoxidfracht im Sekundärkreis

In Revision 2010 wurde die Sauerstoffdosierung in den Heizdampf des Zwischenüberhitzers (ZÜ) in Betrieb genommen. Bei dieser Methode wird reiner Sauerstoff in den aus der Frischdampfleitung abgezapften Heizdampf zu dosiert. Dieser mit Sauerstoff angereicherte Dampf durchströmt die ZÜ-Heizrohre und gibt dabei seine Kondensationswärme an den mantelseitig vorbeiströmenden Abdampf der S-Teilturbine ab.

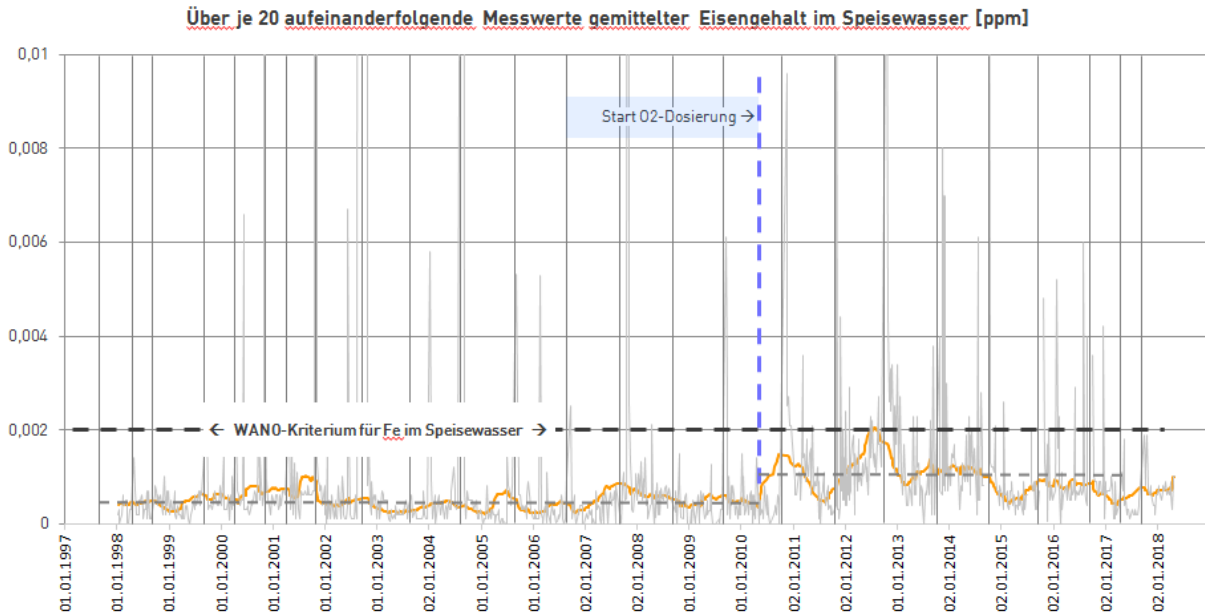
Der Sauerstoff hat hierbei die Aufgabe, auf der Innenoberfläche der Heizrohre für die Ausbildung einer stabilen Hämatitschicht zu sorgen. Auf diese Weise kann im oberen Bereich der Heizrohre Erosionskorrosion und im unteren Bereich der Heizrohre ein Zuwachsen der Rohre durch übermäßiges Magnetitwachstum verhindert werden. Visuelle Inspektionen seit 2010 zeigen, dass sich vorhandene relativ dicke Magnetitschichten langsam aber stetig über die Jahre in dünne Hämatitschichten umwandeln. Hierbei kommt es zu Freisetzungen von Eisenoxiden in den Wasser-Dampf-Kreislauf (WDKL). Bild 12 zeigt die Entwicklung der Eisengehalte im Speisewasser.

Tabelle 9: Ergebnisse der GKN II – HOR Messungen (DE-Entleerungen 1-3; Einzelmessungen in ppm)

	Volumen	Al	Ca	Cl	Cu	F	Fe	K	Mg	Na	Pb	Si	SO <sub>4</sub>
	[l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]
DE10 1. Entleerung	105000	0,01	1,01	0,24	0,01	0,02	0,03		0,07	0,2		0,03	3,41
DE10 2. Entleerung	142000	0,0027	0,3	0,03	0,003		0,08		0,04	0,04			0,49
DE10 3. Entleerung	135000	0,0026	0,21	0,03	0,02	0,0028	0,1		0,02	0,03	0,0001		0,39
DE20 1. Entleerung	105000	0,01	0,28	0,15	0,0025	0,0042	0,05		0,04	0,09		0,02	1,04
DE20 2. Entleerung	142000	0,0006	0,19	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,03	0,003	0,018	0,36
DE20 3. Entleerung	142000	0,0004	0,1	0,02	0,03		0,02	0,02	0,02	0,03	0,003		0,23
DE30 1. Entleerung	105000	0,01	0,95	0,2	0,01	0,02	0,1	0,01	0,07	0,11	0,0005		2,99
DE30 2. Entleerung	145000	0,003	0,18	0,02	0,01	0,02	0,03		0,03	0,03	0,0003	0,03	0,26
DE30 3. Entleerung	140000		0,11	0,02	0,01		0,03	0,02	0,02	0,02			0,14
DE40 1. Entleerung	105000	0,008	1,350	0,313	0,001	0,012	0,152		0,080	0,230	0,000		4,13
DE40 2. Entleerung	130000	0,0026	0,22	0,03	0,01	0,01	0,05		0,04	0,03	0,0005		0,38
DE40 3. Entleerung	140000		0,117		0,024		0,0895		0,018	0,023			

Tabelle 10: Ergebnisse der GKN II –HOR Messungen (DE-Entleerungen 1-3; Fracht gesamt in g)

	Al	Ca	Cl	Cu	F	Fe	K	Mg	Na	Pb	Si	SO4
	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]	[g]
DE10 1. Entleerung	1,05	106,05	25,2	1,05	2,1	3,15		7,35	21		3,15	358,05
DE10 2. Entleerung	0,3834	42,6	4,26	0,426		11,36		5,68	5,68			69,58
DE10 3. Entleerung	0,351	28,35	4,05	2,7	0,378	13,5		2,7	4,05	0,0135		52,65
<b>SUMME in g</b>	<b>1,78</b>	<b>177,00</b>	<b>33,51</b>	<b>4,18</b>	<b>2,48</b>	<b>28,01</b>	<b>0,00</b>	<b>15,73</b>	<b>30,73</b>	<b>0,01</b>	<b>3,15</b>	<b>480,28</b>
DE20 1. Entleerung	1,05	29,4	15,75	0,2625	0,441	5,25	0	4,2	9,45	0	2,1	109,2
DE20 2. Entleerung	0,0852	26,98	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	5,68	4,26	0,426	2,556	51,12
DE20 3. Entleerung	0,0568	14,2	2,84	4,26	0	2,84	2,84	2,84	4,26	0,426	0	32,66
<b>SUMME in g</b>	<b>1,192</b>	<b>70,58</b>	<b>21,43</b>	<b>7,3625</b>	<b>3,281</b>	<b>10,93</b>	<b>5,68</b>	<b>12,72</b>	<b>17,97</b>	<b>0,852</b>	<b>4,656</b>	<b>192,98</b>
DE30 1. Entleerung	1,05	99,75	21,00	1,05	2,10	10,50	1,05	7,35	11,55	0,05		313,95
DE30 2. Entleerung	0,44	26,10	2,90	1,45	2,90	4,35		4,35	4,35	0,04	4,35	37,70
DE30 3. Entleerung		15,40	2,80	1,40		4,20	2,80	2,80	2,80			19,60
<b>SUMME in g</b>	<b>1,49</b>	<b>141,25</b>	<b>26,70</b>	<b>3,90</b>	<b>5,00</b>	<b>19,05</b>	<b>3,85</b>	<b>14,50</b>	<b>18,70</b>	<b>0,10</b>	<b>4,35</b>	<b>371,25</b>
DE40 1. Entleerung	0,85	141,75	32,84	0,16	1,27	15,96		8,40	24,15	0,02		433,65
DE40 2. Entleerung	0,34	28,60	3,90	1,30	1,30	6,50		5,20	3,90	0,07		49,40
DE40 3. Entleerung		16,38		3,36		12,53		2,52	3,22			
<b>SUMME in g</b>	<b>1,19</b>	<b>186,73</b>	<b>36,74</b>	<b>4,82</b>	<b>2,57</b>	<b>34,99</b>	<b>0,00</b>	<b>16,12</b>	<b>31,27</b>	<b>0,09</b>	<b>0,00</b>	<b>483,05</b>



**Bild 12: Eisengehalt im Speisewasser**

Der Eisengehalt im Speisewasser (das Eisen liegt in Form von Eisenoxid vor) ist außerordentlich gering. Das Eisenoxid liegt ausschließlich ungelöst/partikelförmig vor. Zur Analyse werden mehrere m<sup>3</sup> Speisewasser filtriert, aufgelöst und der Eisengehalt bestimmt. Je nach betrieblichen Vorgängen (Pumpenumschaltungen, Druckstöße, etc.) können zeitlich verteilt mehr oder weniger viele und große Partikel im Speisewasser vorhanden sein, die durch die Filtration erfasst werden. Damit erklärt sich die Schwankungsbreite der Einzelwerte. Für die Bewertung der Speisewasserqualität ist die Mittelwertbildung daher erforderlich. Für den Anstieg der Eisenwerte im Speisewasser sehen wir die Sauerstoffdosierung als Ursache an, was auch durch die zeitliche Korrelation zwischen dem Beginn der O<sub>2</sub>-Dosierung und erhöhtem Eisengehalt bestätigt wird. Wenn die Elektromagnetfilter alles Eisen aus dem Zwischenüberhitzerkondensat herausgefiltert hätten, hätte es keinen Anstieg geben sollen. Ursachen für die unvollständige Wirksamkeit der Filter können sein:

- Die Filter waren durch den höheren Eisenanfall schneller „erschöpft“ und die vor der O<sub>2</sub>-Dosierung ausreichenden Rückspülzyklen lagen daher zu weit auseinander
- Die Eisenpartikel im ZÜ-Kondensat waren nicht magnetisch (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)
- Das Eisen lag im Bereich des Magnetfilters noch nicht partikulär, sondern gelöst vor.

Vor Einführung der Sauerstoffdosierung gab es keine Hinweise auf Korrosionsprobleme bzw. nicht gut ausgebildete Passivierungsschichten im WDKL. Somit liegt eine plausible Erklärung für die signifikant erhöhte Schmutzfracht in die DE ab dem Jahr 2010 vor.

## 2.6 Kondensatorleckagen

### 2.6.1 Ursachen und Leckagemengen

Die Turbinenkondensatoren werden während des Leistungsbetriebs regelmäßig und kontinuierlich auf eventuelle Kondensatorrohrleckagen hin überwacht. Die vier Kondensatorkammern werden durch die an den Rohrleitungssystemen von den Hotwells (Kondensatsammelgefäß je Kondensatorhälfte) zum

Hauptkondensatsystem festinstallierten Messungen der Leitfähigkeit nach Kationenfilter (QUC21-24-CQ001) überwacht. Bei dem nur einmal installierten Natriummessgerät (QUC21-CQ002) erfolgt nach je 30 Minuten Messzeit eine automatische Umschaltung auf den jeweils nächsten Hotwell, so dass pro Hotwell alle 2 Stunden ein Messwert vorliegt.

Zusätzlich zu den festinstallierten kontinuierlich arbeitenden Messungen werden die vier Hotwells durch die Messung von Chlorid und Sulfat mit einem Online-Ionenchromatografen überwacht.

Eine weitere Natrium- Leitfähigkeits- und Anionenüberwachung erfolgt in den DE-Abschlammungen LCQ10-40 (QUC44). Der installierte Messaufbau sowie die Messwerterfassung entsprechen dem der Kondensatorüberwachung, so dass auch hier für jeden Dampferzeuger eine kontinuierliche Leitfähigkeitsmessung sowie alle 2 Stunden ein Messwert für Natrium vorliegt. Aufgrund der Aufkonzentration der nichtflüchtigen Speiswasserinhaltsstoffe in den Dampferzeugern und den daraus resultierenden höheren Konzentrationen von Natrium, Chlorid und Sulfat in der DE-Abschlammung lässt sich ein Kondensatorleck hier schneller erkennen als durch die Kondensatorüberwachung. Die Nachweisführung der chemischen Probenahmen ist sehr empfindlich und kann auch kleinste Rohrleckagen in Bereichen  $< 0,5$  kg/h erkennen und in der Regel der betroffenen Wasserkammer zuordnen.

Die meisten Kondensatorrohrleckagen bei GKN II seit 2010 lagen in Bereichen von  $0,2$  kg/h -  $1,0$  kg/h. Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden die Leckagemengen wie folgt definiert:

- Kleinstleckage  $\leq 0,5$  kg/h
- Kleinleckage  $> 0,5$  kg/h bis  $\leq 1,0$  kg/h
- Leckage  $> 1,0$  kg/h

Die Niederdruckturbinen von GKN II verfügen über zwei Kondensatoren (MAG10/20) mit je zwei Wasserkammern. Jede Wasserkammer verfügt über 15760 Rohre (insgesamt 63040 Rohre) mit ca. 15 m Länge.

Den Verlauf der über chemische Analysen des Sekundärmediums ermittelten Leckagemenge über die letzten Jahre ist in **Bild 13** dargestellt. Bei Erreichen einer Leckrate pro Wasserkammer, die der bisher in der Praxis erprobten Nachweisgrenze des Helium-Lecktestverfahrens entspricht, wurde während des Betriebs (mit Lastabsenkung auf ca. 900 MW) die entsprechende Wasserkammer isoliert, entleert und von der Hauptkühlwasserseite aus Heliumlecktests mit einer Spezialfirma durchgeführt, um defekte Kondensatorrohre zu detektieren und zu verschließen. Dass nicht alle Lecksuchen erfolgreich waren liegt zum einen daran, dass die Leckagemengen je Wasserkammer im Bereich der Nachweisgrenze des Lecksuchverfahrens lagen und zum anderen daran, dass die Leckagemenge je Wasserkammer sich aus eventuell mehreren Kleinstleckagen an verschiedenen Rohren aufsummiert hat.

Die hohe Leckage Anfang 2010 wurde durch Fretting von einigen wenigen benachbarten Rohren in den Abstandshaltern verursacht. Diese Rohre wurden verschlossen und in den Folgejahren wurde dieser Rohrbereich regelmäßig visuell inspiziert. Hierbei wurde kein Voranschreiten dieses Schädigungsmechanismus festgestellt.

Seit Anfang 2013 kommt es zunehmend durch einen anderen Schädigungsmechanismus zu Leckagen. Befundbehaftete Kondensatorrohre zeigen sowohl im Bereich der Längsschweißnaht als auch im Grundwerkstoff deutliche Spuren von Tropenschlaggerosion, die in Einzelfällen zu wanddurchdringenden Schäden und der damit verbundenen meist kleinen Leckage von Hauptkühlwasser (Tertiärkreis) in den Wasser-Dampf-Kreislauf (Sekundärkreis) führt.

Auswirkungen der  $O_2$ -Dosierung in den ZÜ-Heizdampf auf die Kondensatorrohre sind auszuschließen, da die Sauerstoffdosierung an einer Stelle im WDKL weit vor dem Eintritt des Speisewassers in die DE

erfolgt. Die dortige O<sub>2</sub>-Messung bestätigt die Sauerstofffreiheit des Speisewassers vor Eintritt in die DE. Damit sind der Frischdampf und das daraus im Kondensator entstehende Kondensat nicht von der O<sub>2</sub>-Dosierung in den WAZÜ beeinflusst.

Tropfenschlagerosion in Verbindung mit der Werkstoff- und Herstellungsqualität der Kondensatorrohre ist somit als einzige Ursache für die aktuellen und in den letzten Jahren festzustellenden Kondensatorleckagen anzusehen.

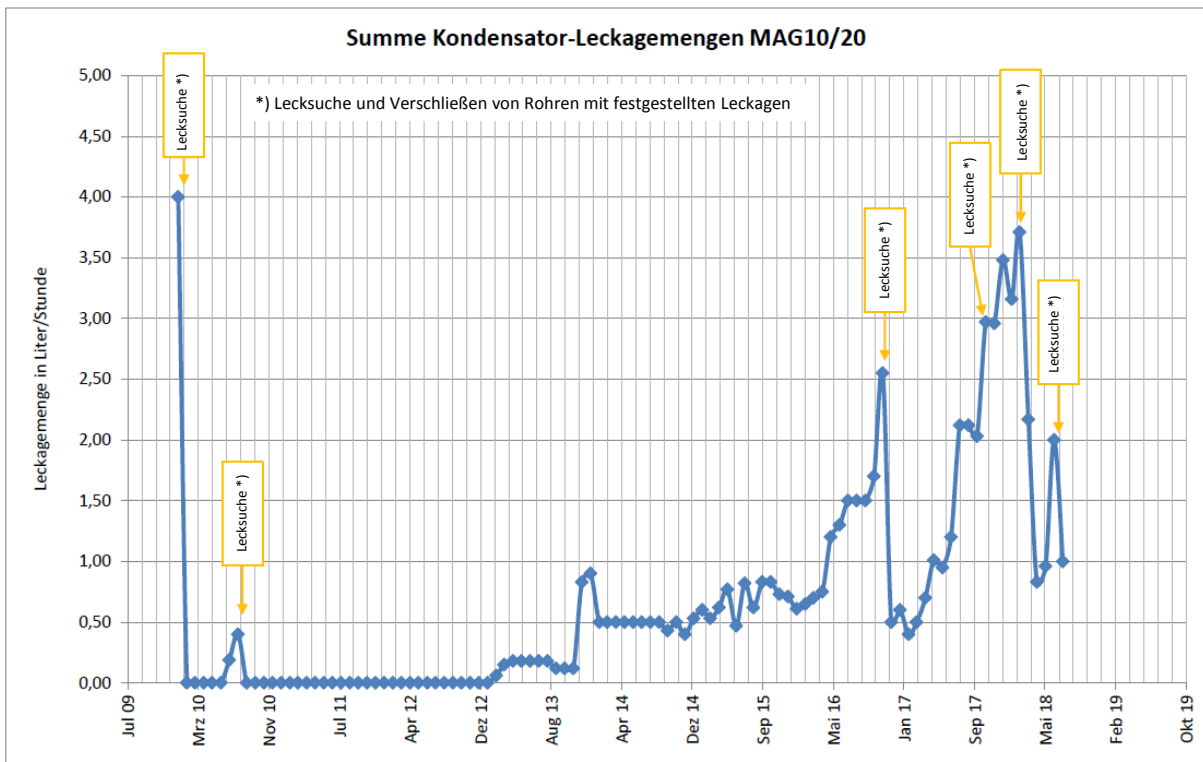


Bild 13: Kondensatorleckagen in den Jahren 2010-2018

### 2.6.2 Chemische und radiologische Analysen des Wasser-Dampfkreislaufs

Im Speisewasser werden neben den zugesetzten Konditionierungschemikalien (Hydrazin, Ammoniak) und den im BHB (über VGB-Richtlinie) mit Grenzwerten bzw. Action Levels belegten Parametern (Sauerstoff, Leitfähigkeit nach Kationenfilter) auch die wesentlichen Verunreinigungen, die mit dem Speisewasser in Richtung der Dampferzeuger transportiert werden, analysiert. Da das Speisewasser im Gesamtstrom analysiert wird, ist aus diesen Messungen keine Differenzierung von Stoffströmen in die einzelnen Dampferzeuger möglich. Unterschiede in den Speisewasserdurchflüssen je DE von max. 3 % sind bei der quantitativen Bewertung der Verunreinigungen je DE von untergeordneter Bedeutung.

In **Bild 14** sind die Analysenergebnisse der wesentlichen Verunreinigungen für den Zeitraum von 2010 bis 2018 dargestellt. Man erkennt, dass die Konzentrationen der Verunreinigungen durchweg unter 1 ppb bzw. unter der Nachweisgrenze (SiO<sub>2</sub>: <2,5 ppb) liegen.



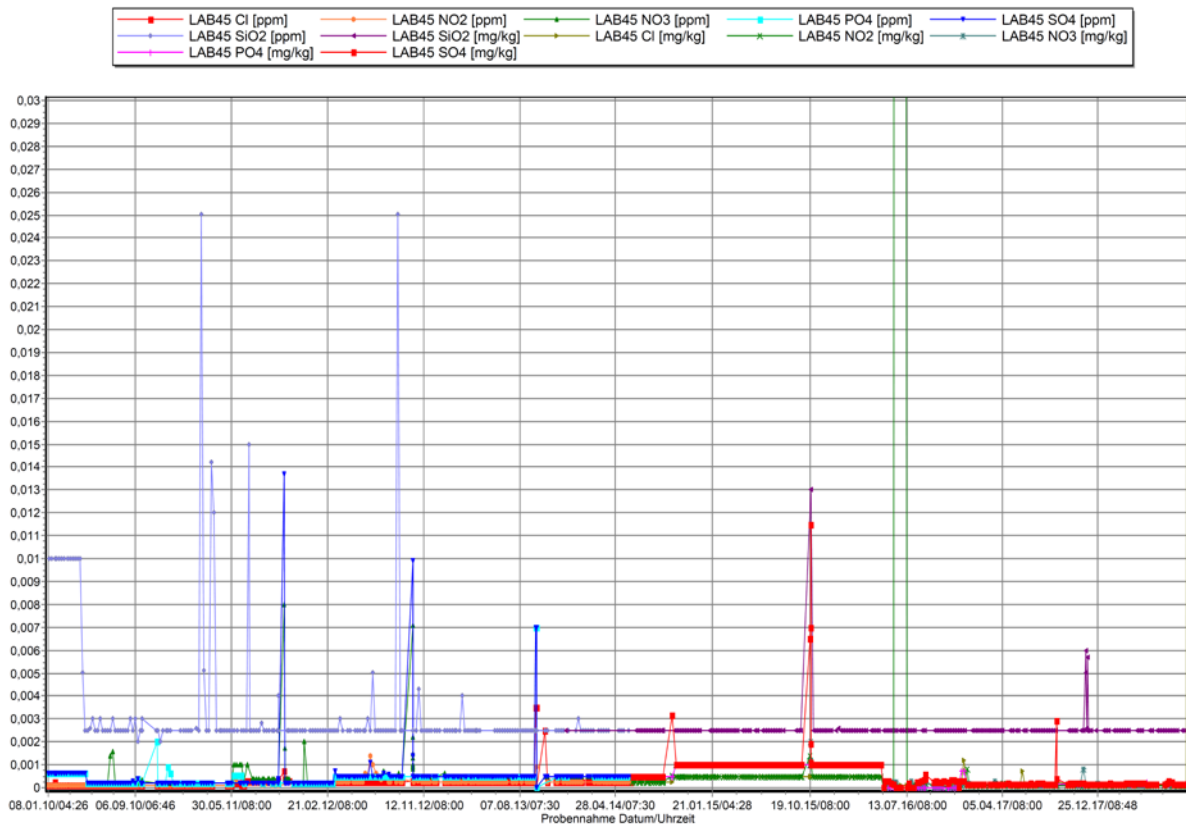


Bild 14: Analysenergebnisse der chemischen Betriebsüberwachung des Speisewassers auf Verunreinigungen

In Bild 15 sind die betrieblichen Messwerte für Sauerstoff und in Bild 16 für die Leitfähigkeit nach Kationfilter abgebildet. Die Konzentrationen der Verunreinigungen im Speisewasser liegen auf sehr niedrigem Niveau. Der Einfluss der Kondensatorleckagen seit 2013 ist im Speisewasser nicht erkennbar.

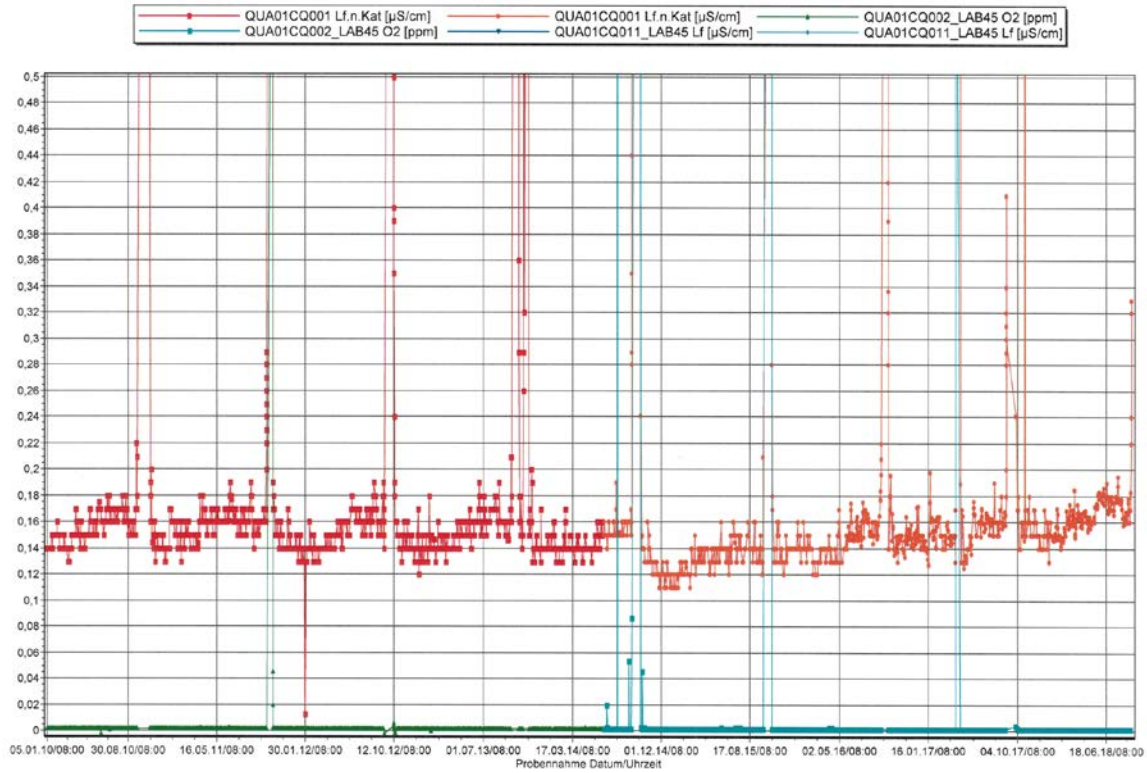


Bild 15: Leitfähigkeit nach Kationenfilter im Speisewasser

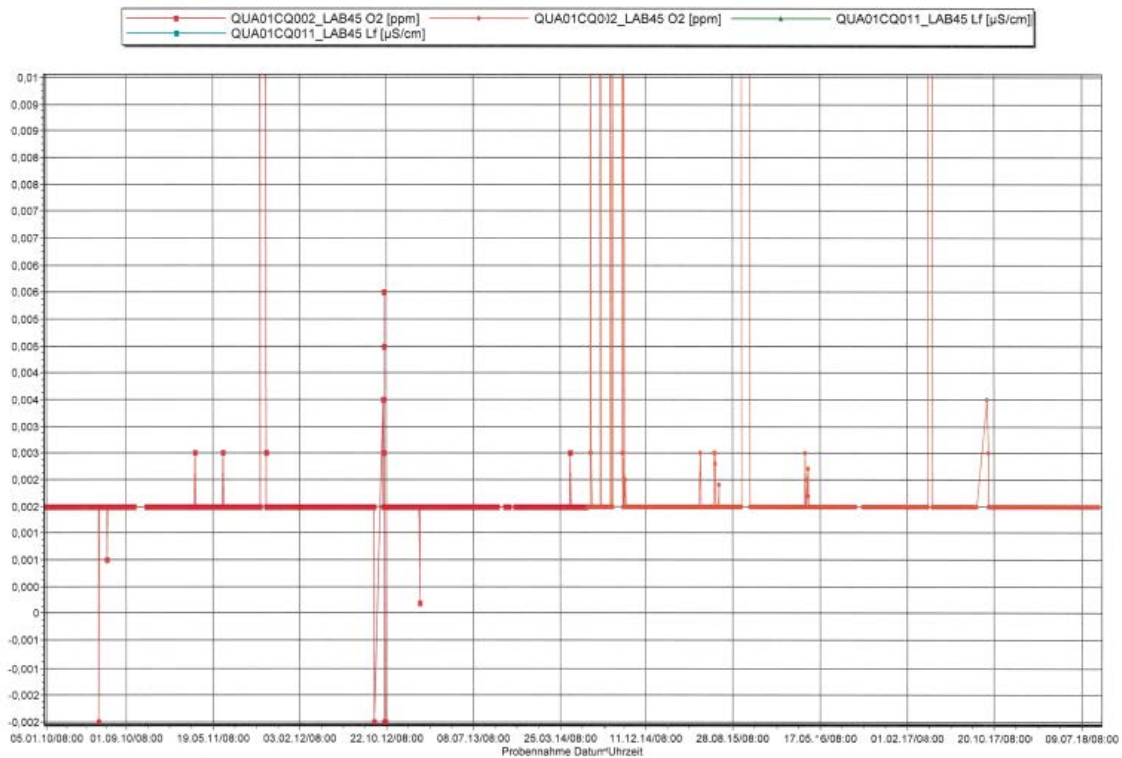


Bild 16: Sauerstoff im Speisewasser

Die Abschlämmmengen der Dampferzeuger liegen alle im Bereich von ca. 3,5 kg/s. Aus der Grafik in **Bild 17** (beispielhaft für das Jahr 2017) ist ein Regelungsband von ca. 2,5 bis 4,5 kg/s ersichtlich. Wegen der unterschiedlichen Länge der Abschlämmleitungen wird das Trimmventil des DE20 auf 100 % eingestellt, um auf die Abschlammmenge von 3,5 kg/s zu kommen. Die Ventile der anderen Dampferzeuger werden entsprechend eingedrosselt, um identische Abschlammungen zu erhalten.



Bild 17: Abschlämmraten der DE 10 – 40 im Jahr 2017

Die chemischen Analysen der über die Abschlammung ausgetragenen Verunreinigungen zeigen in einer beispielhaft für SO<sub>4</sub> durchgeführten Auswertung der Jahre 2013 bis 2018 eine im Mittel um bis zu 30% erhöhte Konzentration im Abschlammwasser von DE20 im Vergleich zu den anderen DE, **Bild 18**. Die durch die Abschlammung aus dem DE20 ausgetragenen Sulfatmengen pro Jahr liegen dadurch im Vergleich zu den anderen DE mit ca. 1,3 kg bis zu 0,3 kg höher als bei den anderen DE.

Die Entleerungs-Messungen der vergangenen Jahre zeigen einerseits einen insgesamt erhöhten Eintrag von Verunreinigungen in die Dampferzeuger seit Beginn der Kondensatorleckagen im Jahr 2013. Gleichzeitig ist erkennbar, dass im DE20 ein deutlich geringerer Anteil an Verunreinigungen in die Ablagerungen auf dem Rohrboden eingelagert wurde als in den anderen DE [vgl. [5] Foliensatz, Vortrag Böttcher 18.9.18 und Abschnitt 2.4.3, Bild 10]. Aus den in geringerer Menge vorliegenden Ablagerungen im DE20 verglichen mit den Mengen in den anderen DE konnten durch Hide-out-Return-Vorgänge beim Abkühlen und im kalten Zustand weniger Verunreinigungen ins Wasser freigesetzt werden. Dies erklärt die durchweg niedrigeren gemessenen Konzentrationen in den Proben aus DE20 bei den Entleerungsmessungen. Dabei liegen die Konzentrationen der Verunreinigungen in den Ablagerungen in allen vier Dampferzeugern in der gleichen Größenordnung (vgl. Abschnitt 2.4.2, Tabelle 6). Es bestand deshalb bezüglich der schädlichen Eigenschaften der Verunreinigungen grundsätzlich kein Unterschied zwischen den Ablagerungen in den vier DE.

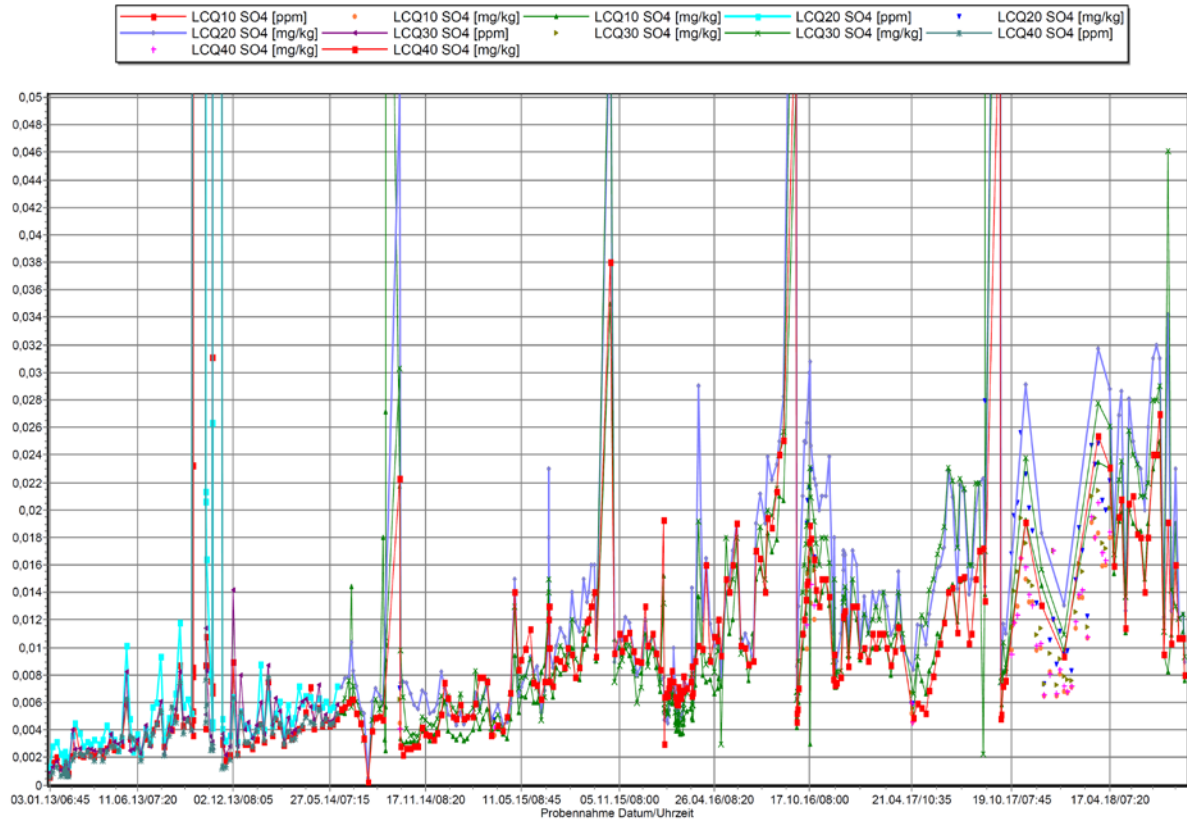


Bild 18: Sulfatwerte in der Abschlammung der DE 10 – 40 in den Jahren 2013-2018

Die radiologischen Analysen in den DE-Wässern der letzten Jahre während des Leistungsbetriebs bis zu den Entleerungen während der Revisionen lieferten Werte unterhalb der Nachweisgrenze von 1E3 Bq/Mg. In zwei Fällen (DE10 und DE40) zeigten die Gesamt-Gamma-Messungen vor den DE-Entleerungen während der Revision 2010 geringfügige Aktivitäten von 3E3 Bq/Mg an (siehe Bild 19 erster Peak). Die daraufhin durchgeführten nuklidspezifischen Messungen ergaben keine Nuklide oberhalb der Nachweisgrenze. Im Juli 2014 wurde eine Probe bis zum Erreichen einer Nachweisgrenze von 2E3 Bq/Mg gemessen (siehe Bild 19 zweiter Peak). Bild 19 zeigt die Messwerte der Jahre 2010 bis 2018.

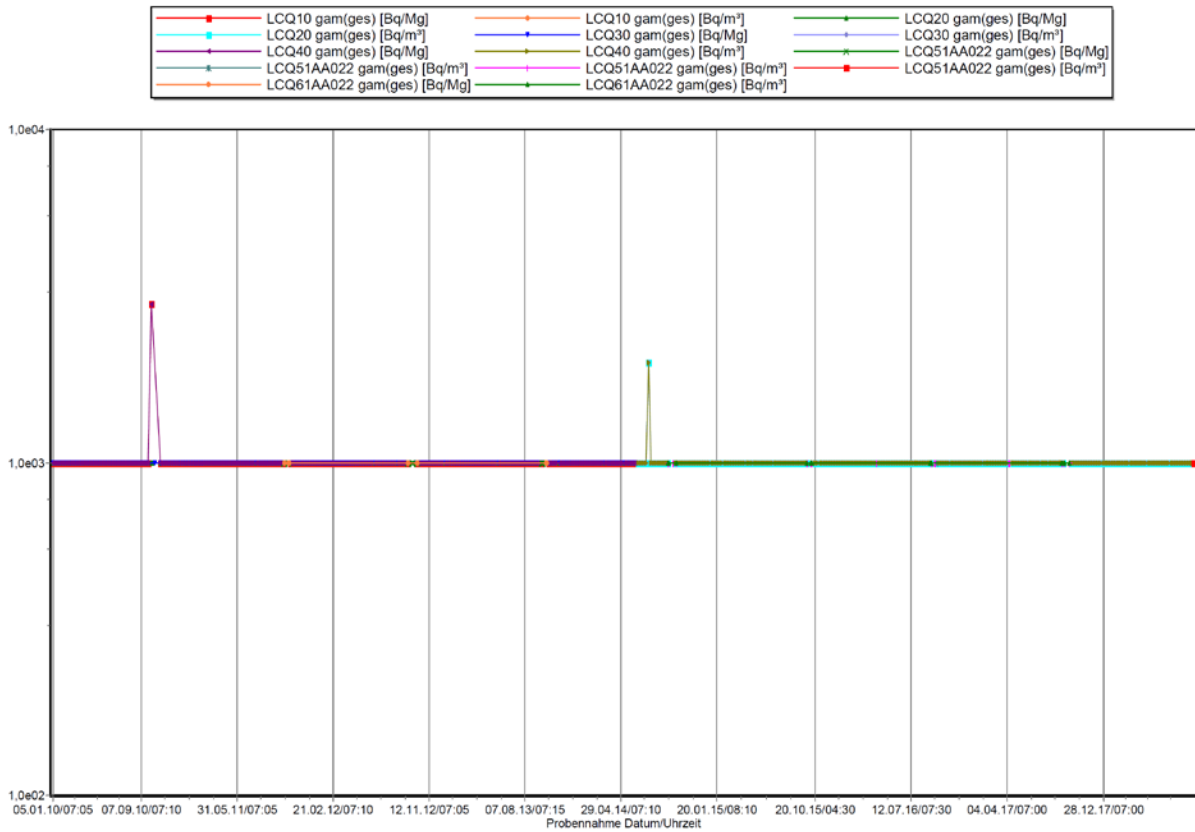


Bild 19: Gesamt-Gamma-Messungen in den Wässern der Dampferzeuger 2010 – 2018

## 2.7 Betrieb der Dampferzeuger

### 2.7.1 Schiefasten

Zwischen den 4 Loops gibt es geringe Schiefasten bezüglich der Aufwärmspannen. In der Regel sind die Aufwärmspannen in den Loops 20 und 40 niedriger als in den Loops 10 und 30. **Tabelle 11** zeigt die Aufwärmspannen der letzten drei Betriebszyklen.

Tabelle 11: Aufwärmspannen in [K]

Loop	Zyklus 2015/2016	Zyklus 2016/2017	Zyklus 2017/2018
10	32,7	33	33
20	32	31,8	31,9
30	32,4	32,8	32,9
40	32,2	31,8	32

Als ursächlich hierfür werden die sich ausbildenden Strömungs-/Temperaturverhältnisse im Reaktorkern und oberen Plenum in Abhängigkeit von der Kernbeladung angesehen.

Die Druckerhöhungen über die HKMP in den vier Loops weisen keine signifikanten Unterschiede auf und liegen in den letzten drei Betriebszyklen alle im Bereich 5,7 bar bis 5,8 bar.

Analog zu den Aufwärmspannen kommt es auch bei den Speisewasserdurchsätzen zu geringen Schief-  
lasten wie **Tabelle 12** zeigt.

**Tabelle 12: Speisewasserdurchflüsse in [kg/s]**

Loop	Zyklus 2015/2016	Zyklus 2016/2017	Zyklus 2017/2018
10	530	527	531
20	523	521	519
30	536	532	536
40	524	521	524

Die Größe der Abweichungen in den DE-Leistungen liegt im üblichen Bereich und liegt absolut be-  
trachtet so niedrig, dass sich hieraus keine Erklärung für die geringeren Verschmutzungen in DE20  
ableiten lässt.

## **2.7.2 Lastfolgebetrieb**

### **2.7.2.1 Temperaturtransiente und thermische Spannungen**

Bei Lastfolgebetrieb wurden in GKN II maximale Laständerungsgeschwindigkeiten von 13 MW/Min  
gefahren, was einer Temperaturänderungsgeschwindigkeit im Hauptkühlmittel sowohl im Eintritts- als  
auch im Austrittsbereich der Heizrohre von ca. +/- 0,22 K/min entspricht. Die Mindestlast von 520 MW  
elektrischer Bruttoleistung, die hierbei stationär gefahren wurde, führte zu einer absoluten Tempera-  
turänderung von ca. +/- 15,0 K.

An der Heizrohraußenoberfläche führte die oben genannte Laständerung zu Temperaturänderungsge-  
schwindigkeiten des Sekundärkreismediums von ca. +/- 0,25 K/min. Die Mindestlast von 520 MW  
elektrischer Bruttoleistung, die hierbei stationär gefahren wurde, führte zu einer absoluten Tempera-  
turänderung von ca. +/- 12,4 K.

Die oberflächennahen Temperaturgradienten die sich beim Lastfolgebetrieb einstellen, führen somit  
sowohl an der Heizrohrrinnen- als auch an der Heizrohraußenoberfläche nur zu vernachlässigbaren  
thermischen Spannungen. Die mechanischen Spannungsverhältnisse werden in keinem Bereich des  
Rohrquerschnitts eines Heizrohres nennenswert beeinflusst.

Die bei Lastbetrieb den durch die Druckverhältnisse hervorgerufenen mechanischen Spannungen im-  
mer zu überlagernden mechanischen Spannungen auf Grund von Temperaturdifferenzen über den  
Rohrradius (thermische Spannungen) sind im Teillastbetrieb geringer als bei Vollast.

### **2.7.2.2 Spannungen durch Druckverhältnisse**

Die oben beschriebenen Veränderungen der Hauptkühlmitteltemperaturen, führen zu minimalen Än-  
derungen der Dichte des Hauptkühlmittels am Ein- und Austritt der Heizrohre und an den Hauptkühl-  
mittelpumpen. Der Einfluss auf die Absolutdrücke auf der Primärseite ist vernachlässigbar. Die Abso-  
lutdrücke auf der Sekundärseite steigen im Teillastbetrieb deutlich an (beim Mindestlastpunkt von

520 MW um 14 bar), so dass die Druckdifferenz und damit die Betriebsspannungen in den HR bei Teillast deutlich niedriger liegen als bei Volllast.

### **2.7.2.3 Strömungs- und Temperaturverhältnisse auf der Sekundärseite**

Die Dampferzeuger sind so konstruiert, dass bei abnehmendem Speisewassermassenstrom in Teillast die Strömungsgeschwindigkeiten und die Strömungsform noch immer eine gleichmäßige Beaufschlagung der Heizrohre gewährleistet. Eine Veränderung der Temperaturverhältnisse in Teillast bewirkt jedoch eine veränderte Verteilung der Wärmestromdichte an den Heizrohren bezogen auf den DE-Querschnitt. Dies könnte die Dynamik der Bildung von Ablagerungen beeinflussen und tendenziell zu einer Verlagerung des Sludges Richtung innen auf dem HL und Richtung außen auf dem CL führen.

### **2.7.3 Abschlämmung**

Bei Leistungsbetrieb ist ein Abschlämmstrang von zwei vorhandenen in Betrieb und auf Grund von unterschiedlichen Leitungsführungen an den LCQ-Abschlämmleitungen wird durch die Einstellung von Trimmarmaturen sichergestellt, dass an allen vier DE immer ein gleich großer Massenstrom von ca. 3,5 kg/s pro DE abgeschlämt wird.

Beim Abfahren wird auf Grund der reduzierten BE-Niederhaltefederkraft (BE-Verbiegungsthematik) bei Erreichen einer KMT von 250 °C eine HKMP ausgeschaltet. Da am Loop 20 die Volumenausgleichsleitung hängt, wird in der Regel die HKMP20 (größter Einfluss auf die Wirksamkeit der betrieblichen Sprühung) nicht vorzeitig abgeschaltet. Der DE mit abgeschalteter HKMP wird dann auf den zweiten Abschlämmstrang aufgeschaltet, während die anderen drei DE weiterhin über den ersten Strang abgeschlämt werden. An allen DE wird in dieser Abfahrphase mit maximaler Abschlämmrate abgeschlämt. Durch die längere Leitungsführung am DE20 könnten hieraus etwas ungünstigere Bedingungen zum Abschlämmen am DE20 entstehen. Für die signifikant geringeren Mengen an harten und weichen Ablagerungen im DE20 wäre dies jedoch keine Erklärung.

Aus der Betriebsweise der Dampferzeuger ergibt sich somit kein Anhaltspunkt sowohl für die unterschiedliche Verschmutzung der DE als auch auf ungünstig veränderte Verhältnisse bezüglich den mechanischen Spannungen in den HR.

## **2.8 Auslegung und Herstellung der DE-Heizrohre**

Die Auswertung der Unterlagen zu Auslegung und Herstellung [8] ergab keine Hinweise auf relevante Abweichungen. Gemäß der Einwalzspezifikation hat die untere und obere Einwalzung eine Länge von 50 mm. Die obere Einwalzung endet zwischen 1 mm bis 3 mm unterhalb der Sekundärseite des Rohrbodens, **Bild 20**.

Die Sichtung der Einwalzprotokolle und Abweichungsberichte bestätigen den ordnungsgemäßen Einwalzvorgang, d. h. insbesondere ein Überrollen der Rohrbodenkante kann ausgeschlossen werden, was auch durch die Ergebnisse der Wirbelstromprüfungen bestätigt wird. Auch ist bei den Rohren mit Anzeigen keine spezielle Zuordnung zu einer bestimmten Fertigungscharge zu erkennen.

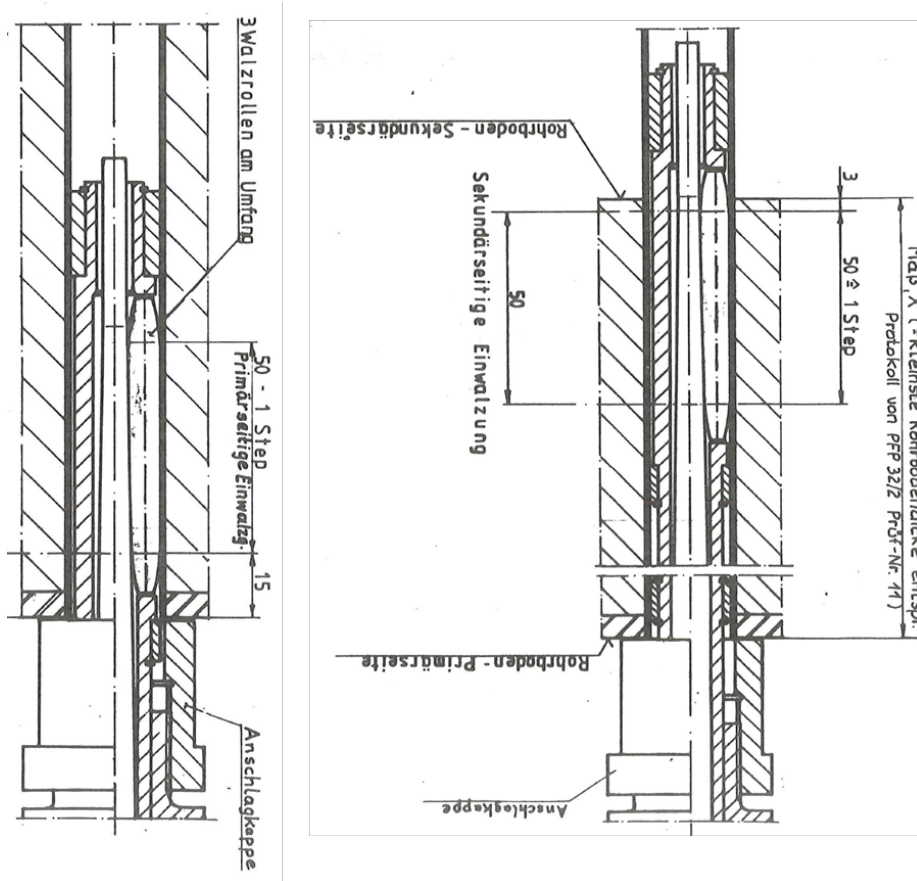


Bild 20: Einwalzung im Rohrboden

Die für die nachfolgenden Bewertungen maßgeblichen Belastungen sind in **Tabelle 13** und die zugehörigen Festigkeitskennwerte (Mindestanforderungswerte) in **Tabelle 14** zusammengefasst.

Tabelle 13: Relevante Lastfälle und zugeordnete Belastungen [8]

Relevante Lastfälle	$p_{\text{prim}}$ [MPa]	$p_{\text{sek}}$ [MPa]	$\Delta p_{\text{max}}$ [MPa]	$M_b^{1)}$ [Nm]	Temperatur			
					$T_{\text{prim,E}}$	$T_{\text{prim,A}}$	$T_{\text{sek}}$	$T_{\text{mittel,E}}^{2)}$
					[°C]	[°C]	[°C]	[°C]
Normaler Betrieb (Stufe A)	15,49	5,88	9,61	9,1	320,6	291,6	274,3	297,45
Anomaler Betrieb (Fehlöffnen 1. FDU Ventil, Stufe B)	15,6	5,5	10,1	9,1	319	290	270	294,5
Störfälle (ATWS, Stufe C)	22,8	7,3	15,5	9,1	358	354	293	325,5

1) Biegemoment infolge seitlicher Anströmung nach [12]

2) Mittlere Rohrwandtemperatur Eintrittsseite (Heiße Seite)



Tabelle 14: Temperaturabhängige Festigkeitseigenschaften nach KTA 3201.1, Anhang A2

Lastfall	Temperatur	R <sub>p0,2</sub> [MPa]	R <sub>m</sub> [MPa]
	[°C]		
	<b>T<sub>prim,E</sub></b>		
Normaler Betrieb (Stufe A)	320,6	301	501
Anomaler Betrieb (Stufe B) <sup>1)</sup>	319	301	501
Störfall (Stufe C) <sup>2)</sup>	358	293	493
	<b>T<sub>prim,A</sub></b>		
Normaler Betrieb (Stufe A)	291,6	306	507
Anomaler Betrieb (Stufe B) <sup>1)</sup>	290	306	507
Störfall (Stufe C) <sup>2)</sup>	354	294	494
	<b>T<sub>sek</sub></b>		
Normaler Betrieb (Stufe A)	274,3	308	510
Anomaler Betrieb (Stufe B) <sup>1)</sup>	270	308	511
Störfall (Stufe C) <sup>2)</sup>	293	306	506
	<b>T<sub>mittel,E</sub></b>		
Normaler Betrieb (Stufe A)	297,45	305	506
Anomaler Betrieb (Stufe B) <sup>1)</sup>	294,5	306	506
Störfall (Stufe C) <sup>2)</sup>	325,5	300	500

1) Lastfall Fehlöffnen 1 FDU Ventil

2) Lastfall ATWS

## 2.9 Beanspruchung der DE-Heizrohre zwischen oberer Einwalzung und erstem Abstandshalter

Die mechanischen und thermischen Belastungen aus dem bestimmungsgemäßen Betrieb (Beanspruchungsstufen A und B) sowie der spezifizierten Störfallbelastungen (Beanspruchungsstufen C und D) führen zu keiner unzulässigen Beanspruchung [8], [12], [13]. Die Tragreserven der DE-Heizrohre werden in [14] aufgezeigt. Danach können DE-Heizrohre mit Wanddickenschwächungen bis zu 70% der Wanddicke alle Innendruckbelastungen mit den erforderlichen Sicherheiten abtragen.

Die bezüglich Ermüdung relevanten Beanspruchungen führen zu keinen unzulässigen Erschöpfungsgraden [12]. Ermüdungsrelevante Beanspruchungen ergeben sich lediglich bei den An- und Abfahrvorgängen. Die maximale Vergleichsspannungsschwingbreite aus primären und sekundären Spannungen beträgt dabei  $\Delta\sigma_v = 2 S_a = 211,7 \text{ MPa}$  ( $S_a = 106 \text{ MPa}$ ), [12]. Damit liegt man nahe an der technischen Dauerfestigkeit [ $S_a = 104 \text{ MPa}$  bei  $n = 2 \cdot 10^6$  nach KTA 3201.2 [17], Bild 7.8-3: Ermüdungskurve für austenitische Stähle außer den Stählen 1.4550 und 1.4541]. Die möglicherweise durch Schwingungsanregung induzierten Biegewechselbeanspruchungen werden in [12] im Bereich zwischen Rohrboden (TTS) und 1. Abstandshalter in konservativer Weise mit  $\sigma_b = S_a = 23,6 \text{ MPa}$  abgeschätzt und liegen damit um den Faktor 3,6 unterhalb der für  $10^{11}$  Lastwechsel in KTA 3201.2, Bild 7.8-3 angegebenen Wert von 86 MPa (Dauerfestigkeit).

Dies belegt, dass im Anzeigenbereich der DE-Heizrohre keine relevante Ermüdungsbeanspruchung vorliegt. Dies wird auch untermauert durch die bekannten Schadensbilder und die Schadensstatistik [15]. Bislang sind in diesem Bereich der DE-Heizrohre keine Schäden durch Ermüdungsrisse bekannt.

Für das Schadensbild der umfangsorientierten Risse infolge Spannungsrissskorrosion müssen dominierende axiale Zugspannungen auf der sekundärseitigen Oberfläche der DE-Heizrohre vorliegen.

Deshalb wurde die Beanspruchungssituation oberhalb der Einwalzkante anhand einer thermo-mechanischen Finite-Elemente (FE) Analyse untersucht, [9]. Diese FE-Berechnungen belegen, dass unter stationären Betriebsbedingungen in einem Bereich bis ca. 5 mm oberhalb der Einwalzkante dominierende axiale Zugspannungen an der Außenseite des Rohres auftreten können **Bild 21**. Die Höhe dieser axialen Zugspannungen ist abhängig von den Einspannbedingungen aufgrund des Einwalzvorgangs. Dieser wurde in den durchgeführten Berechnungen durch realitätsnahe Randbedingungen näherungsweise berücksichtigt, so dass die Ergebnisse dieser Berechnungen vor allem qualitativ zu bewerten sind.

Durch das an einigen Rohren festgestellte leichte Denting [7] können ebenfalls deutlich erhöhte Axialspannungen im Bereich oberhalb der Denting-Zone hervorgerufen werden. Berechnungen mit nur 0,05 mm Denting im Spaltbereich ergaben dominierende axiale Zugspannungen an der Rohraußenoberfläche bis zu einem Abstand von ca. 10 mm über dem Rohrboden [10], **Bild 22**.

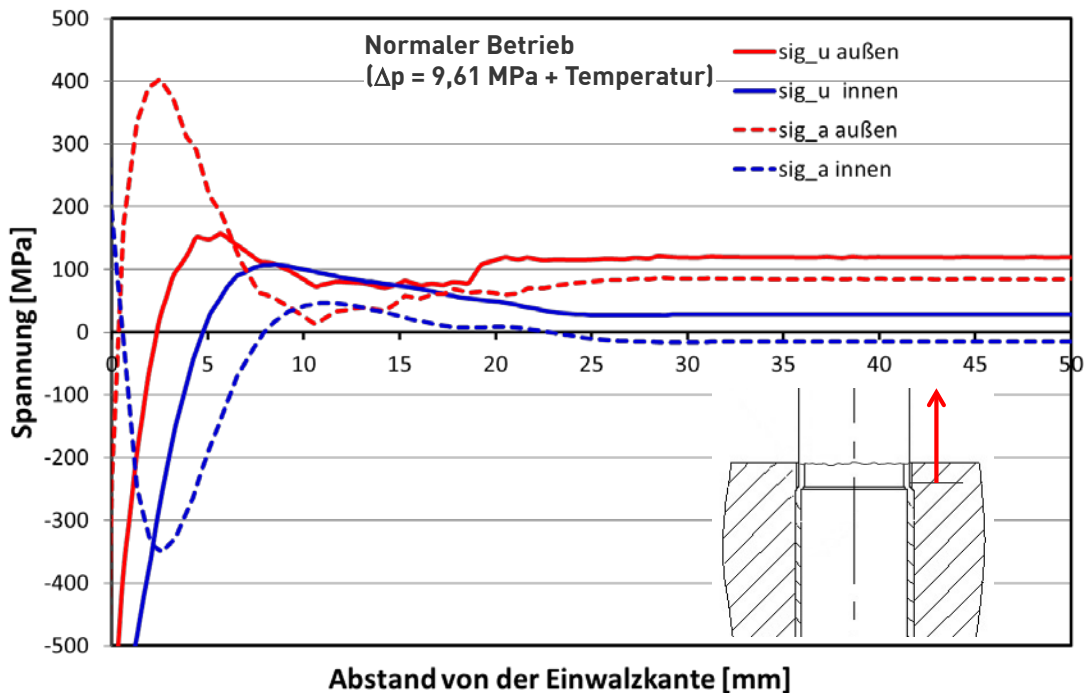


Bild 21: Thermo-mechanische FE-Analyse unter Berücksichtigung der Dehnungsbehinderung im Einwalzbereich, [9]

Demgegenüber sind im Bereich oberhalb von ca. 10 mm über dem Rohrboden die Umfangsspannungen dominierend **Bild 21**; allerdings auf einem bezüglich Spannungsrissskorrosion niedrigen Niveau. Aufgrund der vorliegenden thermischen Spannungen (innen heißer als außen) nehmen die Spannungen in Richtung Rohrinneenseite ab. Deshalb ist in Verbindung mit den Druckeigenspannungen durch das Glaskugelstrahlen Spannungsrissskorrosion im ungestörten Rohrbereich sehr unwahrscheinlich. Aufgrund der hier dominierenden Umfangsspannungen würden sich dann axial orientierte Risse bilden.

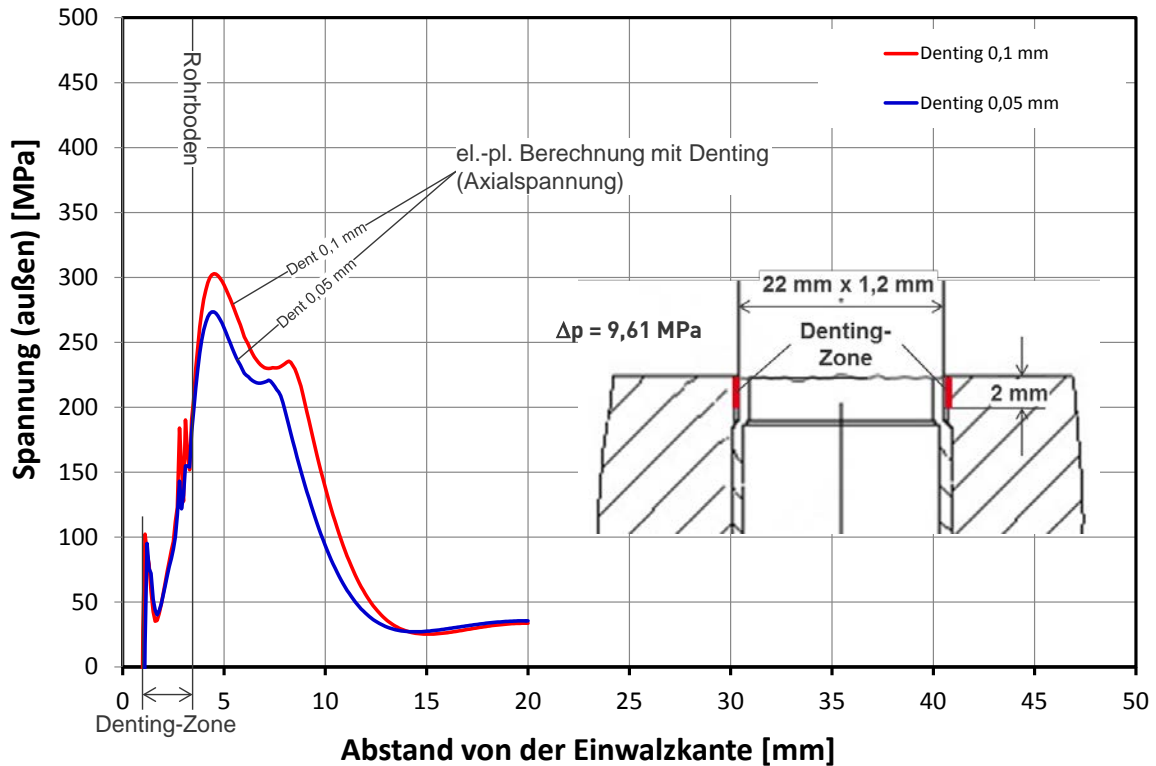


Bild 22: Axialspannungen entlang der Rohraußenseite infolge Denting, [10]

Diese Berechnungen belegen, dass im Bereich der linearen Anzeigen dominierende Axialspannungen vorliegen, die im Fall von Spannungsrissskorrosion zu umfangsorientierten Rissbildungen führen.

### 3 Schadensmechanismen und Ursachen

#### 3.1 Vorbemerkungen

Die detaillierten Analysen bezüglich der in den Dampferzeugern von GKN II vorliegenden Schadensmechanismen und deren Ursachen sind in dem Bericht der Fa. Framatome [7] dokumentiert. Nachfolgend werden daraus die wesentlichen Ergebnisse zusammenfassend dargestellt.

In den Dampferzeugern von GKN II wurden zwei verschiedene Anzeigencharakteristika festgestellt:

- a) Rissartige umfangsorientierte Anzeigen (SCI, MCI) an den Heizrohren < 8 mm über Rohrboden.
- b) Punktförmig muldenartige Anzeigen (SVI, MVI) an den DE-Heizrohren > 10 mm über Rohrboden

Mit den Erkenntnissen aus den Nachbewertungen der Ergebnisse der Wirbelstromprüfungen, ist zum heutigen Zeitpunkt davon auszugehen, dass die unter a) genannten Anzeigen der Spaltgeometrie a) in Bild 23 und die unter b) genannten Anzeigen der Spaltgeometrie b) in Bild 23 zuzuordnen sind.

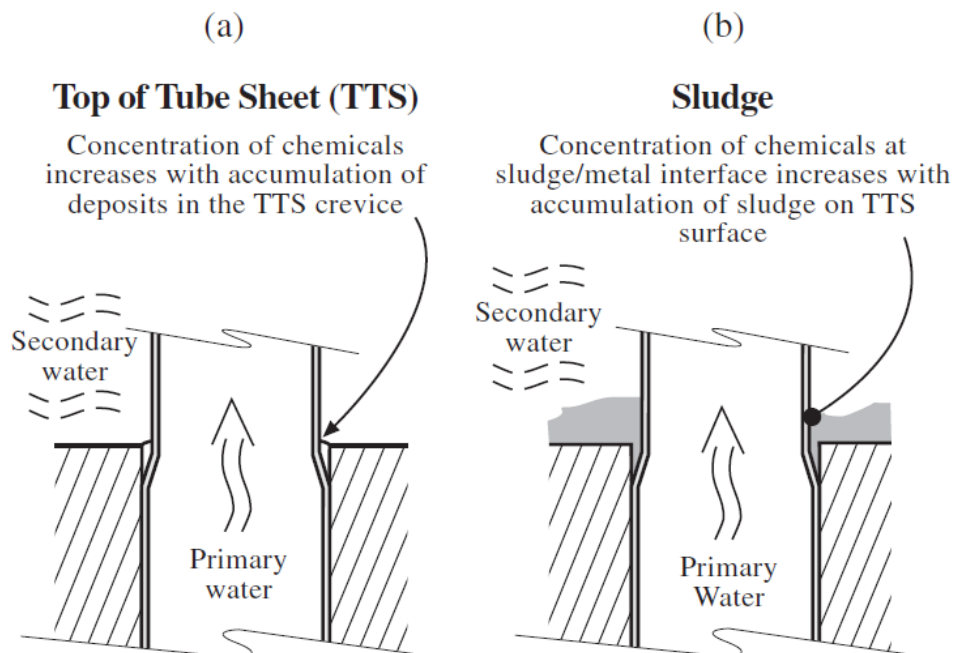


Bild 23: Spaltgeometrien mit Wärmeübergang nach [15]

Basierend auf dem derzeitigen Kenntnisstand der Ergebnisse aus

- der Wirbelstromprüfung,
- der wasserchemischen Parameter,
- der mechanischen Rohrbodenreinigung sowie

dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik wurden in [7] die für die beiden Anzeigentypen verantwortlichen Schädigungsmechanismen abgeleitet.

### 3.2 Lokale volumetrische Anzeigen (SVI, MVI)

Zur Darstellung der möglichen Schadensursache wurden die in **Tabelle 15** und **Bild 24** zusammengefassten Erkenntnisse aus der Revision 2018 zugrunde gelegt.

Es fällt auf, dass DE 10 mit der höchsten Anzahl an Anzeigen auch die Anzeige mit der größten WDS aufweist. Zudem weist der DE 10 den höchsten Eisenoxideintrag, wie auch die höchsten Chloridkonzentrationen im Spülwasser der mechanischen Rohrbodenreinigung auf. Die Lage der Anzeigen bezogen auf Oberkante Rohrboden liegt bei max. 56 mm CL und max. 122 mm HL. In 2017 wurden auch 5 Anzeigen (SVI) im Abstand von 308 mm bis 337 mm oberhalb der Oberkante des Rohrbodens festgestellt.

Aufgrund des Eintrags von Eisenoxid und den Verunreinigungen aus der Kondensatorleckage kommt der in **Bild 23 b)** beschriebene Vorgang der Anreicherung von Verunreinigungen im Ablagerungsbereich zum Tragen, siehe auch **Bild 25**.

Tabelle 15: Erkenntnisse aus den Aktivitäten in der Revision 2018 hinsichtlich SVI und MVI

DE	Gesamtanzahl der SVI, MVI	Max. WDS	Höhe der Anzeigen max.	Austrag bei mech. RB	Sulfat <sup>2)</sup> mech. RB	Chlorid <sup>2)</sup> mech. RB	ZfP Sludgehöhe max.	Visuelle Inspektion Rohrboden
10	9 CL/ 2 HL	39 %	56 mm/ 122 mm	256 kg	28 ppm	7 ppm	102 mm CL / 221 mm HL	Harte Ablagerungen 2 mm
20	1 HL	1)	6 mm	58 kg	28 ppm	3 ppm	33 mm HL	Harte Ablagerungen 2 mm
30	6 CL	34 %	32 mm	196 kg	28 ppm	2 ppm	140 mm CL	Harte Ablagerungen 1 mm
40	5 CL	31 %	68 mm	192 kg	31 ppm	5 ppm	110 mm CL	Harte Ablagerungen 1 mm

1) Kein Hinweis bei Prüfung mit Bobbin

2) Analyse der Spülwässer, vgl. Tabelle 4

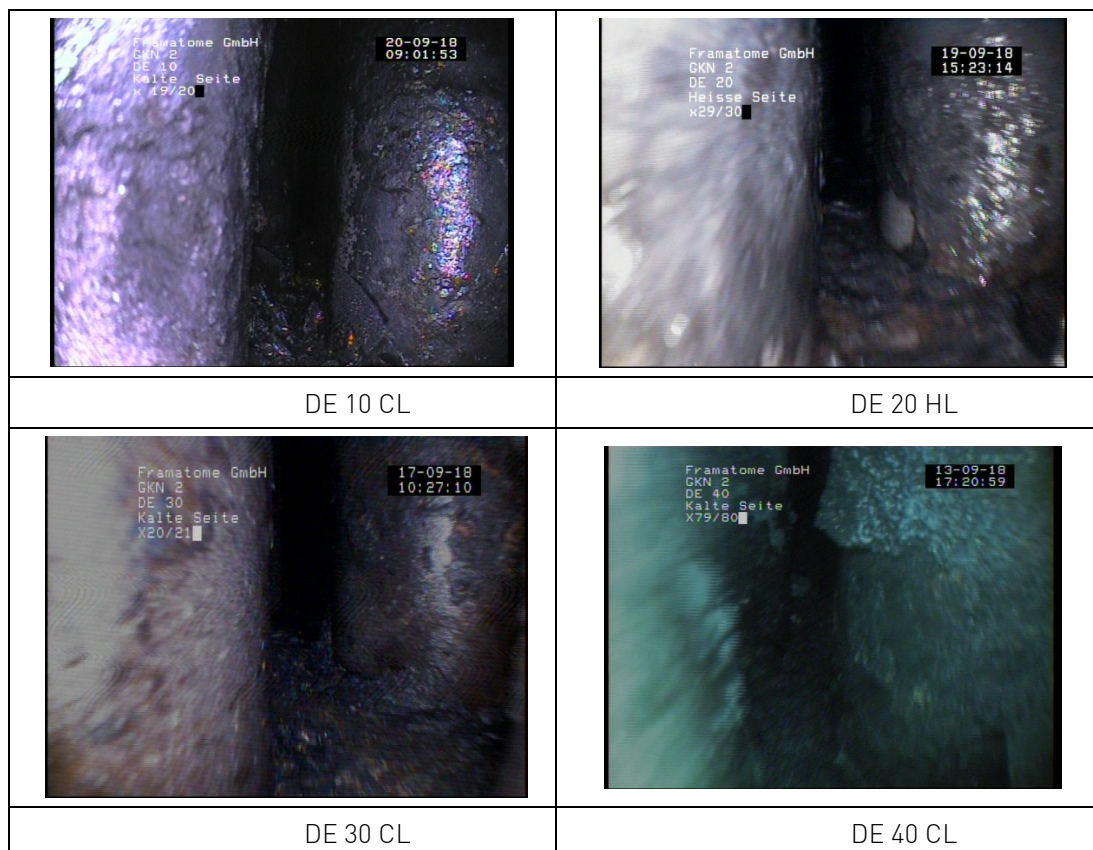


Bild 24: Ergebnisse der visuellen Inspektion der Rohre nahe Rohrboden nach der Nachreinigung - Verkrustungen und Beläge an den Rohren.

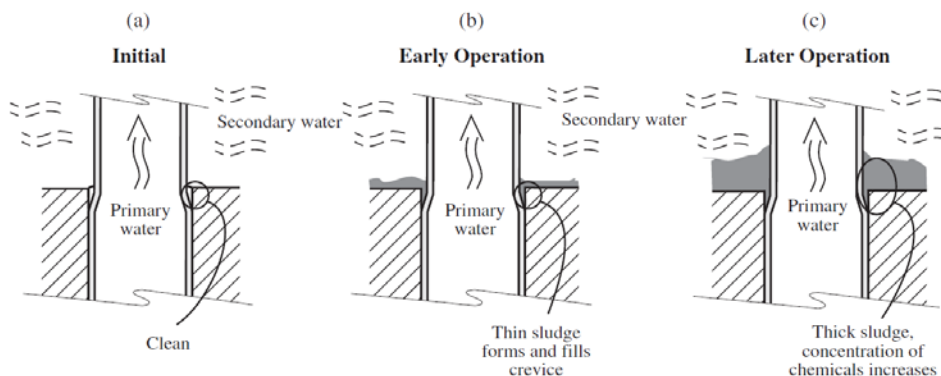


Bild 25: Schematische Darstellung der Ansammlung von Ablagerungen mit der Zeit nach [15]

Werden lokal hinreichend aggressive Umgebungsbedingungen hinsichtlich pH-Wert (sauer) und anderen korrosionsauslösenden Spezies an der Heizrohroberfläche erreicht, kann lokal Lochkorrosion und/oder Intergranular Attack (IGA) am Alloy 800 mod. glasperlengestrahlt auftreten, Bild 26. Für diese Korrosionsmechanismen sind keine mechanischen Zugspannungen erforderlich. Das Erscheinungsbild dieser Korrosionsarten erscheint bei der X-Probe als ein volumenartiger Fehler, Bild 1.

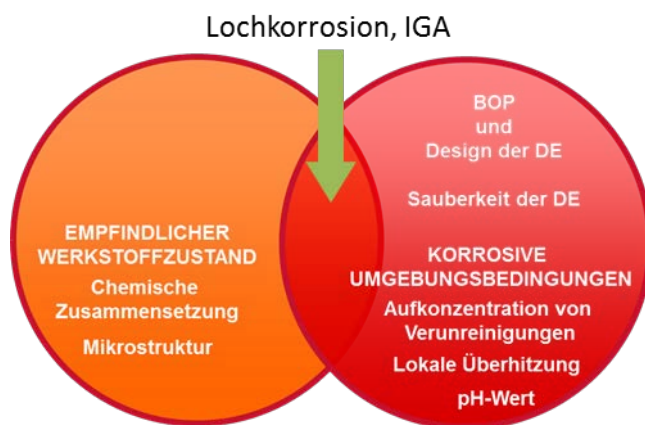


Bild 26: Voraussetzung für das Auftreten von Lochkorrosion und Intergranular Attack (IGA)

Die Bilder der visuellen Inspektion, siehe Bild 24, zeigen noch deutliche Verkrustungen und Beläge an den Heizrohren. Anzeigen in größeren Abständen von der Oberkante Rohrboden können auch durch lokale Aufkonzentration in diesen Verkrustungen und Belägen entstanden sein.

Die Möglichkeit, dass sich ausgehend von derartigen Korrosionsmulden Risse infolge Spannungsrisskorrosion bilden können ist nicht grundsätzlich auszuschließen. Derartige Rissbildungen wurden z. B. bei nicht glaskugelgestrahlten DE-Heizrohren in der Anlage Biblis A festgestellt. Bei glaskugelgestrahlten DE-Heizrohren ist ein derartiger Mechanismus jedoch erst dann zu erwarten, wenn die volumetrische Schädigung die Zone der Druckeigenspannung durchdrungen hat und zusammen mit den Betriebsspannungen der Grenzwert für Spannungsrisskorrosion überschritten wird. Diese Möglichkeit ist jedoch in dem Bereich der bei GKN II festgestellten volumetrischen Anzeigen (im ungestörten Bereich der Rohre deutlich oberhalb des Rohrbodens) erst bei sehr tiefen Anzeigen zu erwarten, da im normalen Betrieb die Spannungen über der Wand in Richtung Primärseite aufgrund der Temperaturdifferenz ( $T_{\text{sek}} < T_{\text{prim}}$ ) abnehmen. Aufgrund der in diesen Bereichen dominierenden Umfangsspannung würden sich dann axial orientierte Risse bilden.

### 3.3 Lineare Anzeigen in Umfangsrichtung (SCI, MCI)

Voraussetzung für das Auftreten von Spannungsrisskorrosion neben dem Vorhandensein von aggressiven Umgebungsbedingungen sind als zusätzlicher Parameter auch Zugspannungen in ausreichender Höhe erforderlich, **Bild 27**. Spannungsrisskorrosion kann an glasperlengestrahnten Rohren nur auftreten,

- wenn durch die Tiefe des Korrosionsangriffs durch Korrosionsarten wie Lochkorrosion oder Intergranular Attack Wanddickenbereiche mit ausreichend hohen Zugspannungen (Eigenspannungen und Betriebsspannungen) für das Auftreten von Spannungsrisskorrosion erreicht werden, oder
- wenn die Druckspannungen durch eine Überlagerung von ausreichend hohen Zugspannungen kompensiert werden, z. B. durch Denting.



Bild 27: Voraussetzungen für das Auftreten von Spannungsrisskorrosion an DE-Heizrohren

Zur Darstellung der möglichen Schadensursache wurden die in **Tabelle 16** und **Bild 28** zusammengefassten Erkenntnisse aus der Revision 2018 sowie weitere aus der Nachauswertung der WSP Ergebnisse zugrunde gelegt [7].

Tabelle 16: Erkenntnisse aus den Aktivitäten in der Revision 2018 hinsichtlich SCI und MCI

DE	Gesamtanzahl der SCI, MCI	Max. WDS <sup>1)</sup>	Höhe der Anzeigen max.	Austrag bei mech. RB	Sulfat mech. RB	Chlorid mech. RB	Zfp Sludgehöhe max.	Visuelle Inspektion Rohrboden
20	99 HL	91 %	8 mm	58 kg	28 ppm	3 ppm	33 mm HL	Harte Ablagerungen 2 mm
40	2 HL	51 %	0 mm	192 kg	31 ppm	5 ppm	166 mm HL	Harte Ablagerungen 1 mm

1) WDS = maximale lokale Wanddickenschwächung

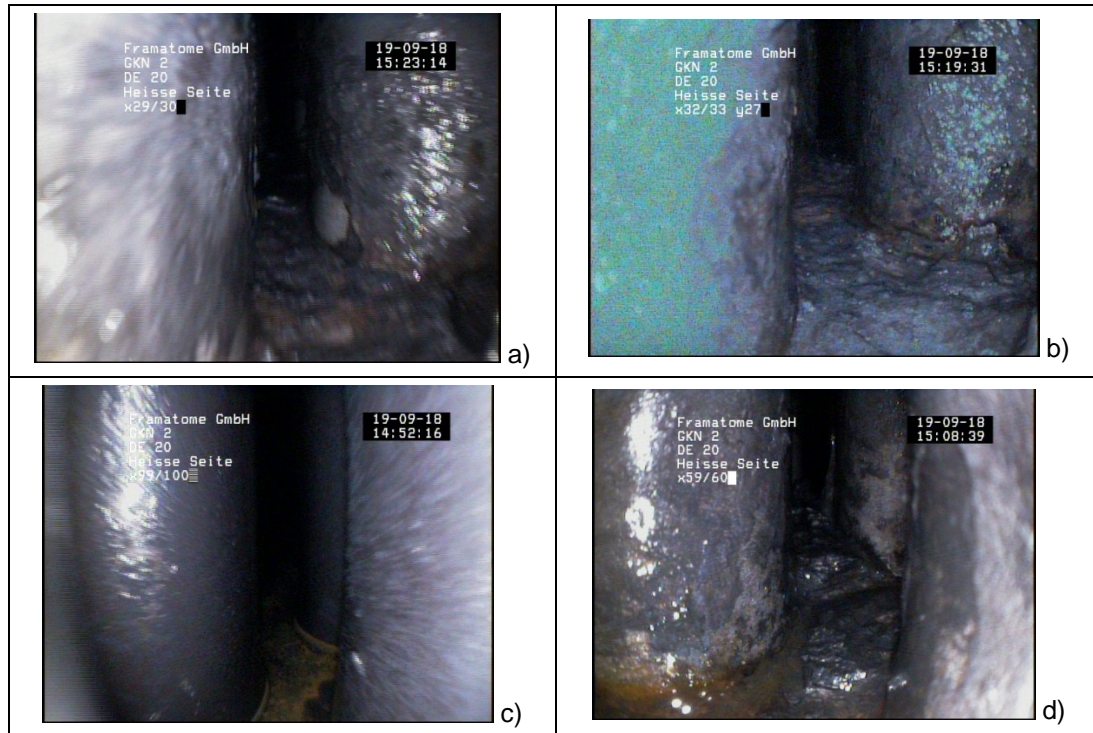


Bild 28: Ergebnisse der visuellen Inspektion der Rohre nahe Rohrboden nach der Nachreinigung - Verkrustungen und Beläge an den Rohren, DE 20 HL.

Aufgrund der Schadensursache in den [REDACTED] Anlagen [REDACTED] wurde eine Nachauswertung im Hinblick auf das Vorhandensein von Dents mit folgendem Ergebnis durchgeführt.

- An 22 Rohrpositionen mit Umfangsanzeige wurden bei der Nachauswertung der Ergebnisse für die Rohrpositionen mit Anzeigen Dents festgestellt; bei 26 Rohren ohne eindeutigen Nachweis.
- Die Rohrposition mit 91 % maximaler lokaler WDS hat sicher keinen Dent.
- Dents gibt es auch bei Rohrpositionen, bei denen die MRPC-Prüfung die X-Probe-Ergebnisse nicht bestätigt.
- Nimmt man die Rohrpositionen mit lokalen WDS  $\geq 70$  %, das sind 25 Positionen, haben nur 11 davon sicher Dents; bei 6 Rohren ist es nicht eindeutig.

Daraus ist zu schließen, dass Denting alleine nicht für die erforderlichen Zugspannungen aller betroffenen Rohre ursächlich ist.

Eine weitere Nachauswertung mit Vergleich der Ergebnisse der Nachauswertung aus 2010 und 2014 ergab folgendes Ergebnis:

- Die Spalttiefe zwischen Rohr und Rohrboden bis zur oberen Rohreinwulzung hat sich gegenüber 2010/2014 erhöht. Es ist davon auszugehen, dass bei einer gewissen Anzahl von DE-Heizrohren der obere Bereich der oberen Einwulzung keinen Kontakt mehr mit dem Rohrboden hat.
- Der Bezugspunkt TTS hat sich nach unten verschoben, somit liegen auch die umfangsorientierten Anzeigen am Rohr bezogen auf die Original Oberkante Rohrboden tiefer.

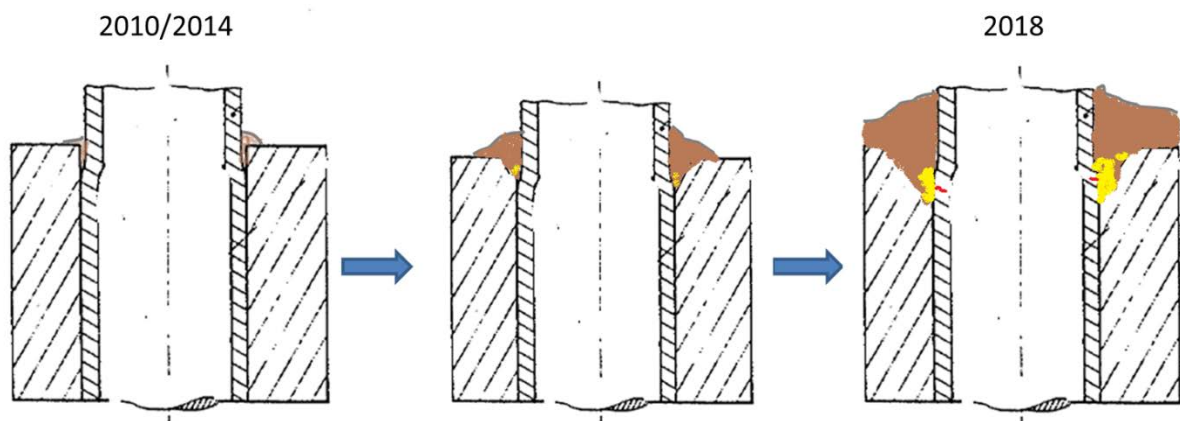


Es muss davon ausgegangen werden, dass vor Beginn der Kondensatorleckage in 2013 der Spalt zwischen Rohr und Rohrboden mit Korrosionsprodukten aus den Fe-Einträgen der Jahre davor gefüllt war. Mit Beginn der Kondensatorleckage wurden Verunreinigungen wie z. B. Sulfat und Chlorid in den Dampferzeuger eingetragen und lagerten sich auch in diesem gefüllten Spalt ab.

Im Laufe der Zeit entstand in diesem Spalt durch Aufkonzentrationsvorgänge ein saures korrosives Medium. Unter diesen Umgebungsbedingungen ist der Werkstoff des Rohrbodens 20 MnMoNi 55 nicht korrosionsbeständig. Es kommt zur Korrosion des Rohrbodens in diesem Spalt. Die dabei entstehenden Korrosionsprodukte werden über die freie Spaltöffnung nach außen transportiert.

Der Spalt wird tiefer und eventuell breiter. Weiterer Eintrag der Verunreinigungen erhöht die Aggressivität des entstandenen Mediums. Durch das Vorhandensein von Cu und Chloriden steigt das Potenzial für Denting, wenn die Spaltöffnung bedeckt ist und die entstandenen Korrosionsprodukte im Spalt verbleiben.

Zu einem gewissen Zeitpunkt erreicht die Spalttiefe durch Korrosion des Rohrbodens den oberen Bereich der oberen Einwalzung. In diesem Bereich ist die Wirkung des Glasperlenstrahls durch den Einwalzvorgang aufgehoben und es können Bereiche mit hohen axialen Zugspannungen an der Rohraußenoberfläche vorliegen. Eine Rissbildung in Umfangsrichtung ist dann nicht mehr ausgeschlossen, Bild 29.



**Bild 29: Schematische Darstellung der zeitlichen Entwicklung der Situation im Spalt zwischen Rohr und Rohrboden im Bereich der oberen Einwalzung**

Wie in [7] beschrieben wurden dabei anhand zerstörender Untersuchungen an gezogenen Rohren interkristallin verlaufende Risse in Verbindung mit Schwefel bis hin zur Rissspitze festgestellt. In diesen Fällen kam es zu Aufkonzentrationsvorgängen von Schwefelspezies.

Aufgrund der chemischen Analyseergebnisse der Spülwässer und der Entleerungsproben bei GKN II ist auch hier der Schwefel bzw. das Sulfat als ursächlich für die sauren Umgebungsbedingungen in dem Spalt zwischen Rohr und Rohrboden anzusehen.

Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse von Wirbelstromprüfungen ist dann möglich, wenn im Hinblick auf die lokalen Chemiebedingungen vergleichbare Bedingungen vorliegen.

Die Berechnung des Hochtemperatur-pH-Wertes (pH(T)) anhand der ionalen Zusammensetzung der Entleerungsproben von GKN II 2018 liefert stark saure pH-Werte bei einer Aufkonzentration von  $10^6$  für die DE 20 (pH(T) ~ 1), DE10 (pH(T) ~ 1), DE30 (pH(T) ~ 2) und DE40 (pH(T) ~ 3). Die Werte der Vergleichsanlage ■■■ 2007 liegen bei pH 0,5. Der Vergleich mit den pH(T)-Werten, berechnet aus den HOR-

Messungen, liefert sowohl für KKK 2007 als auch für GKN II 2013 (DE 10) bei entsprechend um den Faktor 100 höherer Anreicherung einen pH(T)-Wert von 3. Der Faktor trägt den deutlich niedrigeren Mengen, die während der HOR-Messungen eluiert werden, Rechnung. Eine Vergleichbarkeit von GKN II mit KKK ist daher gegeben.

Die HOR-Messungen aus [REDACTED] liefern ebenfalls stark saure pH(T)-Werte (pH(T) ~ 1). Da die lokalen chemischen Randbedingungen in [REDACTED] vergleichbar sind mit denen von [REDACTED], ist auch eine Vergleichbarkeit von GKN II mit [REDACTED] gegeben.

Für Rissinitiierung und Risswachstum bei Spannungsrisskorrosion sind neben den lokalen korrosiven Umgebungsbedingungen Zugspannungen erforderlich. Dabei ist es nicht von Bedeutung, ob es sich um Axial- oder Umfangsspannung handelt. Der Riss wird durch die Richtung der höchsten lokal vorliegenden Spannungen festgelegt.

Somit können auch axiale Anzeigen bei einer Übertragbarkeitsbetrachtung mit berücksichtigt werden. Die Auswertung der HOR-Messungen aus [REDACTED] 2016 (SAI Anzeige) liefern ebenfalls wie für [REDACTED] und [REDACTED] saure Werte.

Der Vergleich der Analysedaten aus den o. g. Anlagen und des daraus abgeleiteten pH(T)-Werts bestätigt die Vergleichbarkeit der Korrosionsbedingungen und somit auch die Übertragbarkeit der Betriebserfahrungen aus diesen Anlagen auf GKN II, **Tabelle 17**.

Somit kann geschlussfolgert werden, dass die in der Revision 2018 festgestellten umfangsorientierten linearen Anzeigen auf eine interkristalline Spannungsrisskorrosion unter stark sauren Bedingungen hervorgerufen durch den Eintrag von Sulfat und durch Freilegung von Bereichen mit axialen Zugspannungen an der Rohraußenoberfläche des oberen Einwalzbereiches durch Korrosion des Rohrbodens im Spalt zurückzuführen ist.

Anhand der vergleichbaren vorliegenden lokalen chemischen Randbedingungen kann derzeit geschlussfolgert werden, dass

- interkristalline Spannungsrisskorrosion der vorherrschende Schadensmechanismus ist,
- die festgestellten maximalen lokalen WDS im Bereich von 52 % bis 83 % liegen (ohne Berücksichtigung des Prüfintervalls),
- in Almaraz Unit 2 bei einem Prüfintervall von 18 Monate eine maximale lokale WDS von 68 % festgestellt wurde,
- aufgrund der pH(T) Entleerungswerte die SAI WDS (ohne Berücksichtigung des Prüfintervalls) von KKK am repräsentativsten für GKN II sind, **Tabelle 17** [7].

Tabelle 17: Vergleich der pH(T)-Werte aus unterschiedlichen Anlagen und zugeordnete maximale lokale Wanddickenschwächungen während eines Prüfindervalls

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	[REDACTED]



**3.4 Primäre Schadensursachen**

Folgende primäre Schadensursachen wurden identifiziert:

- a) Ein großer Eintrag von Eisenoxid in die Dampferzeuger und dessen Ablagerung in den Strömungstotzonen. Ursächlich für den Eisenoxideintrag war die seit der Revision 2010 in Betrieb genommene Sauerstoffdosierung in den Heizedampf des Zwischenüberhitzers (ZÜ).
- b) Durch zunehmende Kondensatorleckagen seit dem Jahr 2013 wurden ionale Verunreinigungen, insbesondere vergleichsweise große Mengen an Sulfat, in den Sekundärkreislauf eingetragen. Diese konnten sich in den Spalten der am Rohrboden befindlichen Ablagerungen und den an den Rohren befindlichen Anhaftungen aufkonzentrieren, wodurch sich lokal stark saure Korrosionsbedingungen ausbilden konnten.

Somit kann zusammenfassend geschlussfolgert werden, dass die in der Revision 2018 festgestellten volumetrischen Anzeigen auf Lochkorrosion und die linearen Anzeigen im Spaltbereich am Rohrboden oberhalb der oberen Einwalzung auf interkristalline Spannungsrisskorrosion unter stark sauren Bedingungen aufgrund der o. g. Ursachen zurückzuführen sind.

## 4 Reparaturkonzept und Maßnahmen zur Gewährleistung des sicheren Weiterbetriebs

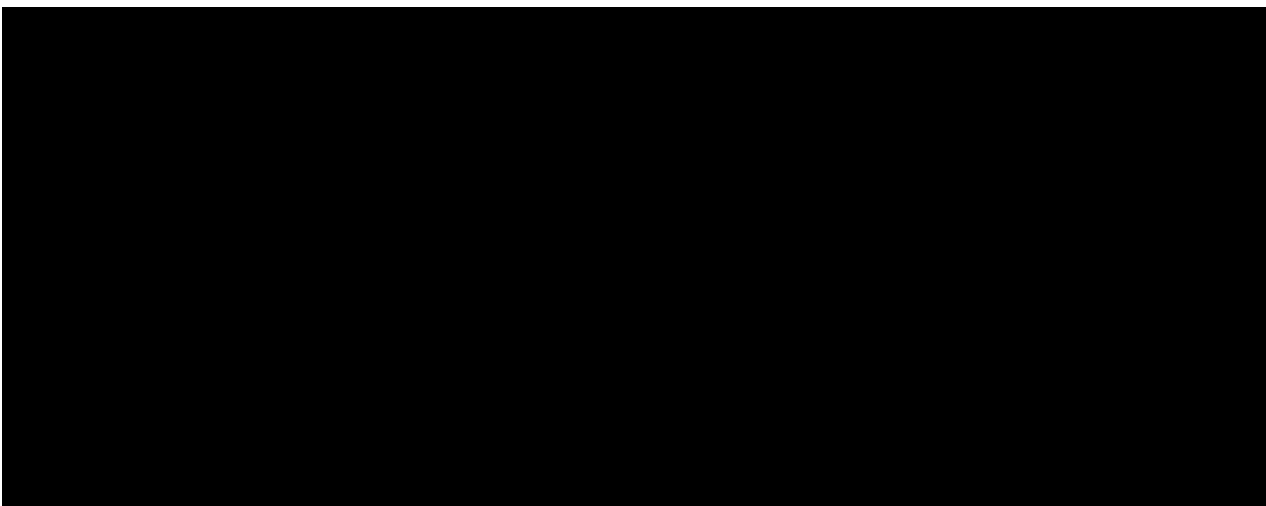
### 4.1 Reparaturkonzept (Stopfen)

Die HR mit volumetrischen Anzeigen  $\geq 30\%$  WDS werden wie in Revision 2017 mit qualifizierten Walzstopfen verschlossen. In dem Zuge werden auch Altbefunde (Spritz- und Frettingschäden) verschlossen). **Tabelle 18** zeigt eine Übersicht über die Anzahl dieser Heizrohre (HR). In Summe werden 24 HR verschlossen, wobei 10 HR hiervon Altschäden sind, die nicht von Korrosion verursacht wurden.

**Tabelle 18: Verschluss von Altschäden und volumetrischen Korrosionsbefunden  $\geq 30\%$  WDS durch Walzstopfen**

DE	Anzahl HR	Anzahl Altschäden
10	8	1
20	2	2
30	4	3
40	10	4

Alle HR mit linearen Anzeigen werden ebenfalls mit den qualifizierten Walzstopfen primärseitig verschlossen. Zusätzlich wird bei diesen Rohren vor dem Verschluss im Bereich der Anzeige ein Füllstopfen eingewalzt (Änderungsanzeige ATN2018-00113). Dieser soll das Rohr im geschädigten Bereich stabilisieren und somit eine negative Einflussnahme für die benachbarten HR ausschließen. **Bild 30** zeigt die Einbaulage beider Stopfen.



**Bild 30: Füll- und Walzstopfen an HR mit linearer Anzeige**

**Tabelle 19** zeigt eine Übersicht über die Anzahl dieser HR. In Summe werden 101 HR verschlossen. Es werden für die Sanierung der vier DE somit 250 Walzstopfen und 101 Füllstopfen installiert.

Tabelle 19: Walz- und Füllstopfenverschluss von HR mit linearer Anzeige

DE	Anzahl HR
10	-
20	99
30	-
40	2

Die entsprechenden Rohrpositionen für die 24 HR mit Walzstopfen wurden, auf Grundlage der vom Gutachter geprüften Enddokumentation der WSP, bereits vom Gutachter bestätigt.

#### 4.2 Rohrbodenreinigung

Die mechanische Rohrbodenreinigung in Revision 2018 wurde auf Grund der Lochkorrosionsbefunde in Revision 2017 gemeinsam mit der vorgezogenen und vollständigen WSP aller vier DE beschlossen, um sicherheitsgerichtet für den damals erkannten Schadensmechanismus eine der beiden Hauptursachen zu bekämpfen.

Die Reinigung im Jahr 2018 mit Hochdruckwasserstrahl und die nachfolgende Spülung stellen eine der wesentlichen Maßnahmen dar, um eine der beiden in Abschnitt 3 gezeigten Hauptursachen für die interkristalline Spannungsrisskorrosion wirkungsvoll zu reduzieren. Die in Abschnitt 2.2.2 und 2.3.1 dargestellten Ergebnisse zeigen die Effektivität und den Erfolg dieser Maßnahme.

#### 4.3 Minimierung von Kondensatorleckagen

Kontinuierliche Probenahmen aus den vier Kondensator-Wasserkammern und die Analyse chemischer Werte, mit dem Ziel, auch sehr kleine Leckagen frühzeitig zu erkennen, ist Teil des standardmäßigen Überwachungsprogramms bei GKN II. Eine Zuordnung des Probeergebnisses zu einer der vier Kondensatorwasserkammern ist in der Regel möglich. Bei dieser Beprobung werden auch sehr kleine Leckagemengen ab ca. 0,2 - 0,3 kg/h sicher erkannt.

Bisher wurde bei Leckagen mit einer Größe ab ca. 0,7 kg/h je Wasserkammer eine Spezialfirma beauftragt und mit dem Heliumlecksuchverfahren die betroffene Wasserkammer im Leistungsbetrieb bei verminderter Leistung geprüft. Hierzu wird die Wasserkammer isoliert und entleert und ein Rohrbereich mit je einer Glocke (Kühlwassereintritt- und -austrittseite) abgedeckt und mit Helium beaufschlagt. In der Absaugleitung für nicht kondensierbare Gase wird ein Heliumsensor installiert, der evtl. von der Hauptkühlwasserseite (Tertiärseite) auf die Sekundärseite übergetretenes Helium nach einer gewissen Ansprechzeit anzeigt. Bei Ansprechen des Sensors wird durch gezieltes Versetzen der Glocken und Verwendung immer kleinerer Glocken bis hin zum Einzelrohrnachweis, das betreffende Defektrohr eingegrenzt.

Da für dieses Verfahren 0,5-0,8 kg/h pro Rohr als Nachweisgrenze gilt, waren die Prüfungen in der Vergangenheit teilweise erfolgreich und die detektierten Rohre konnten verschlossen werden, teilweise konnten die Leckagen aber auch nicht gefunden werden wie die Darstellung in Abschnitt 2.6.1 zeigt.

In der Revision 2018 wurden drei weitere Verfahren zur Kondensatorrohrlecksuche angewandt.

**Tabelle 20** zeigt eine Übersicht über alle in GKN II angewandten Verfahren und deren Randbedingungen.

Bei der Standprobe wird der gesamte Dampfraum des Kondensators mit vorgewärmtem Deionat gefüllt. Hierfür wird ein Füllvolumen von ca. 1600 m<sup>3</sup> mit einer Temperatur von mind. 35°C benötigt. Durch das vorgewärmte Deionat soll Schwitzwasserbildung verhindert werden.

In den Wasserkammern der Kondensatoren werden die Rohre und der Rohrboden auf einen Wasser-  
austritt hin kontrolliert. Da die zu detektierenden Leckagemengen in der Regel sehr klein sind, wurde  
die Standprobe bei Erreichen des maximalen Füllstandes (ca. 0,3 m über den höchst gelegenen Kondensator-  
rohrrohren) für mehr als 24 h in Beharrung gelassen. Da an den Rohrböden nicht immer eindeutige  
Merkmale für Dichtigkeit bzw. Undichtigkeit erkennbar waren, wurden etliche Rohre während der  
Standprobe endoskopiert und damit gute Ergebnisse erzielt.

Tabelle 20: Verfahren zur Lecksuche an Kondensatorrohren

Verfahren	Anlagenzustand	Anwendung bei	Zeitbedarf	Voraussetzungen u. Bemerkungen
Heliumlecktest	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leistungs- betrieb mit abgesenkter Last (ca. 900 MW brutto)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kleinleckagen</li> <li>• Leckagen</li> </ul>	16-20 Stun- den pro Wasser- kammer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gutes Vakuum im Kondensator</li> <li>• Leckage auf ein Kon- densatorrohr be- grenzt</li> </ul>
Standprobe des kompletten Kon- densators	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anlagenstill- stand</li> <li>• Nichtleis- tungsbetrieb (Nach- kühlung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kleinstlecka- gen</li> <li>• Kleinleckagen</li> <li>• Leckagen</li> </ul>	4 – 6 Tage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hauptkondensatsys- tem, Speisewasser- behälter und Hilfs- dampfsystem be- triebsbereit</li> </ul>
Einzelrohrprü- fung mit Druck- luft	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anlagenstill- stand</li> <li>• Nichtleis- tungsbetrieb (Nach- kühlung)</li> <li>• Leistungsbetr. mit isolierter Wasserkam- mer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kleinleckagen</li> <li>• Leckagen</li> </ul>	abhängig vom Prüfum- fang, 10 – 15 Rohre pro Stunde	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leckage auf ein Kon- densatorrohr be- grenzt</li> <li>• Nur begrenzte Anzahl von Rohren kann ge- prüft werden</li> <li>• Verifizierung von Ein- zelrohren bei Helium- lecktest</li> </ul>
Unterdruck- prüfung über Rohrboden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anlagenstill- stand</li> <li>• Nichtleis- tungsbetrieb (Nach- kühlung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kleinleckagen</li> <li>• Leckagen</li> </ul>	6 – 8 Tage pro Wasser- kammer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leckage auf ein Kon- densatorrohr be- grenzt</li> </ul>

Die Einzelrohrprüfung mit Druckluft arbeitet nach dem Prinzip der Druckabfallmessung. Bei diesem  
Verfahren werden einzelne Kondensatorrohre gezielt mit Druckluft beaufschlagt und mittels eines  
Manometers ein möglicher Druckabfall über einen vorgegebenen Zeitraum ermittelt. Hierzu wird das  
zu prüfende Kondensatorrohr von der Wasserkammerseite aus mit einer Abdichtvorrichtung beidseitig  
verschlossen. Auf einer Seite ist die Abdichteinrichtung mit einem Druckluftanschluss, Absperrventil

und Feinmessmanometer zur Erfassung eines eventuellen Druckluftabfalles ausgestattet. Es wird auf das zu prüfende Rohr ein Überdruck von ca. 6 bar aufgeprägt und anschließend das Absperrventil zu Drucklufteinspeisung verschlossen. Das Verfahren eignet sich nur zur Prüfung einer begrenzten Anzahl von Kondensatorrohren (gezielte Prüfung kritischer Rohrbereiche).

Die Unterdruckprüfung arbeitet nahezu identisch wie die Druckluftprüfung nur mit Unter- statt Überdruck.

Folgende Auffälligkeiten und Leckagen wurden während der Revision im Rahmen der Einzelrohrprüfung mit Druckluft und der Standprobe ermittelt:

- MAG20/Kammer 4:
  - 3 x Rohre mit Kleinstleckagen in den bisher auffälligen Lage-Bereichen (davon 1 x Leckage außerhalb der Längsschweißnaht)
  - 1 x Detektion über Standprobe (Wassereintritt)
  - 2 x Detektion über Einzelrohrprüfung mit Druckluft
- MAG10/Kammer 2:
  - 1 x Rohr mit Kleinstleckage, ebenfalls im bisher auffälligen Lage-Bereich (davon Leckage außerhalb der Längsschweißnaht) Detektion über Standprobe (Wassereintritt)

In den Kondensatorkammern MAG10/Kammer 1 und MAG20/Kammer 3 wurden im Rahmen der Einzelrohrprüfung und der Standprobe keine Leckagen detektiert. Des Weiteren wurden in der Wasserkammer MAG20 / Kammer 3 noch zusätzlich ca. 50 Rohre in kritischen Bereichen parallel zur Standprobe endoskopierte. Hierbei wurden ebenfalls keine zusätzlichen Leckagen festgestellt.

Die insgesamt vier auffälligen bzw. mit Leckagen behafteten Kondensatorrohre in den Wasserkammern MAG10/2 und MAG20/4 wurden verschlossen.

Als zusätzliche vorbeugende Maßnahme wurden in dieser Revision die Kondensatorrohre in den bisher auffälligen Bereichen (siehe **Bild 31**) aller Kondensatorkammern von MAG10 und MAG20 vorbeugend verschlossen. Es handelt sich hierbei um ca. 140 Rohre je Wasserkammer, also insgesamt um ca. 560 Rohre. Die vorsorglich verschlossenen Kondensatorrohre sollen dann als Prallschutz die dahinter liegenden Kondensatorrohre gegen Tropfenschlag schützen.

In jeder Revision mit geöffnetem Kondensator (Dampfseite) wird eine visuelle Inspektion auf eventuellen Fremdkörpereintrag durchgeführt. Eine komplette visuelle Inspektion der gesamten Berohrung ist aufgrund der konstruktiven Ausführung von Kondensatoren nicht möglich. Bei Auffälligkeiten bzw. Verdacht im Rahmen einer Standprobe oder Einzelrohrprüfung, können Kondensatorrohre gezielt endoskopierte werden.

Darüber hinaus gab es in der Vergangenheit bei GKN II Versuche, Leckagen mit dem Wirbelstrommessverfahren zu detektieren. Dieses Verfahren ist derzeit jedoch nicht ausreichend qualifiziert für die zuverlässige Detektion von Leckagen im Kondensator.

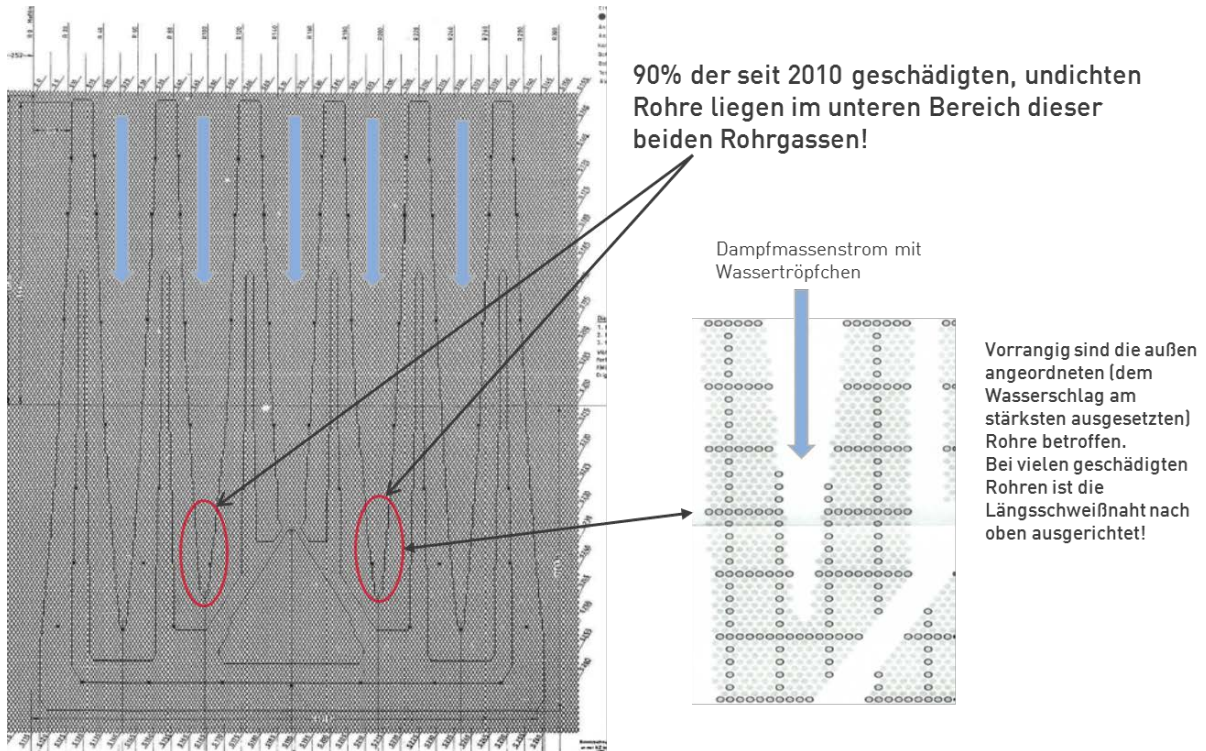


Bild 31: Auffällige Bereiche in den Kondensatoren

Das weitere Vorgehen im nächsten Betriebszyklus bei Detektion von Kondensatorleckagen ist wie nachfolgend beschrieben, geplant

### Kleinstleckagen

Die eindeutige Zuordnung der Kondensatorleckage auf ein einzelnes Kondensatorrohr in der betroffenen Wasserkammer ist im Bereich der Kleinstleckagen auch mit erheblichen technischen und zeitlichen Aufwand nahezu unmöglich, da solche Kleinstmengen unterhalb der Nachweisgrenzen der bewährten Lecksuchverfahren liegen. Aus den genannten Gründen werden bei Kleinstleckagen je Wasserkammer keine Sofortmaßnahmen zur Lecksuche durchgeführt.

Bei detektierten Kleinstleckagen wird für die betroffene Wasserkammer in der nächsten Revision ein Lecksuchverfahren im Anlagenstillstand eingeplant. Aber auch in der Revision kann bei den hier genannten sehr geringen Leckagewerten nicht garantiert werden, dass eine eindeutige Detektion eines einzelnen leckbehafteten Rohres möglich ist. Der Erfolg bei der Lecksuche ist kein zwingend einzuhaltendes Kriterium für das Wiederanfahren.

### Kleinleckagen

Wird mittels der beschriebenen Überwachung eine Kleinleckage angezeigt (erhöhte Messwerte von Natrium, Chlorid, Sulfat), erfolgen bei allen 4 Messgeräten (Natrium und Anionen) Detailbetrachtungen, z. B. durch TOPAS-Auswertungen und Analyse von gespeicherten Spektren des Ionenchromatografen. Steht eine bestimmte Kondensatorkammer im Verdacht, so wird die automatische Messstellen-Umschaltung beendet und über einen gewissen Zeitraum diese Kammer ausschließlich gemessen. Sollten sich die erhöhten Messwerte bestätigen, so werden in Abhängigkeit der betrieblichen Randbedingungen entsprechende Maßnahmen ergriffen, z. B.:



- ggfs. Isolation und Entleerung der betroffenen Wasserkammer
- Auswahl eines geeigneten Lecksuch-Verfahrens

Zum Isolieren und Entleeren der betroffenen Wasserkammer muss die Leistung der Anlage auf ca. 900 MW brutto begrenzt werden.

Für Kleinleckagen sind grundsätzlich nur folgende zwei Lecksuchverfahren zielführend:

- Heliumlecktestverfahren bei abgesenkter Leistung oder
- Kondensatorstandprobe im Nichtleistungsbetrieb (Nachkühlbetrieb) oder im Anlagenstillstand (z. B. Revision).

Auch hier ist ein Erfolg aufgrund der kleinen Leckagemengen nicht gewährleistet. Die betroffene Kondensatorwasserkammer wird dann ebenfalls für weitere Maßnahmen in der nächsten Revision eingeplant.

### Leckagen

Bei Leckagen wird die betroffene Wasserkammer zeitnah isoliert und die Leistung der Anlage auf ca. 900 MW abgesenkt. Anschließend wird als erste Maßnahme das Heliumlecktestverfahren durchgeführt. Eine erfolgreiche Detektion der Leckage ist möglich, wenn sich die Leckage auf ein Kondensatorrohr begrenzt. Sollte das Heliumlecktestverfahren im Leistungsbetrieb zu keinen Erfolg führen, wird die Wasserkammer für weitere Lecksuchverfahren beim nächsten Nichtleistungsbetrieb oder Anlagenstillstand eingeplant.

### Zusammenfassung

Die intensivierete chemische Kondensatorüberwachung, die eingeführten Leckagedefinitionen und die dazu aufgeführte Staffelung der Maßnahmen stellt eine geeignete Strategie für den Umgang mit Kondensatorleckagen in GKN II dar. Durch die genannten Maßnahmen soll der Eintrag von korrosionsfördernden Chemikalien vom Tertiär- in den Sekundärkreis reduziert werden.

#### 4.4 Einstellung der Sauerstoffdosierung und verstärkte Überwachung des Eisenoxideintrags

Wie **Bild 12** (siehe Abschnitt 2.5) zeigt, wurden nach Einführung der O<sub>2</sub>-Dosierung in den ZÜ-Heizdampf insbesondere in den ersten 2 Jahren erhöhte Eisenoxidemengen Richtung DE gefahren, die an der in Abschn. 2.3.1 aufgeführten ausgetragenen Mengen einen wesentlichen Beitrag darstellen. Die Messwerte für Eisenoxid im Speisewasser vor Einführung der O<sub>2</sub>-Dosierung und die Austragsmengen früherer Rohrbodenreinigungen zeigen, dass der WDKL von GKN II generell gut ausgebildete Passivierungsschichten besitzt.

GKN II wird künftig kein O<sub>2</sub> mehr in den ZÜ-Heizdampf dosieren. Damit wird nach der mechanischen Rohrbodenreinigung in dieser Revision sichergestellt, dass ein Minimum an Eisenoxid im WDKL freigesetzt wird und nicht mehr als das unvermeidliche Minimum an Eisenoxidfracht in Richtung der frisch gereinigten DE gefahren wird. Für die ZÜ-Heizrohre stellt dies für die Restlaufzeit von GKN II kein Problem dar, da sich in den letzten Jahren größtenteils Hämatitschichten an den Innenoberflächen ausgebildet haben und die noch verbliebenen Magnetitschichten keine sehr hohe Dicke mehr aufweisen.

In der Revision 2018 wurden die beiden Elektromagnetfilter LDD10/20-AT001 einer inneren Prüfung mit Sichtkontrolle und Reinigung unterzogen. Hierbei wurden keinerlei Unregelmäßigkeiten festgestellt. Die Aufgabe der Elektromagnetfilteranlage LDD besteht darin, die Nebenkondensate der HD-Vorwärmerstrecke LCH und die Wasserabscheidungskondensate LCT von ferromagnetischen Verunreinigungen zu reinigen, bevor die Kondensate in den Speisewasserbehälter LAA10-BB001 zurückgeführt werden.

Zur Optimierung des Reinigungsprozesses werden im nächsten Betriebszyklus die Rückspülzyklen der LDD-Filteranlage von vierwöchentlich auf zweiwöchentlich verkürzt. Durch die erhöhte Abreinigungsrate soll die optimale Wirkung der elektromagnetischen Filteranlage gewährleistet werden.

Die Überwachung der Eisenoxidfracht im Speisewasser wird im nächsten Betriebszyklus intensiviert. Die bisher einmal pro Woche durchgeführten Druckfiltrationen zur Bestimmung des Eisengehalts im Speisewasser werden zukünftig zweimal pro Woche durchgeführt. Parallel hierzu wird über die kontinuierlich arbeitende Partikelzählung im Speisewasser der Eisengehalt bestimmt. Einmal pro Woche wird die gesamte über das Speisewasser in die Dampferzeuger transportierte Eisenmenge berechnet. Aus diesen Werten werden die integralen, über die Jahre in die DE eingetragenen Eisenmengen hochgerechnet.

Die Überwachung der Hotwells mittels eines online-Ionenchromatographen ist eine sehr empfindliche Methode zur Detektion und Berechnung kleinster Leckagen und die Zuordnung zu einer Kondensator-kammer. Dieses Instrument wird zukünftig stringenter zur Berechnung ggf. auftretender Leckagemengen verwendet. Die wöchentliche Berechnung, Dokumentation und Meldung der aktuellen Leckagemenge an Betrieb und Fachabteilung wird zukünftig in das chemische Überwachungsprogramm mit aufgenommen. Die Berichterstattung im Monatsbericht wird beibehalten.

Beim Auftreten von Kondensatorleckagen sollen aus den wöchentlich im Dampferzeugerwasser bestimmten Gehalten an Sulfat und Chlorid unter Berücksichtigung der aktuellen Kondensatorleckagemengen zukünftig die Mengen an Verunreinigungen abgeschätzt werden, die zwar in die DE eingetragen, nicht aber über die Abschlammung wieder ausgetragen werden.

Für die in die Dampferzeuger eingetragenen Frachten an Eisenoxid und anderen Verunreinigungen sollen zukünftig zusätzlich zu den bestehenden Grenz- und Aktionsschwellwerten aus der VGB-Richtlinie integrale Mengenwerte festgelegt werden. Aufgrund dieser Werte werden geeignete Maßnahmen festgelegt, z. B. eine Rohrbodenreinigung, auch wenn die VGB-Normalbetriebswerte während des Betriebs stets eingehalten wurden.

In der aktuellen Stillstandsphase sind die DE sekundärseitig mit Deionat gefüllt, das durch Zudosierung von Hydrazin auf einen pH-Wert von ca. 10 alkalisiert wurde. Hierdurch soll insbesondere in den Spalten des Rohrbodens Säurekorrosion durch eventuelle saure und feuchte Rückstände vermieden werden. Der restliche Sekundärkreis ist trockenkonserviert. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass nach Anfahren keine besonders hohe Eisenoxidfracht entsteht.

#### **4.5           Aktivitätsüberwachung**

Die Integrität der HR wird betrieblich anhand der festinstallierten Messstellen kontinuierlich überwacht, so dass im Falle eines HR-Schadens unmittelbar Maßnahmen automatisch bzw. durch die Betriebsmannschaft eingeleitet werden können.

Die händisch durchzuführende Überwachung im Labor unterstützt die kontinuierliche Überwachung durch Beprobung und radiochemische Analyse der Dampferzeugerwässer. Dies dient dazu Kleinstleckagen ggf. bereits vor dem Ansprechen der festinstallierten Messstellen zu erkennen. Hier werden

wöchentlich die Wasserproben einer Gesamt-Gamma-Messung im Labor unterzogen, deren Nachweisgrenze deutlich unter dem Ansprechwert der festinstallierten Messungen liegt.

Zusätzlich kann an Wasserproben radiochemisch Iod abgetrennt und nuklidspezifisch ausgemessen werden. Mit dieser Methode kann I-131 bis zu einer Konzentration von 5 Bq/Mg nachgewiesen werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Detektion von Kleinstleckagen der HR ist die Messung von Tritium in sekundärseitigen Wässern (Speisewasser bzw. Dampferzeugerwasser). Die Empfindlichkeit dieser Nachweismethode wird allerdings dadurch stark geschmälert, dass bekanntermaßen Tritium in Form atomaren Wasserstoffs durch die dichten DE-Heizrohre diffundiert. Dadurch existiert in den Wässern der Sekundärseite ein Tritiumuntergrund im Bereich von  $1E4$  bis  $1E5$  Bq/Mg, der zudem einerseits im Nachlauf zur Tritiumkonzentration im Primärkühlmittel, andererseits entsprechend der Verdünnung durch die sekundärseitigen Austauschwassermengen über den Betriebszyklus um bis zu einer halben Zehnerpotenz variiert. Bei einer Leckage würde zudem das übergetretene Tritium auf das gesamte Inventar des Wasser-Dampf-Kreislaufs verteilt, was die Empfindlichkeit weiter einschränkt.

Die HR-Leckagen in GKN I im Herbst 1991 und Ende 1998 wurden über die Gesamt-Gamma-Messungen des DE-Wassers erkannt und durch die Tritium-Messungen bestätigt. Vor der Leckage lagen die Ergebnisse der Gesamt-Gamma-Messungen im Dampferzeugerwasser unterhalb der Nachweisgrenzen von  $1E3$  Bq/Mg. Zu Beginn der Leckage stiegen die Messwerte der Gesamt-Gamma-Aktivität unmittelbar auf etwa  $1,5E4$  Bq/Mg an. Die dann gemessenen Tritiumaktivitätskonzentrationen betragen etwa  $4E4$  Bq/Mg, wobei der sekundärseitige Tritium-Untergrund vor der Leckage etwa  $1E4$  Bq/Mg betrug. Bedingt durch die verglichen mit GKN I insgesamt deutlich geringeren Wasseraustauschmengen in GKN II liegt der sekundärseitige Tritiumuntergrund hier im langjährigen Mittel von vornherein bei Konzentrationen um  $3E4$  Bq/Mg bis  $5E4$  Bq/Mg. Eine Leckage, die zu einem Tritiumanstieg über den vorhandenen Untergrund hinaus führen würde, würde unzweifelhaft durch die Überwachung der Gesamt-Gamma-Aktivitäten im Dampferzeugerwasser erkannt werden.

Die Summe der gammastrahlenden Nuklide auf der Primärseite beträgt bei defektfreiem Kern in GKN II ca.  $5 E8$  Bq/Mg. Mit der NWG von  $1 E3$  Bq/Mg auf der Sekundärseite errechnet sich daraus ein Verhältnis von  $5 E5$ . Im langjährigen Mittel betragen die Tritiumwerte im Primärkühlmittel von GKN II  $9,3 E9$  Bq/Mg. Das Speisewasser in GKN II hat einen mittleren Tritiumgehalt von ca.  $6,9 E4$  Bq/Mg. Das mittlere Verhältnis von Tritium primär/sekundär beträgt in GKN II  $1,3 E5$ . Der I-131-Gehalt in GKN II beträgt bei defektfreiem Kern etwa  $2 E5$  Bq/Mg. Mit der Nachweisgrenze von 5 Bq/Mg für I-131 auf der Sekundärseite errechnet sich daraus ein Verhältnis von  $4 E4$ . Die Detektion einer Leckage von der Primärseite auf die Sekundärseite ist also über die Messung gammastrahlender Nuklide etwa dreimal empfindlicher als über die Bestimmung von Tritium und mehr als zehnmals empfindlicher als über die Messung von Iod.

Das bestehende radiologische Überwachungskonzept des Sekundärkreises stellt sicher, dass eine beginnende HR-Leckage frühzeitig erkannt wird. Die betriebliche Überwachung der sekundärseitigen Aktivitätskonzentrationen ergab über den gesamten Zyklus 2017/2018 während des Leistungsbetriebs bis hin zu den radiometrischen Messungen bei den DE-Entleerungen nach dem Abfahren keinen Hinweis auf eine Leckage von der Primärseite auf die Sekundärseite. Auch die Standprobe bei sekundärseitig halb gefüllten DE nach der Rohrbodenreinigung zeigte bei der Überprüfung des primärseitigen Rohrbodens keine Leckagen.

#### 4.6 Maßnahmen für Revision 2019

In der Revision 2019 wird in Einklang mit der Empfehlung der RSK - Stellungnahme [20] eine 100 %-WSP aller vier DE bis zum 1. Abstandhalter durchgeführt. Dabei werden folgende Prüftechniken eingesetzt: X-Probe für 100 % aller Rohre bis zum 1. AH, Bobbin-Coil für alle Rohre bei denen bei der X-Probe Prüfung Anzeigen festgestellt werden und zusätzlich MRPC (Rotiersonde) für Rohre mit linearen Anzeigen.

### 5 Bewertung der Integrität der DE-Heizrohre

#### 5.1 Nachweis der Integrität für den Betriebszyklus 2017/2018

Bei den in der Revision 2018 durchgeführten zerstörungsfreien Prüfungen (s. Abschnitt 2.1 und 2.2) wurden volumetrische Anzeigen mit einer maximalen Wanddickenschwächung von maximal 39 % und lineare umfangsorientierte Anzeigen mit lokalen Wanddickenschwächungen von bis zu maximal 91 % festgestellt. Diese Prüfungen ergaben keine Anzeichen für wanddurchdringende Schädigungen.

Auch die festinstallierten und radiochemischen Aktivitätsmessungen haben gezeigt, dass im 35. Zyklus 2017/2018 keine Aktivität aus dem Primärkreis auf die Sekundärseite übergetreten ist [6]. Damit ist die Integrität der Dampferzeugerheizrohre als Barriere zwischen Primär- und Sekundärseite unter den Belastungen des normalen Betriebs im Betriebszyklus 2017/2018 nachgewiesen.

Um die Integrität der DE-Heizrohre auch für abdeckende Belastungen aus anomalen Betriebslastfällen und spezifizierten Störfallbelastungen zu bewerten, wurden zusätzliche bruchmechanische Analysen durchgeführt, [11]. Die Validierung der dabei verwendeten Berechnungsmethode (FSK/MPA) erfolgte anhand der Forschungsarbeiten [21] und [22]. Darüber hinaus wurden weitere Berechnungen zur Validierung der Berechnungsmethode unter Verwendung der R6-Methode sowie Finite-Elemente Analysen mit elastisch-plastischem Werkstoffverhalten und schädigungsmechanischen Modellen durchgeführt. Diese Berechnungen erfolgten unter Verwendung der Mindestanforderungswerte von Streckgrenze und Zugfestigkeit nach KTA 3201.1 [16]. Bei den numerischen Berechnungen wurde die in [21] ermittelte reale Spannungs-Dehnungskurve auf die Mindestanforderungswerte nach KTA 3201.1 abgemindert. In **Bild 32** sind die mit el.-pl. FE-Berechnungen ermittelten Traglastkurven (Differenzdruck über Rissaufweitung CMOD) dargestellt. Ab den darin eingetragenen Maximaldrücken ( $\Delta p_{\max}$ ) konnte keine numerische Stabilität mehr erreicht werden. Vergleichend dazu sind darin die mit der FSK/MPA Methode ermittelten Versagensdrücke eingetragen. Diese liegen deutlich unterhalb der  $\Delta p_{\max}$  Werte und auch unterhalb der Drücke bei denen in der FE-Berechnung große plastische Verformungen beginnen. Die mit der Schädigungsmechanischen Berechnung ermittelten Versagensdrücke unterscheiden sich nur geringfügig von denen der el.-pl. FE-Berechnung, **Tabelle 21**, was belegt, dass das Versagen bei den DE-Heizrohren im Wesentlichen durch plastischen Kollaps bestimmt ist.

Diese Berechnungen bestätigen die Konservativität des FSK/MPA-Verfahrens für die hier zu bewertenden DE-Heizrohre.

Tabelle 21: Versagensdrücke ermittelt mit unterschiedlichen Berechnungsmethoden

a/s	Versagensdruck [MPa]		
	FEM Elastisch-plastisch	FEM Schädigungsmechanik	FSK/MPA
0,7	430	424	345
0,8	295	308	225
0,9	175	164	110

Eine Besonderheit des FSK/MPA Verfahrens ist, dass bei großen Wanddickenschwächungen das Tragvermögen bei großen Fehlerwinkeln wieder leicht ansteigt, Bild 33. Dieser Anstieg wurde bei der Bewertung der Anzeigen in konservativer Weise nicht berücksichtigt.

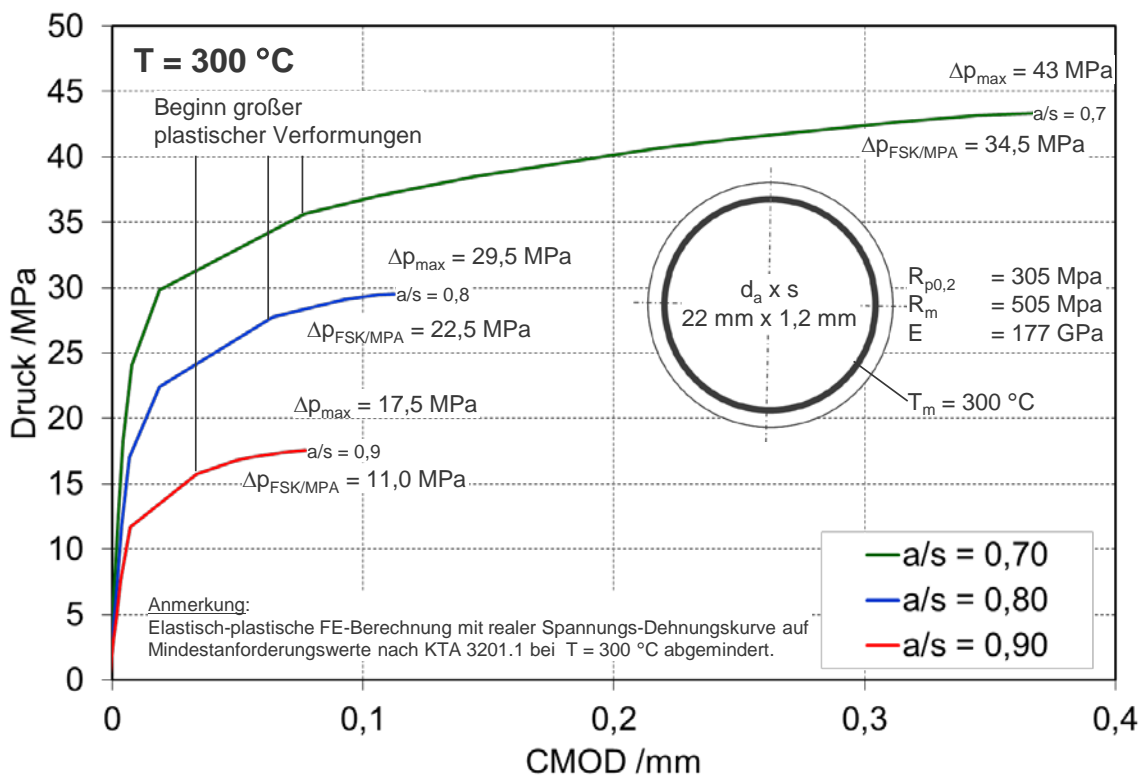


Bild 32: Grenztraglast aus el.-pl. FE-Berechnung im Vergleich mit dem FSK/MPA Verfahren

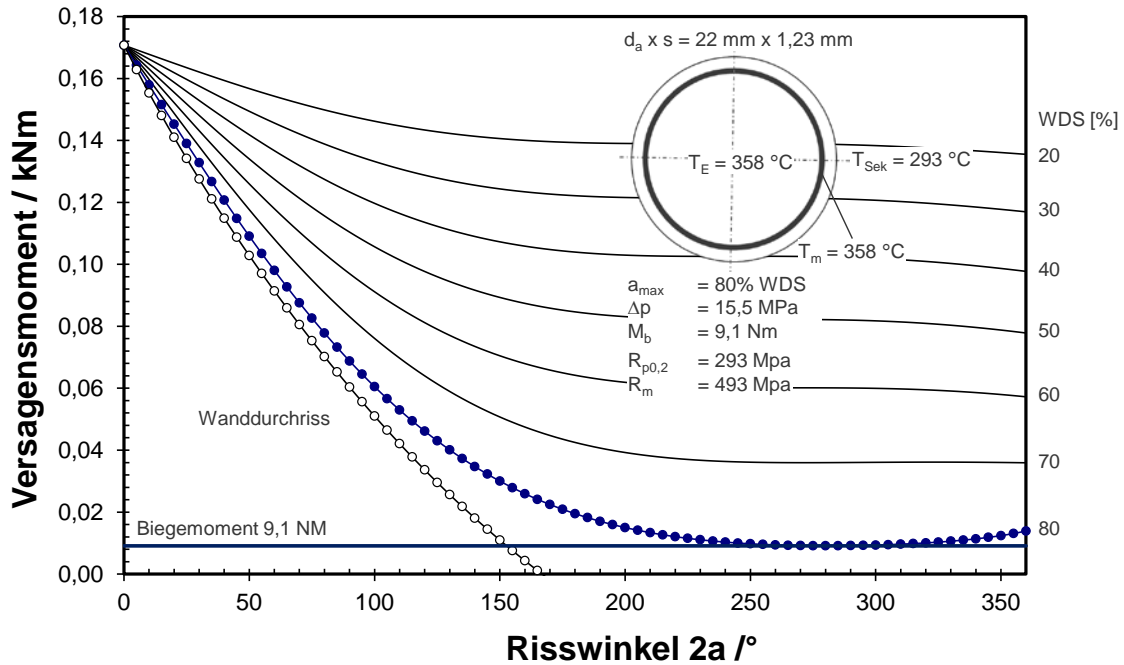
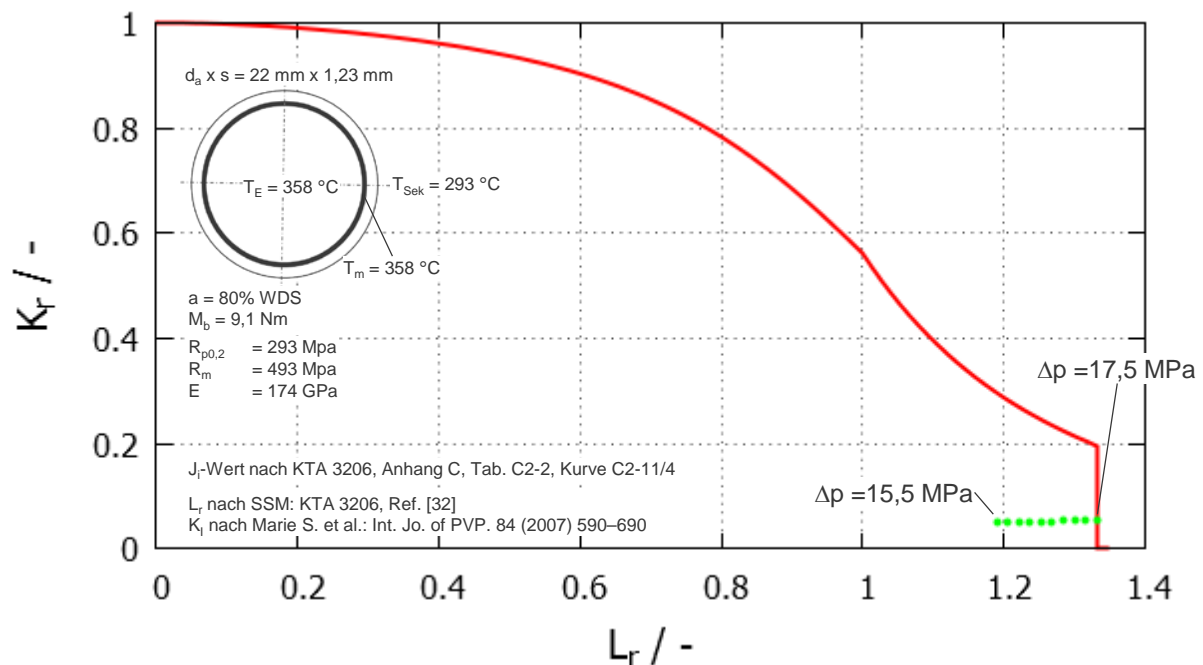


Bild 33: Berechnung der Mindestrestwanddicke für abdeckende Störfallbelastung (ATWS) mit FSK/MPA Verfahren

Alternativ zu der in [11] mit der FSK/MPA Methode durchgeführten Bewertung wurde für die abdeckende Störfallbelastung (ATWS) die R6-Methode angewandt. Für eine 360°-umlaufende Wanddickenschwächung von 80 % und einem überlagerten Biegemoment von 9,1 Nm ergibt sich damit ein Versagensdruck von 17,5 MPa, **Bild 34**, was die Konservativität der in [11] durchgeführten Bewertung bestätigt. Auch hieraus wird deutlich, dass das Versagen durch plastischen Kollaps bestimmt ist. Größere Wanddickenschwächungen von Rohren mit rundumlaufenden Rissen können mit dieser Methode nicht bewertet werden, da der Gültigkeitsbereich der erforderlichen K-Lösungen auf Werte  $\leq 80\%$  WDS begrenzt ist.



**Bild 34: Bewertung der Resttragfähigkeit geschädigter DE-Heizrohre mit der R6-Methode für abdeckende Störfallbelastung (ATWS)**

Diese Analysen belegen, dass auch bei den Anzeigen sowohl mit der größten lokalen als auch integralen WDS und Umfangserstreckung unter abdeckender Störfallbelastung noch ein ausreichendes Resttragvermögen vorhanden war.

Somit ist der Nachweis der Integrität der DE-Heizrohre für den Betriebszyklus 2017/2018 erbracht.

## 5.2 Nachweis der Integrität für den Betriebszyklus 2018/2019

Der Nachweis der Integrität der DE-Heizrohre für den Weiterbetrieb bis zur nächsten Revision in 2019 erfolgt vor dem Hintergrund der in Abschnitt 4 beschriebenen Vorsorgemaßnahmen. Insbesondere werden sämtliche Rohre mit rissartigen Anzeigen und alle volumetrischen Anzeigen mit einer Tiefenerstreckung von  $\geq 30\%$  verschlossen und die Rohre mit rissartigen Anzeigen zusätzlich stabilisiert. Durch die Rohrbodenreinigung wurde der Großteil des korrosiven Inventars entfernt. Durch eine weitgehende Beseitigung von Kondensatorleckagen wird der weitere Eintrag ionaler Verunreinigungen deutlich reduziert. Somit ist davon auszugehen, dass in Bezug auf die Vermeidung der primären Schadensursache, der korrosiven Bedingungen am Rohrboden, eine deutliche Verbesserung erzielt worden ist.

Anhand der zum Schadensmechanismus der linearen umfangsorientierten Anzeigen angestellten Betrachtungen und Analysen (Abschnitt 3, [7]) kann die Geschwindigkeit einer möglichen Schadensentwicklung bei den DE-Heizrohren von GKN II eingegrenzt werden. Aufgrund der durchgeführten Analysen und der Vergleiche mit der Betriebserfahrung aus anderen Anlagen (s. Abschnitt 3.3, [7]) kann eine Schädigungsentwicklung ausgehend von einem ungeschädigten Rohr bis zu einer lokalen WDS von 70 % im Zeitraum bis zur nächsten Revision in 2019 als unwahrscheinlich eingestuft werden.

Wie in [11] und Abschnitt 5.1 gezeigt führt eine integrale WDS von bis zu 80 % bei abdeckender Störfallbelastung noch nicht zu einem Versagen des Heizrohres in Form eines Lecks oder Bruchs.

Der vorliegende Schadensmechanismus führt in der Regel zu lokal begrenzten, über den Umfang verteilten Wandschwächungen, so dass eine homogen über den Umfang verlaufende Schädigungsentwicklung unwahrscheinlich ist. Dies wird durch die bei der WSP festgestellte Anzeigencharakteristik belegt, siehe z. B. Bild 35.

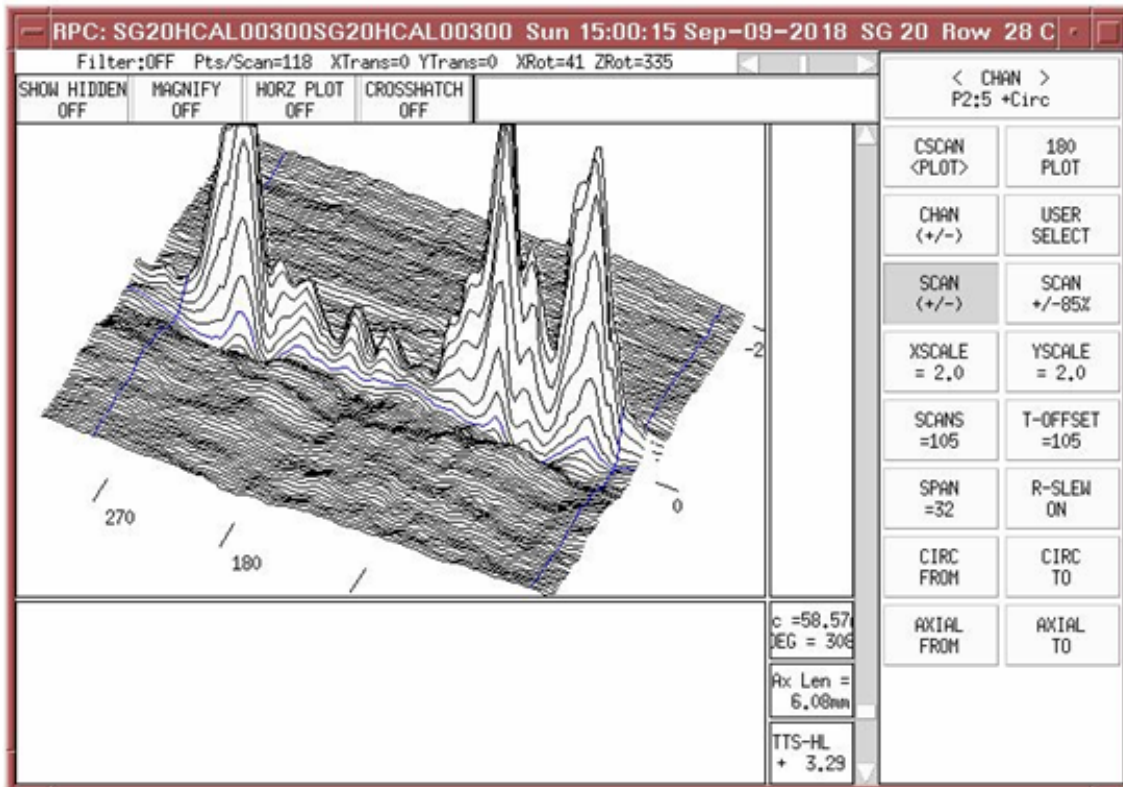


Bild 35: Typische Anzeigencharakteristik bei umfangsorientierten Mehrfachanzeigen (MCI)

Um eine solche lokal möglicherweise tiefer gehende WDS (in der Revision 2018 wurde eine maximale lokale WDS von 91 % festgestellt) in Bezug auf Leck-vor-Bruch zu bewerten, wurden bruchmechanische Berechnungen nach KTA 3206 [18] mit dem FSK/MPA Verfahren und der R6-Methode für ein DE-Heizrohr mit 70 % integraler WDS und davon ausgehend einem unterstellten wanddurchdringenden Riss durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Bild 36 unter Verwendung des FSK/MPA Verfahrens dargestellt. Unter abdeckender Störfallbelastung (ATWS) ist demnach bis zu einem unterstellten Wanddurchriss mit einer Risslänge von 13,6 mm (80° Umfangswinkel) noch Leck-vor-Bruch gegeben. Wird darüber hinaus noch ein Biegemoment entsprechend der in [12] ausgewiesenen Biegewechselbelastung von  $\sigma_b = 23,6$  MPa (dies entspricht einem Biegemoment von  $M_b = 9,1$  Nm) unterstellt, dann ist Leck-vor-Bruch noch bis zu einem unterstellten Wanddurchriss der Länge 9,4 mm (55° Umfangswinkel) gegeben. Bei abdeckenden Belastungen aus anomalem Betrieb ist noch bis zu einem unterstellten Wanddurchriss mit einer Risslänge von 14,0 mm (82° Umfangswinkel) Leck-vor-Bruch gegeben.

Diese Ergebnisse werden durch die alternative Berechnung mit der R6-Methode bestätigt, Bild 37 und Bild 38.



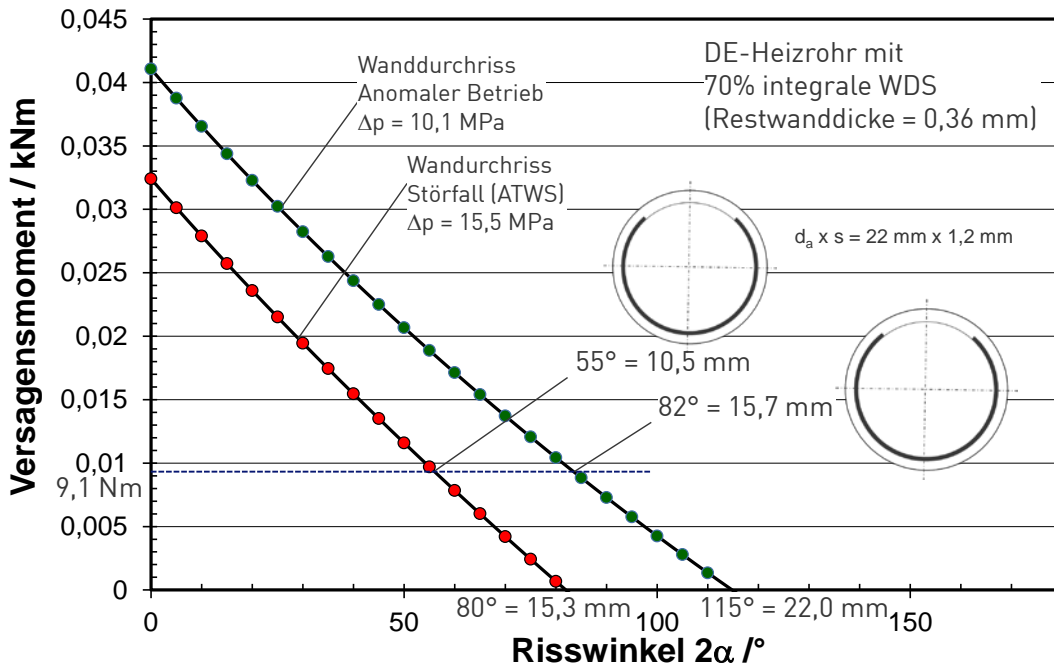


Bild 36: Bewertung bezüglich Leck-vor-Bruch (FSK/MPA Verfahren)

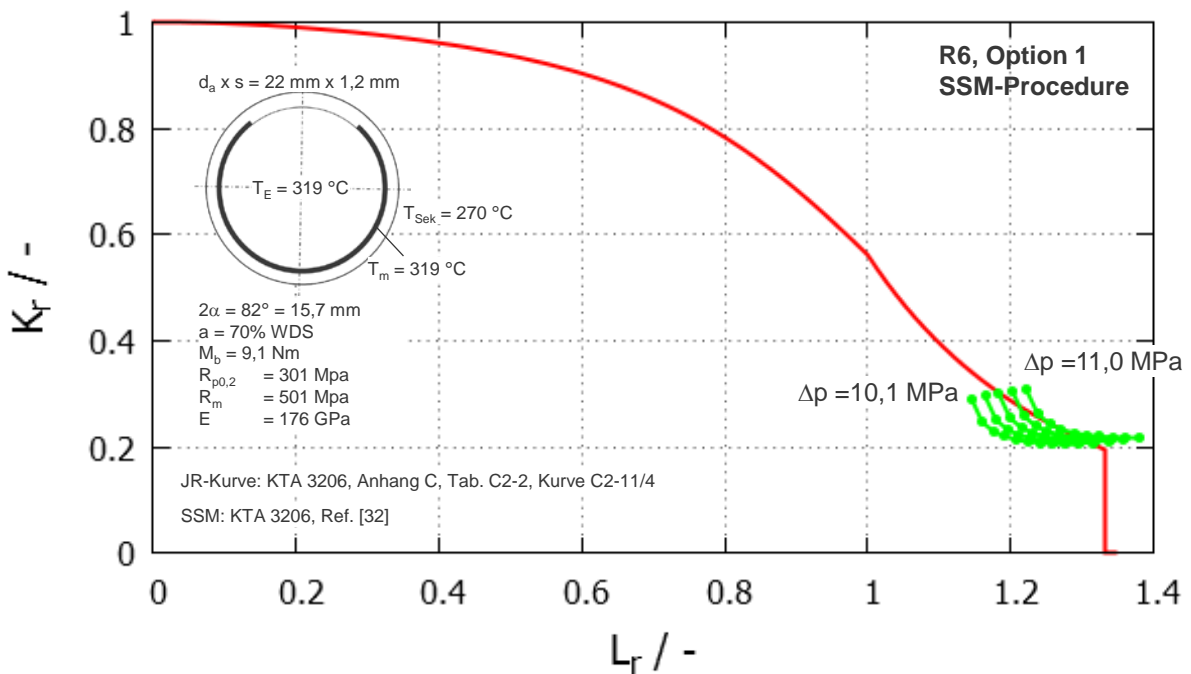
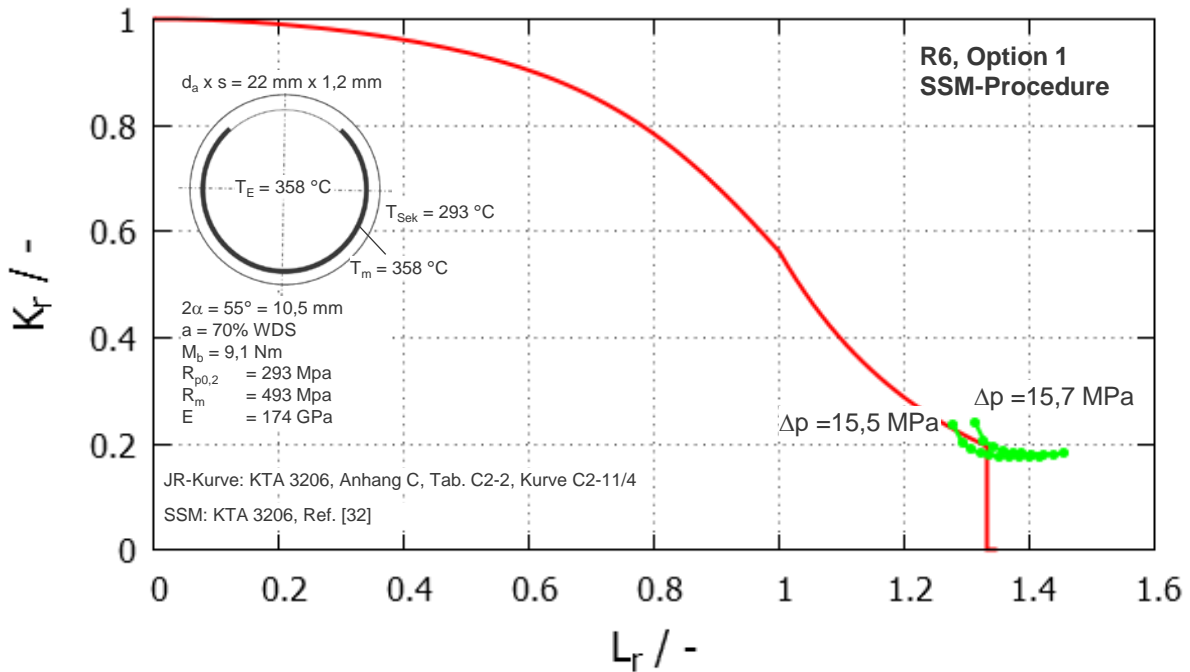


Bild 37: Bewertung bezüglich Leck-vor-Bruch für abdeckenden Betriebslastfall (Stufe B, anomaler Betrieb) mit der R6-Methode



**Bild 38: Bewertung bezüglich Leck-vor-Bruch für abdeckende Störfallbelastung (Stufe C, ATWS) mit der R6-Methode**

Durch die Aktivitätsüberwachung ist sichergestellt, dass bereits deutlich kleinere Lecks mit Sicherheit detektiert werden, so dass in solch einem Fall die Anlage geplant abgefahren werden kann.

Der Einfluss der volumetrischen Anzeigen auf das Tragvermögen der DE-Heizrohre kann als vernachlässigbar gering eingestuft werden. Aufgrund der Spannungsverhältnisse in diesem Anzeigenbereich (s. Abschnitt 2.8) ist eine mögliche Initiierung von Spannungsrisskorrosion aufgehend von einer solchen Korrosionsmulde gering einzustufen. Aufgrund der in diesem Fall dominierenden Umfangsspannungen wäre dann mit der Bildung von axial orientierten Rissen zu rechnen. Ein derartiges Szenario wurde bereits in der RSK Stellungnahme [19] betrachtet und ein Weiterbetrieb bis zur nächsten Revision als zulässig eingestuft sofern die Empfehlungen aus der RSK Stellungnahmen [20] umgesetzt sind.

Somit ist der Nachweis der Integrität und von Leck-vor-Bruch der weiterhin in Betrieb befindlichen HR für den Zeitraum bis zur nächsten Revision 2019 erbracht.

## 6 Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen

Die Heizrohre (HR) der nuklearen Dampferzeuger (DE) von GKN II werden in einem 5-jährigen Intervall wiederkehrend geprüft. Prüfzyklen und Prüfumfang sind in KTA 3201.4 geregelt. Vor der Revision 2017 gab es bei diesen zerstörungsfreien wiederkehrenden Prüfungen (WKP) keine Auffälligkeiten außer Fretting-Befunde an wenigen Heizrohren im Bereich von Abstandshaltern und Spritzschäden an wenigen Rohren aufgrund einer in der Vergangenheit durchgeführten mechanischen Rohrbodenreinigung. Die betroffenen Rohre beider Schädigungsursachen werden seit der Schadenserkennung überwacht und zeigen keinen Schädigungsfortschritt. Hinweise auf Korrosion gab es bis zur Revision 2017 keine.

Bei der planmäßigen WKP an den DE10 und DE30 in der Revision 2017 wurden am DE10 auf der kalten Seite zwischen Rohrboden und erstem Abstandshalter mehrere volumetrische Korrosionsbefunde festgestellt, was zum ME03/2017 führte. Bei einem daraufhin außerplanmäßig durchgeführten Prüfumfang an allen vier DE in der Revision 2018 wurden einige wenige weitere volumetrische Korrosionsbefunde festgestellt. Darüber hinaus wurde eine größere Anzahl von linearen Anzeigen am DE20 (99 Anzeigen) und DE40 (2 Anzeigen) ermittelt, was zum ME04/2018 führte.

In den Dampferzeugern von GKN II wurden zwei verschiedene Anzeigencharakteristika festgestellt:

- a) Punktförmig muldenartige Anzeigen (SVI, MVI) an den DE-Heizrohren > 10 mm über TTS
- b) Rissartige umfangsorientierte Anzeigen (SCI, MCI) an den Heizrohren < 8 mm über TTS.

Die detaillierten Analysen bezüglich der in den Dampferzeugern von GKN II vorliegenden Schadensmechanismen und deren Ursachen ergaben folgende Ergebnisse:

### Volumenförmige Anzeigen

Durch lokal korrosive Umgebungsbedingungen hinsichtlich pH-Wert (sauer) und anderen korrosionsauslösenden Spezies trat an den Heizrohroberflächen lokale Lochkorrosion und/oder Intergranular Attack (IGA) auf. Für diese Korrosionsmechanismen sind keine mechanischen Zugspannungen erforderlich. Die Bilder der visuellen Inspektionen zeigten noch deutliche Verkrustungen und Beläge an den Heizrohren auch noch in deutlichem Abstand vom der Rohrboden. Die in größeren Abständen von der Oberkante Rohrboden festgestellten Anzeigen konnten durch lokale Aufkonzentration in diesen Verkrustungen und Belägen entstehen.

### Lineare Anzeigen

Die in der Revision 2018 festgestellten umfangsorientierten Anzeigen sind auf interkristalline Spannungsrisskorrosion unter stark sauren Bedingungen hervorgerufen durch den Eintrag von Sulfat und durch Freilegung von Bereichen mit axialen Zugspannungen an der Rohraußenoberfläche des oberen Einwalzbereiches durch Korrosion des Rohrbodens im Spalt zurückzuführen.

Folgende primäre Schadensursachen wurden identifiziert:

- a) Ein großer Eintrag von Eisenoxid in die Dampferzeuger und dessen Ablagerung in den Strömungstotzonen. Ursächlich für den Eisenoxideintrag war die seit der Revision 2010 in Betrieb genommene Sauerstoffdosierung in den Heißdampf des Zwischenüberhitzers (ZÜ).
- b) Durch zunehmende Kondensatorleckagen seit dem Jahr 2013 wurden ionale Verunreinigungen, insbesondere vergleichsweise große Mengen an Sulfat, in den Sekundärkreislauf eingetragen. Diese konnten sich in den Spalten der am Rohrboden befindlichen Ablagerungen und den an den Rohren befindlichen Anhaftungen aufkonzentrieren, wodurch sich lokal stark saure Korrosionsbedingungen ausbilden konnten.

Somit kann zusammenfassend geschlussfolgert werden, dass die in der Revision 2018 festgestellten volumetrischen Anzeigen auf Lochkorrosion und/oder intergranular Attack (IGA) und die linearen Anzeigen im Spaltbereich im Rohrboden oberhalb der oberen Einwalzung auf interkristalline Spannungsrisskorrosion unter stark sauren Bedingungen aufgrund der o. g. Ursachen zurückzuführen sind.

Die Auswertung der Betriebserfahrung der Anlagen [REDACTED] mit vergleichbaren lokalen chemischen Randbedingungen und Schadensbildern kann derzeit geschlussfolgert werden, dass

- interkristalline Spannungsrisskorrosion der vorherrschende Schadensmechanismus ist,
- die festgestellten maximalen lokalen WDS im Bereich von 52 % bis 83 % liegen (ohne Berücksichtigung des Prüfintervals),
- in [REDACTED] bei einem Prüfintervall von 18 Monate eine maximale lokale WDS von 68 % festgestellt wurde,
- aufgrund der pH(T) Entleerungswerte die SAI WDS (ohne Berücksichtigung des Prüfintervals) von [REDACTED] am repräsentativsten für GKN II sind

Vor diesem Hintergrund kann die Geschwindigkeit einer möglichen Schadensentwicklung bei den DE-Heizrohren von GKN II eingegrenzt werden. Eine Schädigungsentwicklung ausgehend von einem ungeschädigten Rohr bis zu einer lokalen WDS von 70 % im Zeitraum bis zur nächsten Revision in 2019 (9 Monate) wird als unwahrscheinlich eingestuft.

Zur Gewährleistung eines sicheren Weiterbetriebs wurde ein Reparaturkonzept erarbeitet sowie wirksame Maßnahmen zur Minimierung der Schadensursachen umgesetzt. Dies beinhaltet im Wesentlichen folgende Punkte:

- Mechanische Rohrbodenreinigung
- Verschließen aller Rohre mit volumetrischen Anzeigen mit  $\geq 30$  % WDS durch Walzstopfen
- Verschließen aller Rohre mit linearen Anzeigen (unabhängig von der WDS) durch Füll- und Walzstopfen
- Minimierung von Kondensatorleckagen durch Verschließen von Kondensatorrohren und Festlegung von Kriterien für zu ergreifende Maßnahmen während des nächsten Betriebszyklus bei Detektion von Kondensatorleckagen.
- Einstellung der Sauerstoffdosierung in den Zwischenüberhitzern und verstärkte Überwachung des Eisenoxideintrags
- Verkürzung des Rückspülintervalls des Elektromagnetfilters im WDKL
- Durchführung einer erneuten 100 %-WSP aller vier DE im Bereich des Rohrbodens bis zum 1. Abstandhalter bei dem nächsten Brennelement-Wechsel

Der Nachweis der Integrität der DE- Heizrohre wurden anhand von bruchmechanischen Analysen geführt:

- Im Betriebszyklus 2017/2018 war auch bei den Anzeigen mit der größten WDS und Umfangserstreckung unter abdeckenden Belastungen aus dem bestimmungsgemäßen Betrieb und unter Störfallbelastungen noch ein ausreichendes Resttragvermögen vorhanden.
- Eine integrale WDS von bis zu 80 % bei abdeckender Störfallbelastung noch nicht zu einem Versagen des Heizrohres in Form eines Lecks oder Bruchs führt.

- Für einen unterstellten Wanddurchriss ausgehend von einem DE-Heizrohr mit 70 % integraler WDS wurde Leck-vor-Bruch bis zu folgenden unterstellten Durchrisslängen nachgewiesen:
  - a.) Für abdeckende Belastungen des bestimmungsgemäßen Betriebs: Wanddurchriss mit einer Risslänge von 14,0 mm (82° Umfangswinkel)
  - b.) Für abdeckende Störfallbelastungen (einschließlich des anomalen Betriebs): Wanddurchriss mit einer Risslänge von 9,4 mm (55° Umfangswinkel)

Durch die Aktivitätsüberwachung ist sichergestellt, dass bereits deutlich kleinere Lecks mit Sicherheit detektiert werden, so dass in solch einem Fall die Anlage geplant abgefahren werden kann.

Der Einfluss der volumetrischen Anzeigen von unter 30% WDS in den nicht verschlossenen HR auf das Tragvermögen, kann als vernachlässigbar gering eingestuft werden. Aufgrund der Spannungsverhältnisse in diesem Anzeigenbereich ist eine mögliche Initiierung von Spannungsrisskorrosion ausgehend von einer solchen Korrosionsmulde gering einzustufen. Sollten sich an diesen Stellen dennoch Risse infolge Spannungsrisskorrosion bilden, wäre aufgrund der dominierenden Umfangsspannungen dann mit der Bildung von axial orientierten Rissen zu rechnen. Ein derartiges Szenario wurde bereits in der RSK Stellungnahme [19] betrachtet und ein Weiterbetrieb bis zur nächsten Revision als zulässig eingestuft sofern die Empfehlungen aus der RSK Stellungnahmen [20] umgesetzt sind. Dies ist mit den o. g. Maßnahmen sichergestellt.

Sowohl die in der Revision 2018 durchgeführten zerstörungsfreien Prüfungen als auch die radiochemischen Aktivitätsmessungen in Verbindung mit den bruchmechanischen Analysen haben die Integrität der Dampferzeugerheizrohre als Barriere zwischen Primär- und Sekundärseite bestätigt.

Somit ist der Nachweis der Integrität und von Leck-vor-Bruch, der in Betrieb befindlichen HR, weiterhin erbracht. Ein gesicherter Weiterbetrieb bis zur Revision 2019 ist gewährleistet.

## 7 Referenzierte Unterlagen

- [1] Dokumentation der Fa. Framatome „Wiederkehrende Prüfung, Ablagerungsmessung“ JEA30.7, WSM05/18
- [2] Arbeitsbericht Framatome D02-ARV-01-133-781  
Arbeitsbericht zur sekundärseitigen Rohrbodenreinigung und visuellen Inspektion der Dampferzeuger Rohrböden JEA 10/20/30/40 im KKW GKN2, FGF IGBSO, 2018-10-09, Rev. A.
- [3] Ergebnisbericht AREVA D02-ARV-01-116-406, Rev. A  
Zusammenfassung der Wirbelstromprüfungen an DE Heizrohren in GKN-II während der Revision 2017.
- [4] ██████████ GKN II - Revision 2018, Befunde an DE-Heizrohren, TOP 6, Prüfumfang der Wirbelstromprüfung an den Dampferzeugern DE10-40, Präsentation, 18.09.2018.
- [5] ██████████ GKN II - Revision 2018, Befunde an DE-Heizrohren, TOP 5, Ergebnisse Hide-out-return Messung (HOR), Präsentation, 18.09.2018.
- [6] Arbeitsbericht GKN LZU-2018-009  
Integritätsnachweis der Dampferzeugerheizrohre GKN II anhand betrieblicher und radiochemischer Messungen während des 35. Zyklus 2017/2018, 19.09.2018.
- [7] Bericht Framatome D02-ARV-01-134-628, Rev. A  
DE-Heizrohre: Schädigungsmechanismus und Übertragbarkeitsbetrachtungen zu bisher vorliegenden Betriebserfahrungen.
- [8] Bericht AMTEC MQ/2018/11  
GKN II Qualitätsnachweis für die Dampferzeuger Heizrohre, in Arbeit.
- [9] Bericht FEG 03058-DD0001  
Beanspruchungsanalyse der DE-Heizrohre unter Berücksichtigung von thermischen Belastungen, in Arbeit.
- [10] Ergebnisdokumentation MPA Universität Stuttgart 9036034000/Dr. Stk: Elastisch-plastische FE-Analyse des Verformungs- und Tragverhaltens von DE-Heizrohren, 10.10.2018.
- [11] Sachstandsbericht GKN LNMQ/18/09  
ME 04/2018 – Plausibilität ausreichender Restwandstärke, 21.09.2018.
- [12] Arbeitsbericht KWU RT213/86/169  
DE-Heizrohre –Integritätsnachweis unter betrieblichen Belastungen und Ermüdungsbetrachtung
- [13] Arbeitsbericht KWU RT214/86/062  
DE-Heizrohre –Integritätsnachweis unter den kombinierten Belastungen aus SEB+FDL-Leck
- [14] Arenz, R.: Integritätsabsicherung von Dampferzeuger-Heizrohren für DWR-Anlagen unter besonderer Berücksichtigung von Schädigungen durch Spannungsrisskorrosion. Bericht der Fa. AREVA auf der 86. Sitzung des RSK-Ausschusses „Druckführende Komponenten und Werkstoffe“ am 08.Okt. 2008 bei der MPA Stuttgart.
- [15] Staehle, Roger W., Jeffrey A. Gorman: PROGRESS IN UNDERSTANDING AND MITIGATING CORROSION ON THE SECONDARY SIDE IN PWR STEAM GENERATORS. EnvDeg, 2001
- [16] KTA 3201.1: Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren. Teil 1: Werkstoffe und Erzeugnisformen. Fassung 2017-11.

- [17] KTA 3201.2: Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren. Teil 2: Auslegung, Konstruktion und Berechnung. Fassung 2017-11.
- [18] KTA 3206: Nachweise zum Bruchausschluss für druckführende Komponenten in Kernkraftwerken. Fassung 2017-11.
- [19] RSK Stellungnahme vom 03.05.2012: Zu unterstellende Leckagen an Dampferzeuger (DE)-Heizrohren Mehrfachrohrbruch/Lecköffnung wanddickengeschwächter DE-Heizrohre.
- [20] RSK Stellungnahme vom 15.07.2010: Schäden an Dampferzeuger(DE)-Heizrohren durch Spannungsrissskorrosion – Ursache und Nachweis.
- [21] BMU-Vorhaben 3610R01385: Schädigungsmechanische Modellierung des Resttragvermögens von geschädigten Dampferzeugerheizrohren. Abschlussbericht, Juli 2013
- [22] XXXXXXXXXX Numerische Ermittlung des Resttragverhaltens von rissbehafteten Dampferzeugerheizrohren. Studienarbeit, IMWF Universität Stuttgart, 15.11.2017.

Anlage 1 Liste der linearen Anzeigen im Dampferzeuger JEA20 und JEA40

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>		Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>		Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
				[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]				
						automatische Auswertung		manuelle Auswertung					
						[mm]	[mm]	[mm]	[mm]		[%]	[mm]	
1	20	28	36	TTS-HL	2,35	3,56	-1,21	1,74	0,61	SCI	<20	12,3	
2	20	28	38	TTS-HL	2,63	3,05	-0,42	1,74	0,89	SCI	18	8,2	
3	20	28	78	TTS-HL	3,28	4,32	-1,04	2,57	0,71	MCI	80	29,87	
4	20	28	80	TTS-HL	3,29	3,56	-0,27	2,63	0,66	MCI	88	58,57	
5	20	28	82	TTS-HL	3,19	3,56	-0,37	2,19	1,00	SCI	72	11,13	
6	20	29	75	TTS-HL	3,87	2,54	1,33	1,31	2,56	MCI	66	11,22	
										SCI	<20	12,41	
7	20	30	40	TTS-HL	2,3	3,05	-0,75	1,31	0,99	SCI	26	17,57	
8	20	30	50	TTS-HL	2,47	3,05	-0,58	1,31	1,16	SCI	37	11,13	
9	20	30	70	TTS-HL	3,49	1,78	1,71	1,75	1,74	SCI	56	23,43	
10	20	30	80	TTS-HL	3,45	3,81	-0,36	2,62	0,83	MCI	58	68,53	
11	20	32	40	TTS-HL	2,5	1,78	0,72	0,87	1,63	SCI	22	14,64	
12	20	32	70	TTS-HL	3,61	3,56	0,05	2,62	0,99	MCI	66	28,7	



lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>		Position bezogen auf obere Einwalkante <sup>3)</sup>		Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
						automatische Auswertung	manuelle Auswertung						
				[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]			[%]	[mm]	
13	20	32	80	TTS-HL	3,85	4,32	-0,47	2,58	1,27	MCI	52	28,11	
14	20	33	35	TTS-HL	2,53	3,05	-0,52	1,30	1,23	SCI	34	10,04	
										SCI	18	13	
15	20	34	40	TTS-HL	3,85	1,78	2,07	0,87	2,98	SCI	54	7,61	
16	20	18	24	TTS-HL	2,19	2,29	-0,10	1,30	0,89	MCI	46	15,81	
17	20	19	23	TTS-HL	5,41	3,56	1,85	2,17	3,24	SCI	62	11,71	
18	20	19	27	TTS-HL	3,95	2,54	1,41	1,30	2,65	MCI	49	15,23	
19	20	19	29	TTS-HL	4,65	3,56	1,09	1,73	2,92	MCI	68	24,01	
20	20	19	33	TTS-HL	4,03	1,27	2,76	0,87	3,16	SCI	82	14,64	
21	20	20	22	TTS-HL	-2,21	3,05		1,74		MCI	54	21,09	
22	20	20	26	TTS-HL	3,87	2,29	1,58	0,87	3,00	MCI	74	16,4	
										SCI	<20	12,3	
23	20	20	28	TTS-HL	4,47	3,81	0,66	2,60	1,87	MCI	54	12,89	
24	20	20	30	TTS-HL	3,8	3,81	-0,01	2,17	1,63	MCI	49	22,84	
25	20	20	32	TTS-HL	5,07	3,56	1,51	2,17	2,90	SCI	72	11,13	

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>		Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>		Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
						automatische Auswertung	manuelle Auswertung						
					[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]		[%]	[mm]	
										MCI	69	9,37	
										SCI	<20	14,64	
26	20	21	23	TTS-HL	6,19	4,32	1,87	2,60	3,59	MCI	37	21,09	
27	20	21	29	TTS-HL	3,12	2,54	0,58	1,30	1,82	MCI	46	23,43	
28	20	21	31	TTS-HL	2,46	3,56	-1,10	2,17	0,29	SCI	43	22,26	
29	20	21	33	TTS-HL	2,78	3,56	-0,78	1,74	1,04	MCI	77	15,81	
										MCI	19	9,37	
30	20	22	24	TTS-HL	3,65	1,78	1,87	0,87	2,78	SCI	7	8,79	
31	20	22	32	TTS-HL	2,93	2,54	0,39	1,31	1,62	MCI	7	13,47	
32	20	23	37	TTS-HL	5,8	1,78	4,02	1,30	4,50	MCI	87	38,66	
33	20	24	26	TTS-HL	1,98	0,51	1,47	0,43	1,55	MCI	80	17,57	
34	20	24	34	TTS-HL	4,41	0,76	3,65	2,17	2,24	MCI	71	15,23	
35	20	24	36	TTS-HL	4,59	1,27	3,32	0,87	3,72	MCI	17	22,84	
36	20	24	38	TTS-HL	2,66	3,05	-0,39	1,31	1,35	SCI	60	12,89	
37	20	25	29	TTS-HL	7,32	3,81	3,51	2,17	5,15	SCI	58	14,06	

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
				[mm]		[mm]	[mm]	[mm]	[mm]				
						automatische Auswertung		manuelle Auswertung					
						[mm]	[mm]	[mm]	[mm]		[%]	[mm]	
38	20	25	31	TTS-HL	2,89	3,81	-0,92	2,17	0,72	MCI	73	18,74	
										MCI	40	11,13	
39	20	25	37	TTS-HL	3,14	2,54	0,60	1,30	1,84	SCI	45	8,2	
40	20	25	81	TTS-HL	2,66	2,79	-0,13	2,18	0,48	MCI	<20	17,57	
41	20	25	83	TTS-HL	3,35	3,81	-0,46	2,62	0,73	MCI	56	16,99	
42	20	26	32	TTS-HL	2,87	3,56	-0,69	1,74	1,13	MCI	24	23,43	
										MCI	13	11,71	
										SCI	24	6,44	
43	20	26	36	TTS-HL	2,63	2,29	0,34	1,31	1,32	SCI	<20	8,79	
44	20	26	38	TTS-HL	2,68	3,56	-0,88	1,74	0,94	MCI	51	31,63	
45	20	26	82	TTS-HL	3,43	3,56	-0,13	2,18	1,25	MCI	84	24,01	
46	20	27	33	TTS-HL	4,1	3,05	1,05	1,30	2,80	MCI	91	38,66	
47	20	27	79	TTS-HL	2,34	3,05	-0,71	1,75	0,59	SCI	56	4,69	
										SCI	56	11,13	
48	20	27	83	TTS-HL	3,87	3,81	0,06	2,19	1,68	SCI	83	16,4	

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
				[mm]		[mm]	[mm]	[mm]	[mm]				
						automatische Auswertung		manuelle Auswertung					
49	20	29	39	TTS-HL	2,76	2,54	0,22	1,31	1,45	SCI	65	18,16	
50	20	29	79	TTS-HL	3,19	4,32	-1,13	2,62	0,57	MCI	86	33,39	
										MCI	<20	15,23	
51	20	29	81	TTS-HL	2,73	3,81	-1,08	2,62	0,11	MCI	52	34,56	
52	20	30	34	TTS-HL	6,8	2,54	4,26	1,30	5,50	SCI	80	7,03	
										SCI	80	14,06	
53	20	30	36	TTS-HL	2,42	2,54	-0,12	1,74	0,68	MCI	75	21,09	
										SCI	29	4,1	
54	20	30	68	TTS-HL	4,45	1,78	2,67	0,44	4,01	SCI	36	6,44	
55	20	30	78	TTS-HL	5,47	4,32	1,15	2,18	3,29	MCI	84	28,7	
56	20	31	33	TTS-HL	2,29	0,51	1,78	0,43	1,86	SCI	NDF	---	XP nicht bestätigt durch MRPC
57	20	31	47	TTS-HL	6,32	2,54	3,78	1,31	5,01	SCI	44	4,1	
										SCI	24	3,54	
58	20	31	69	TTS-HL	3,78	3,56	0,22	2,18	1,60	MCI	55	27,53	

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>		Position bezogen auf obere Einwalkante <sup>3)</sup>		Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
						automatische Auswertung	manuelle Auswertung						
				[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]		[%]	[mm]		
59	20	31	73	TTS-HL	3,01	1,78	1,23	1,31	1,70	MCI	53	15,81	
60	20	31	77	TTS-HL	2,98	3,56	-0,58	2,19	0,79	MCI	64	14,06	
61	20	31	79	TTS-HL	2,91	3,81	-0,90	2,62	0,29	SCI	<20	11,13	
										MCI	<20	26,36	
62	20	32	34	TTS-HL	2,1	1,78	0,32	0,87	1,23	MCI	17	16,54	
63	20	32	36	TTS-HL	3,79	2,29	1,50	1,31	2,48	MCI	80	16,4	
64	20	32	38	TTS-HL	5,21	1,27	3,94	0,87	4,34	MCI	53	11,22	
65	20	32	48	TTS-HL	4,37	3,81	0,56	1,75	2,62	SCI	30	7,03	
66	20	32	58	TTS-HL	6,59	4,32	2,27	2,18	4,41	MCI	74	24,01	
67	20	32	66	TTS-HL	7,39	1,78	5,61	0,87	6,52	SCI	55	5,27	
										SCI	45	4,1	
										SCI	34	4,69	
										MCI	49	7,61	
68	20	32	74	TTS-HL	5,13	2,29	2,84	1,31	3,82	SCI	44	9,96	
69	20	32	78	TTS-HL	2,36	3,81	-1,45	1,75	0,61	SCI	83	15,23	

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
				[mm]		[mm]	[mm]	[mm]	[mm]				
						automatische Auswertung		manuelle Auswertung					
70	20	33	49	TTS-HL	2,89	2,54	0,35	1,31	1,58	SCI	43	10,54	
										MCI	39	13	
71	20	33	51	TTS-HL	3,79	3,05	0,74	1,75	2,04	SCI	28	10,54	
72	20	33	77	TTS-HL	7,92	3,81	4,11	2,19	5,73	MCI	64	18,16	
73	20	33	79	TTS-HL	4,81	3,81	1,00	2,62	2,19	MCI	<20	14,06	
										MCI	<20	18,74	
74	20	34	34	TTS-HL	1,38	0,00	1,38	0,43	0,95	SCI	NDF	---	XP nicht bestätigt durch MRPC
75	20	34	36	TTS-HL	3,89	2,54	1,35	1,31	2,58	MCI	63	16,99	
76	20	34	72	TTS-HL	4,45	2,29	2,16	1,75	2,70	MCI	53	13,47	
										MCI	49	17,57	
77	20	34	78	TTS-HL	2,69	3,56	-0,87	1,74	0,95	SCI	39	12,3	
78	20	36	72	TTS-HL	4,41	2,54	1,87	2,19	2,22	MCI	26	9,96	
										SCI	<20	3,51	
79	20	37	71	TTS-HL	6,52	3,56	2,96	2,18	4,34	SCI	26	16,99	

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>		Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>		Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
						automatische Auswertung	manuelle Auswertung						
					[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]		[%]	[mm]	
										MCI	13	9,96	
80	20	39	69	TTS-HL	5,98	3,56	2,42	2,19	3,79	MCI	84	49,79	
81	20	40	68	TTS-HL	4,79	3,56	1,23	1,75	3,04	MCI	40	24,01	
82	20	40	72	TTS-HL	3,38	2,54	0,84	2,18	1,20	MCI	44	14,64	
83	20	41	69	TTS-HL	4,27	3,56	0,71	1,75	2,52	MCI	88	14,64	
										SCI	<20	5,27	
84	20	42	62	TTS-HL	7,41	2,29	5,12	0,87	6,54	SCI	<20	7,61	
85	20	42	64	TTS-HL	6,23	2,29	3,94	1,31	4,92	MCI	78	34,56	
86	20	42	68	TTS-HL	3,74	4,83	-1,09	2,63	1,11	MCI	47	14,06	
87	20	43	53	TTS-HL	3,37	1,78	1,59	0,88	2,49	MCI	59	21,67	
88	20	43	69	TTS-HL	3,58	3,05	0,53	2,19	1,39	SCI	36	14,4	
89	20	21	25	TTS-HL	3,06	4,32	-1,26	0,87	2,19	SCI	36	12,89	
90	20	23	31	TTS-HL	6,05	2,54	3,51	1,31	4,74	SCI	36	4,69	
										SCI	28	3,51	
										SCI	35	2,93	

lfd. Nr.	DE	Row	Col	Position bezogen auf TTS aus MRPC-Plot		Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Relative Position <sup>2)</sup>	Position bezogen auf obere Einwalzkante <sup>3)</sup>	Anzeigentyp	WDS <sup>1)</sup>	Länge	Bemerkung
				[mm]		[mm]	[mm]	[mm]	[mm]				
						automatische Auswertung		manuelle Auswertung					
91	20	25	33	TTS-HL	2,75	3,05	-0,30	1,31	1,44	MCI	41	30,46	
92	20	30	46	TTS-HL	4,05	1,78	2,27	0,87	3,18	MCI	<10	13,47	
93	20	30	56	TTS-HL	6,05	3,56	2,49	2,18	3,87	MCI	28	13,94	
94	20	32	44	TTS-HL	6,6	2,54	4,06	1,31	5,29	SCI	22	5,86	
										SCI	22	5,27	
95	20	32	68	TTS-HL	4,2	4,32	-0,12	2,62	1,58	MCI	54	26,94	
96	20	34	52	TTS-HL	2,8	2,54	0,26	1,75	1,05	SCI	36	16,99	
97	20	34	70	TTS-HL	4	4,06	-0,06	2,18	1,82	MCI	51	26,36	
98	20	35	77	TTS-HL	3,8	3,56	0,24	2,18	1,62	SCI	37	8,71	
99	20	40	42	TTS-HL	4,2	0,76	3,44	0,44	3,76	SCI	31	20,5	
100	40	15	69	TTS-HL	0	keine Daten		keine Daten		SCI	51	14,18	
101	40	14	38	TTS-HL	0	keine Daten		keine Daten		SCI	19	26,58	

1.) Maximale lokale Wanddickenschwächung

2.) Relative Position der oberen Einwalzkante bezogen auf TTS (s. Erläuterung zu TTS in Abschnitt 2.1.3.2)

3.) Positive Werte bedeuten, dass sich Anzeigen oberhalb der Einwalzkante befinden