

**Bewertung der
Wirksamkeit des
Alterungsmanagements
von technischen
Einrichtungen in
deutschen Kernkraft-
werken**

Abschlussbericht zum Vorhaben
3608R01314

Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanage- ments von technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken

Abschlussbericht zum
Vorhaben 3608R01314

F. Michel
M. Elmas
U. Jendrich
H. Reck
D. Sayar
B. Schneider
R. Wenke

Oktober 2010

Auftrags-Nr.: 855502

Anmerkung:

Das diesem Bericht zu Grunde liegende FE-Vorhaben 3608R01314 wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Auftragnehmer.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung des Auftragnehmers wieder und muss nicht mit der Meinung des Auftraggebers übereinstimmen.

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Betriebszeiten von Kernkraftwerken kommt dem Alterungsmanagement der eingesetzten technischen Einrichtungen eine wichtige Rolle zu. Übergeordnete Zielsetzung des Vorhabens war es, die fachlichen Entscheidungsgrundlagen zur bundeseinheitlichen Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements in deutschen Kernkraftwerken methodisch weiterzuentwickeln und eine aktuelle, anlagenübergreifende Bewertung der Wirksamkeit des in deutschen Anlagen für sicherheitstechnisch bedeutsame technische Einrichtungen implementierten Alterungsmanagements vorzunehmen. Hierzu wurden die neuere Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken ausgewertet, die technischen Grundlagen durch Auswertung der Betriebserfahrung in ausländischen Kernkraftwerken und Analyse des Standes von Wissenschaft und Technik zu ausgewählten Schädigungsmechanismen erweitert, Berichte der Betreiber zum Alterungsmanagement anlagenübergreifend ausgewertet, Vorschläge zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen erarbeitet und relevante aktuelle Aktivitäten internationaler Organisationen zusammengestellt.

Die Ergebnisse der Auswertung der Betriebserfahrung zeigen, dass die eingeleiteten Maßnahmen zur Erkennung, Verfolgung und Beherrschung sicherheitstechnisch bedeutsamer alterungsbedingter Veränderungen an technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken bislang weitgehend wirksam sind. Die vergleichende Auswertung eines repräsentativen Querschnitts neuerer Betreiberberichte zum Alterungsmanagement ergab insbesondere Unterschiede in der Art und Tiefe der Darstellung. Anhaltspunkte für Defizite beim Alterungsmanagement der technischen Einrichtungen ergaben sich dabei nicht. Zur zukünftigen, bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen ist aus Sicht der GRS vor allem die Bewertung der nach KTA 1403 zum Alterungsmanagement zu erstellenden Berichte geeignet. Als ergänzende Ansätze werden die anlagenübergreifende Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen, Detailprüfungen zur Umsetzung des Alterungsmanagements in den Anlagen sowie die Spiegelung der Vorgehensweisen an Ergebnissen aus neueren internationalen Projekten gesehen.

Abstract

Against the background of the growing operational age of nuclear power plants, the ageing management of the systems, structures and components (SSCs) used in these plants is gaining an important role. The overriding objective of the project was to further develop the technical decision basis for a standardised national assessment of the effectiveness of ageing management in German nuclear power plants from a methodical point of view and to carry out an up-to-date generic assessment of the effectiveness of the ageing management systems implemented in German plants for safety-relevant SSCs. For this purpose, recent operating experience with regard to the ageing management of SSCs in German nuclear power plants was evaluated and the technical basis expanded by evaluating the operating experience of foreign nuclear power plants and analysing the state of the art in science and technology with respect to selected degradation mechanisms; furthermore, licensee reports on ageing management were assessed from a generic point of view, proposals elaborated for a standardised national assessment of the ageing management of SSCs, and relevant current activities of international organisations were compiled.

The results of the evaluation of operating experience show that the measures that have been initiated to detect, monitor and control safety-relevant ageing-induced changes in SSCs in German nuclear power plants have so far proved to be effective. The comparative evaluation of a representative cross-section of recent licensee reports on ageing management showed in particular differences in the kind and detail of representation. There were no indications of any deficits in the ageing management of the SSCs. For the future standardised national assessment of the ageing management of SSCs, GRS considers above all the assessment according to KTA 1403 regarding the reports to be prepared on ageing management as suitable. Supplementary approaches are seen to be the generic evaluation of operating experience with the ageing behaviour of SSCs, detailed examinations of the implementation of ageing management systems in the plants, and the reflection of the approaches on the results of recent international projects.

Gliederung

Kurzfassung / Abstract

1	Veranlassung, Zielsetzung und Vorgehensweise	1
2	Charakterisierung der Ausgangssituation.....	3
3	Durchgeführte Arbeiten.....	5
3.1	Trendanalysen zu alterungsbedingten meldepflichtigen Ereignissen in deutschen Anlagen	5
3.1.1	Passive maschinentechnische Einrichtungen	6
3.1.2	Aktive maschinentechnische Einrichtungen	23
3.1.3	Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik.....	29
3.2	Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in ausländischen Anlagen	34
3.2.1	Alterungsschwerpunkte beim Langzeitbetrieb ausländischer KKW	34
3.2.2	Alterungsverhalten passiver maschinentechnischer Einrichtungen	35
3.2.3	Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung zur Kabelalterung	43
3.2.4	Betriebserfahrung mit Linern aus Stahlblech.....	46
3.3	Beschreibung des Standes von Wissenschaft und Technik zu ausgewählten Schädigungsmechanismen / -phänomenen und ihrer Beherrschung	48
3.3.1	Korrosionsgestützte Rissbildung an passiven maschinentechnischen Komponenten aus Nickellegierungen.....	49
3.3.2	Vorgehensweise bei der Beherrschung von Kabelalterung	52
3.3.3	Alterungsmanagement von Sicherheitsbehältern aus Beton	57
3.4	Fortschreibung der anlagenübergreifende Auswertung der Berichte der Betreiber zum Alterungsmanagement.....	58
3.4.1	Ausgewertete Berichte.....	58
3.4.2	Vorgehensweise bei der anlagenübergreifenden Auswertung.....	60
3.4.3	Ergebnisse der Auswertung	61

3.5	Erarbeitung von Vorschlägen zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen	64
3.5.1	Technische Grundlagen und regulatorische Anforderungen	64
3.5.2	Vorschläge für ein Gesamtkonzept zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen.....	66
3.5.3	Schlussfolgerungen für weiterführende Arbeiten.....	72
3.6	Aktuelle Aktivitäten internationaler Organisationen	73
3.6.1	Fortführung der OECD-Projekte „OPDE“ und „SCAP“	73
3.6.2	IAEA Extrabudgetary Programme IGALL	77
3.6.3	International Forum for Reactor Aging Management (IFRAM)	78
4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	81
5	Literatur- und Quellenverzeichnis	87

Anhänge

- Anhang A** Zusammenstellung ausgewählter Ergebnisse der Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten passiver maschinentechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken auf Basis meldepflichtiger Ereignisse
- Anhang B** Zusammenstellung ausgewählter Ergebnisse der Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten aktiver maschinentechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken auf Basis meldepflichtiger Ereignisse
- Anhang C** Nickellegierungen in Leichtwasserreaktoren: Einsatz und Schädigung durch interkristalline Spannungsrisskorrosion (ISpRK)

Verteiler

1 **Veranlassung, Zielsetzung und Vorgehensweise**

Vor dem Hintergrund zunehmender Betriebszeiten und damit verbundener technischer, ökonomischer, organisatorischer und regulatorischer Fragen werden Alterungsaspekte von Kernkraftwerken seit den 90er Jahren weltweit verstärkt diskutiert. In Deutschland waren Fragen des Alterungsmanagements in den letzten Jahren Gegenstand vielfältiger Aktivitäten und intensiver Diskussionen auf Seiten der Kernkraftwerksbetreiber und Hersteller sowie der zuständigen Behörden und Sachverständigenorganisationen.

Seit Mitte der 90er Jahre hat sich die GRS im Auftrag des BMU im Rahmen der Vorhaben SR 2223 /GRS 98/, SR 2319 /GRS 01/ und SR 2423 /GRS 03/ systematisch mit verschiedenen Aspekten des Alterungsmanagements in Kernkraftwerken beschäftigt. Insbesondere wurden die technischen Grundlagen zur anlagenübergreifenden Bewertung der Auswirkungen der physikalischen Alterung der in Kernkraftwerken eingesetzten technischen Einrichtungen auf die Sicherheit der Anlagen erarbeitet.

Das BMU misst einem einheitlichen Verfahren zum Alterungsmanagement in deutschen Kernkraftwerken große Bedeutung bei. Gesamtzielsetzung des Vorhabens war es, die fachlichen Entscheidungsgrundlagen zur bundeseinheitlichen Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements methodisch weiterzuentwickeln und eine aktuelle, anlagenübergreifende Bewertung der Wirksamkeit des in deutschen Anlagen für sicherheitstechnisch bedeutsame technische Einrichtungen implementierten Alterungsmanagements vorzunehmen. Hierzu sollten die folgenden Arbeiten durchgeführt werden:

- Anlagenübergreifende Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen und ausländischen Kernkraftwerken,
- Beschreibung des Standes von Wissenschaft und Technik zu ausgewählten Schädigungsmechanismen bzw. -phänomenen und ihrer Beherrschung,
- Fortschreibung der anlagenübergreifenden Auswertung der Berichte der Betreiber zum Alterungsmanagement,
- Erarbeitung von Vorschlägen zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen.

Zur Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden zwei Projektgespräche durchgeführt. Bei dem ersten Projektgespräch am 22.01.2009 beim BfS in Salzgitter wurden erste

Arbeitsergebnisse vorgestellt und die weitere Vorgehensweise abgestimmt. Das zweite Projektgespräch, welches am 20.05.2010 bei der GRS in Köln durchgeführt wurde, diente insbesondere der Vorstellung und Diskussion von Arbeitsergebnissen. Darüber hinaus wurde beschlossen, die vertraglich vereinbarten Arbeiten zur Abrundung des Vorhabens um die Zusammenstellung aktueller Aktivitäten internationaler Organisationen zu erweitern.

Um eine möglichst umfassende und aktuelle Darstellung des Themas „Alterungsmanagement technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken“ sicherzustellen, wurden auch Arbeitsergebnisse herangezogen und weiterverarbeitet, die in anderen Vorhaben anfielen. Insbesondere sind das die laufenden Vorhaben 3609R01320 und 3609R01700, einschließlich entsprechender Vorläufervorhaben, sowie das Vorhaben 3608R01332.

Ausgehend von einer Charakterisierung der Ausgangssituation in **Kapitel 2** werden die durchgeführten Arbeiten in **Kapitel 3** beschrieben. In **Kapitel 4** werden die Ergebnisse zusammengefasst und es werden Schlussfolgerungen hinsichtlich der Wirksamkeit des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken, der bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements und hierzu erforderlicher weiterführender Arbeiten gezogen. Zusätzliche Informationen enthalten die **Anhänge A-C**.

2 Charakterisierung der Ausgangssituation

Wesentliche zurückliegende Aktivitäten zum Alterungsmanagement von Kernkraftwerken in Deutschland sind in **Abb. 2-1** dargestellt. Im unteren Teil der Abbildung sind dabei die wesentlichen Vorhaben der GRS ausgewiesen.

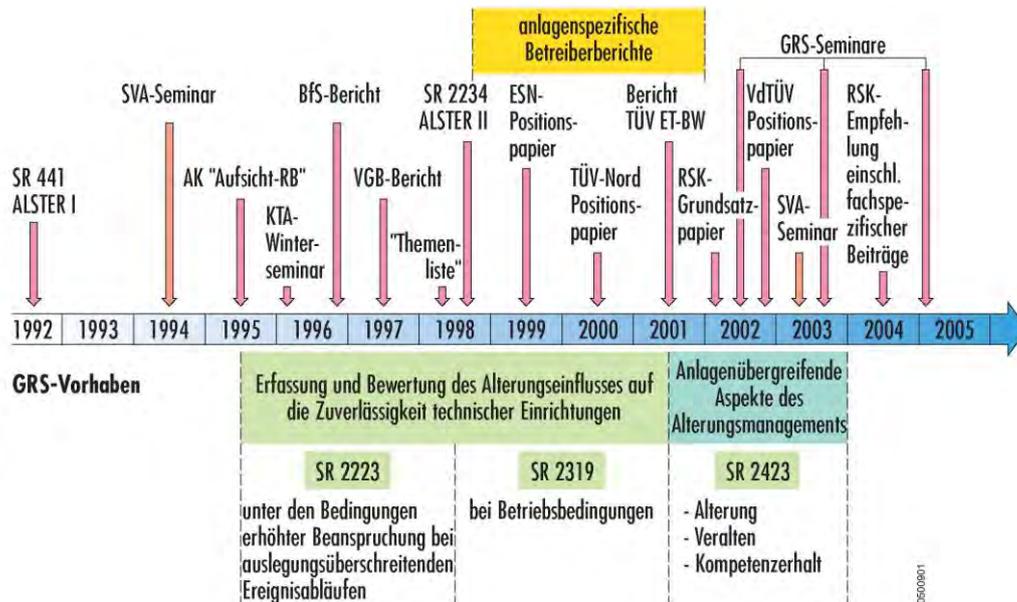


Bild 2-1 Aktivitäten zum Alterungsmanagement in Deutschland

Aspekte des Alterungsmanagements von Kernkraftwerken werden in Deutschland seit Anfang der 90er Jahre auf Seiten der Betreiber, Behörden, Gutachterorganisationen und der RSK verstärkt diskutiert und es wurden entsprechende Positionen formuliert, z. B. /VGB 97/, /BfS 98/, /RSK 02/, /VDT 02/. 2004 wurden von der RSK Empfehlungen zur „Beherrschung von Alterungsprozessen in Kernkraftwerken“ /RSK 04/ gegeben. In den genannten Papieren wird ein ganzheitlicher Ansatz verfolgt. Neben der physikalischen Alterung technischer Einrichtungen werden auch Gesichtspunkte der konzeptionellen und technologischen sowie der personellen Alterung angesprochen. Insbesondere mit dem Ziel der Konkretisierung der Empfehlungen der RSK im kerntechnischen Regelwerk wurde im Jahr 2006 mit der Erarbeitung einer KTA-Regel zum „Alterungsmanagement in Kernkraftwerken“ begonnen (vgl. **Abschnitt 3.5.1**).

Von der GRS wurden zunächst im Rahmen des Vorhabens SR 2223 /GRS 98/ Alterungseinflüsse auf die Zuverlässigkeit sicherheitsrelevanter technischer Einrichtungen unter den Bedingungen erhöhter Beanspruchungen bei auslegungsüberschreitenden Ereignisabläufen untersucht. Darauf aufbauend wurden die Untersuchungen im Rah-

men des Vorhabens SR 2319 /GRS 01/ auf Betriebsbedingungen ausgeweitet und die technischen Grundlagen zur Bewertung der Auswirkungen der physikalischen Alterung technischer Einrichtungen auf die Sicherheit der Anlagen erarbeitet. Im Rahmen des Vorhabens SR 2423 /GRS 03/ erfolgte eine Ausweitung der Untersuchungen auf die Gesichtspunkte Veralten und Kompetenzerhalt, d. h. es wurden neben dem Alterungsmanagement technischer Einrichtungen auch die technologische sowie personelle Alterungsaspekte behandelt. Die Betreiber deutscher Kernkraftwerke haben zwischen den Jahren 1998 und 2001 erstmals anlagenspezifische Berichte zum Alterungsmanagement in ihren Anlagen erstellt, die von der GRS ebenfalls im Rahmen des Vorhabens SR 2423 anlagenübergreifend ausgewertet wurden.

Im Rahmen der o. g. Vorhaben der GRS zum Alterungsmanagement wurden auch die Entwicklungen im Ausland mit verfolgt. Dem Alterungsmanagement wird in den Kernenergie betreibenden Ländern und entsprechenden internationalen Organisationen insbesondere vor dem Hintergrund zunehmender Betriebszeiten und damit verbundener konkreter technischer, wirtschaftlicher, organisatorischer und regulatorischer Fragestellungen seit den 80er Jahren zunehmend Aufmerksamkeit gewidmet. Relevante Beispiele hierfür sind

- der so genannte “Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report” der U.S. NRC zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in amerikanischen Kernkraftwerken /NUR 01/,
- der Bericht der OECD/NEA „Technical Aspects of Ageing for Long-term Operation” /NEA 02/,
- der im Auftrag der Europäischen Kommission erstellte Bericht „Safe management of NPP ageing in European Union” /CEC 02/ und
- der IAEA-Bericht “Safety Aspects of Long Term Operation of Water Moderated Reactors” /IAE 07/.

Ferner befand sich bereits vor Beginn der hier dokumentierten Arbeiten ein IAEA Safety Guide zum Alterungsmanagement von Kernkraftwerken in der Phase der Erstellung, in welchem die Erkenntnisse aus einer Reihe vorangegangener Arbeiten der IAEA, z. B. /IAE 99a-c/ als sicherheitstechnische Anforderungen zusammengefasst werden sollten.

3 Durchgeführte Arbeiten

Im Rahmen dieses Vorhabens wurden die folgenden Arbeiten durchgeführt:

- Trendanalysen zu alterungsbedingten meldepflichtigen Ereignissen in deutschen Anlagen
- Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in ausländischen Anlagen
- Beschreibung des Standes von Wissenschaft und Technik zu ausgewählten Schädigungsmechanismen / -phänomenen und ihrer Beherrschung
- Fortschreibung der anlagenübergreifenden Auswertung der Betreiberberichte zum Alterungsmanagement
- Erarbeitung von Vorschlägen zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen
- Zusammenstellung aktueller Aktivitäten internationaler Organisationen.

Die Zielsetzung dieser Arbeitspunkte, die durchgeführten Arbeiten und die erzielten Ergebnisse sind in den nachfolgenden Abschnitten zusammengefasst.

3.1 Trendanalysen zu alterungsbedingten meldepflichtigen Ereignissen in deutschen Anlagen

Zielsetzung der Arbeiten war es, das Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen Anlagen auf Grundlage meldepflichtiger Ereignisse zu analysieren und Schlussfolgerungen, insbesondere zur Wirksamkeit des Alterungsmanagements abzuleiten. Dabei sollte geprüft werden, welche neuen Erkenntnisse hinsichtlich Trends und Schädigungsschwerpunkten sich gegenüber den im Rahmen des Vorhabens SR 2424 /GRS 03/ durchgeführten Analysen, in denen die Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten bis einschließlich 2002 analysiert wurde, ergeben haben. Die Analysen wurden für die folgenden drei Komponentengruppen durchgeführt:

- Passive maschinentechnische Einrichtungen (s. **Abschnitt 3.1.1**)
- Aktive maschinentechnische Einrichtungen (s. **Abschnitt 3.1.2**)
- Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik (s. **Abschnitt 3.1.3**).

3.1.1 Passive maschinentechnische Einrichtungen

Die Untersuchungen zum Alterungsverhalten passiver maschinentechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken wurden aktualisiert und erweitert. Für druckführende Komponenten konnte dabei auf die im Vorhaben SR 2319 /GRS 01/ entwickelte und im Vorgängervorhaben SR 2423 /GRS 03/ optimierte Auswertemethodik zurückgegriffen werden. Zusätzlich wurden Daten zur Betriebserfahrung mit RDB-Einbauten und Dampferzeuger-Heizrohren in deutschen Kernkraftwerken ausgewertet /ELM 10/.

Der herangezogene Datenbestand ist in **Abschnitt 3.1.1.1** charakterisiert. In **Abschnitt 3.1.1.2** sind die wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst. Erkennbare aktuelle Schadensschwerpunkte werden vertieft diskutiert.

3.1.1.1 Charakterisierung des Datenbestands

Zu meldepflichtigen Ereignissen an passiven maschinentechnischen Einrichtungen werden von der GRS zwei Datenbanken gepflegt, die für die folgenden Auswertungen herangezogen wurden: die Datenbanken KomPass und Internals. Zusätzlich wurde uns von der Fa. AREVA eine Statistik zu verschlossenen Dampferzeuger-Heizrohren überlassen, sodass von uns auch das Alterungsverhalten von Dampferzeuger-Heizrohren in deutschen Anlagen analysiert werden konnte.

- **Datenbank KomPass**

Die Datenbank KomPass enthält Informationen zu meldepflichtigen Ereignissen an druckführenden Komponenten in deutschen Kernkraftwerken. Sie wurde bereits in Vorläufervorhaben, zuletzt im Vorhaben SR 2324 /GRS 2003/, zur Auswertung herangezogen. **Tabelle 3.1.1-1** gibt eine Übersicht zum Datenbestand der Datenbank KomPass. Seit der letztmalig mit Stand Dezember 2002 durchgeführten Auswertung sind bis zum Ende des Jahres 2009 insgesamt 210 Einträge hinzugekommen. Damit waren zum aktuellen Auswertzeitpunkt insgesamt 956 Einträge erfasst.

Zu beachten ist, dass die Anzahl der Einträge in der Datenbank KomPass nicht mit der Anzahl der gemeldeten Ereignisse identisch ist. Grund hierfür sind „Sammelmeldungen“ der Betreiber, in denen mehrere Schadensfälle, die jeweils für sich genommen meldepflichtig wären, in einer Meldung zusammengefasst sind. Bei der Datenerfassung in der Datenbank KomPass wurden diese Sammelmeldungen von uns, insbesondere

hinsichtlich der betroffenen Systeme, Schädigungsmechanismen, Nennweiten etc., in mehrere Schadensfälle aufgeteilt.

Tab. 3.1.1-1 In der Datenbank KomPass erfasste Schadensfälle an passiven druckführenden Komponenten in deutschen Anlagen mit LWR (1974–2009)

Komponente System	Anlagen mit DWR					Anlagen mit SWR				
	Rohrleitungen	Behälter	Armaturen- gehäuse	Pumpen- gehäuse	Kühler, Wär- metauscher	Rohrleitungen	Behälter	Armaturen- gehäuse	Pumpen- gehäuse	Kühler, Wär- metauscher
Nukleare Wärme- erzeugung	98 (75)	26 (24)	12 (7)	3 (3)	7 (7)	55 (51)	6 (6)	17 (3)	1 (1)	1 (1)
Nukleartechnische Hilfsanlagen	119 (73)	17 (10)	15 (7)	5 (5)	57 (48)	58 (44)	6 (3)	6 (2)	5 (4)	21 (16)
Wasser- Dampfkreislauf	49 (42)	7 (7)	13 (9)	5 (5)	9 (9)	188 (177)	6 (4)	13 (10)	1 (1)	10 (9)
Nebenkühlwasser- systeme	50 (32)	- (-)	- (-)	7 (5)	4 (3)	25 (15)	- (-)	2 (2)	5 (5)	2 (2)
Sonstige	6 (4)	2 (1)	- (-)	- (-)	4 (4)	3 (2)	1 (-)	- (-)	- (-)	9 (8)
Insgesamt: 956 (746) Ereignisse	322 (226)	52 (42)	40 (23)	20 (18)	81 (71)	329 (289)	19 (13)	38 (17)	12 (11)	43 (36)

Zu Vergleichszwecken sind in **Tabelle 3.1.1-1** in Klammern untenstehend auch die erfassten Daten aus dem Zeitraum von 1974 bis 2002 angegeben. Wie der Vergleich des Datenbestandes mit den Werten von 2002 zeigt, stellen nach wie vor Schäden an Rohrleitungen den dominierenden Anteil. Die größte Zunahme an Ereignissen ist an Rohrleitungen in DWR-Anlagen, insbesondere im Bereich der nukleartechnischen Hilfsanlagen, zu verzeichnen.

- **Datenbank Internals**

In der Datenbank Internals sind insgesamt 79 Einträge zu Schäden an RDB-Einbauten deutscher Kernkraftwerke erfasst. Davon lassen sich 54 Einträge den DWR-Anlagen und 25 Einträge den SWR-Anlagen zuordnen. Da es bezüglich der RDB-Konzepte sehr große konstruktive Unterschiede zwischen DWR- und SWR-Anlagen gibt, lassen sich keine anlagentypübergreifenden Schadensschwerpunkte feststellen. Anlagentypspezi-

fisch gibt es vor allem bei Anlagen mit DWR Schwerpunkte zu verzeichnen. Dies gilt zum einen für Brennelementzentrierstifte (32 Einträge) und zum anderen für Kernbehälter- bzw. Kernumfassungsschrauben (12 Einträge). Die übrigen Einträge betreffen insbesondere sonstige Schrauben sowie weitere Bauteile des oberen Kerngerüsts.

Bei SWR-Anlagen sind keine Schadenshäufungen an bestimmten RDB-Komponenten feststellbar. Zu den SWR-spezifischen Komponenten, an denen Ereignisse aufgetreten sind, gehören der Dampf-Wasser-Separator (5 Einträge), der Dampftrockner (5 Einträge), Steuerstabführungsrohre (4 Einträge) sowie Speisewasserverteiler und Zwangsumwälzpumpen (jeweils 3 Einträge). Unter den sonstigen Ereignissen (5 Einträge) befindet sich u. a. das Ereignis mit interkristalliner Rissbildung am Kernmantel im KKW Würgassen /WAC 98/.

- **Dampferzeugerheizrohr-Statistik**

Tabelle 3.1.1-2 gibt eine Übersicht über alle bisher von der Fa. AREVA dokumentierten Verschleißungen von Heizrohren aus Incoloy 800 in deutschen DWR-Anlagen und deren Ursache. Die Anzahl der schädigungsbedingten Heizrohrverschleißungen ist insgesamt sehr gering. Im Laufe der Betriebszeit der Anlagen sind unterschiedliche Schädigungsmechanismen aufgetreten, wobei die einzelnen Anlagengenerationen in unterschiedlichem Umfang davon betroffen waren. So war z. B. die in den 70er Jahren bei den DWR-Anlagen der ersten und zweiten Generation übliche Phosphatfahrrweise ursächlich für den Schädigungsmechanismus Wastage (Flächenkorrosion). Dieser Mechanismus beschränkt sich daher auf diese Anlagen. Von Fretting (Reibkorrosion) waren alle DWR-Generationen betroffen, überwiegend jedoch die Anlagen der Generationen zwei und drei. Das Auftreten von Spannungsrisskorrosion hingegen blieb bislang auf Anlagen der zweiten DWR-Generation beschränkt. Die durch Kavitation entstandenen Schäden wurden durch ein ungeeignetes Reinigungsverfahren verursacht.

Tab. 3.1.1-2 Übersicht zu Heizrohrverschleißungen in deutschen DWR-Anlagen (Stand: 2009), Quelle AREVA

Anlage	Inbetriebnahme der DE	DWR-Generation	Anzahl Heizrohre	Heizrohrverschleißungen	Schädigungsmechanismus							
					Wastage		Fretting			SpRK	Kav.	Sonst.
					groß	lokal	AVB	LP	SCO			
KKS	1972	1	11,972	335	315	12	2	-	-	-	-	6
KWO*	1983	1	6,020	0	-	-	-	-	-	-	-	-
KWB-A	1974	1	16,240	696	492	22	61	3	-	38	-	80
KWB-B	1976	2	16,084	116	10	11	53	6	-	3	29	4
GKN-1	1976	2	12,063	35	4	1	6	20	-	-	-	4
KKU	1978	2	16,084	121	-	31	1	14	10	62	-	3
KKG	1981	3	16,344	58	-	-	4	24	2	-	21	7
KWG	1984	3	16,344	13	-	-	3	3	7	-	-	-
KKP-2	1984	3	16,424	5	-	-	-	4	-	-	-	1
KBR	1986	3	16,344	41	-	-	-	6	29	-	-	6
KKI-2	1988	4	16,472	0	-	-	-	-	-	-	-	-
KKE	1988	4	16,472	0	-	-	-	-	-	-	-	-
GKN-2	1989	4	16,472	9	-	-	-	-	1	-	8	-

*) Ursprünglich bestanden die DE-Heizrohre aus dem Werkstoff Incoloy 600. 1983 erfolgte ein Dampferzeugeraustausch mit Werkstoffwechsel bei den Heizrohren zu Incoloy 800.
Abkürzungen: AVB-Fretting: Materialabtrag durch Reibung zwischen Dampferzeuger-Heizrohr und Haltegitter; LP-Fretting: Materialabtrag durch Reibung mit losen Gegenständen; SCO-Fretting: Materialabtrag durch Reibung an sonstigen DE-Einbauteilen; SpRK: Spannungsrisskorrosion; Kav.: Materialabtrag durch Kavitation; Sons.: Sonstiges

3.1.1.2 Analyse des Datenbestandes

Ausgewählte Ergebnisse der umfassend durchgeführten Trendanalysen zu passiven maschinentechnischen Einrichtungen auf der Basis meldepflichtiger Ereignisse sind in **Anhang 1** zusammengestellt. Als wichtigstes Ergebnis der durchgeführten Auswertungen kann – wie auch schon in den Vorgängervorhaben SR 2319 /GRS 01/ und SR 2423 /GRS 03/ – festgehalten werden, dass insgesamt keine wesentliche Zunahme von alterungsbedingten Schadensfällen mit der Betriebszeit zu verzeichnen ist. Bei verschiedenen Schädigungsmechanismen, wie z. B. der interkristallinen Spannungsrisskorrosion an austenitischen Rohrleitungen in Siedewasserreaktoranlagen und der dehnungsinduzierten Risskorrosion an ferritischen Rohrleitungen in Siedewasserreaktoranlagen, haben die eingeleiteten Maßnahmen offensichtlich gegriffen, wie sich an

Hand der entsprechenden Trends erkennen lässt (z. B. **Bilder A14 und A15 in Anhang A**). Allerdings sind verschiedene neue Schadensschwerpunkte erkennbar, insbesondere

- chloridinduzierte transkristalline Spannungsrisskorrosion an aus austenitischen Chrom-Nickel-Stählen gefertigten Bauteilen
- Schäden an Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems
- interkristalline Spannungsrisskorrosion an aus austenitischem Chrom-Nickel-Stahl gefertigten Kernbehälter- und Kernumfassungsschrauben
- interkristalline Spannungsrisskorrosion an Dampferzeuger-Heizrohren aus Incoloy 800.

Nachfolgend wird auf diese aktuellen Schadensschwerpunkte detaillierter eingegangen.

- **Chloridinduzierte transkristalline Spannungsrisskorrosion an aus austenitischen Chrom-Nickel-Stählen gefertigten Bauteilen**

Betrachtet man die Anzahl der Ereignisse an Rohrleitungen von DWR-Anlagen in Abhängigkeit des Ereignisjahres (**Bild 3.1.1-1**), so ist insbesondere seit dem Jahr 2002 – trotz konstanter bzw. abnehmender Anlagenzahl – eine tendenziell ansteigende Rate der gemeldeten Schäden, vor allem bei Rohrleitungen der Nukleartechnischen Hilfsanlagen (**Bild 3.1.1-2**) festzustellen. Zu berücksichtigen ist dabei die oben erwähnte Praxis der Sammelmeldungen und die von uns vorgenommene Aufteilung der Schadensfälle. Beispielsweise meldete das KKW Biblis-B 2007 mit einer Sammelmeldung (Block-Vork.-Nr.: 04/2007) elf beschädigte Rohrleitungen, neun davon aus dem Bereich der Nukleartechnischen Hilfsanlagen. Bei der Aufnahme in die Datenbank Kompass wurde diese Sammelmeldung, insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Nennweiten der betroffenen Rohrleitungen, in mehrere Schadensfälle aufgeteilt.

Die Untersuchung der Schadensursachen (**Bilder 3.1.1-3 und -4**) verdeutlicht, dass alterungsrelevante Ereignisse an Rohrleitungen in erster Linie korrosionsbedingt sind. Hierbei spielt die chloridinduzierte transkristalline Spannungsrisskorrosion eine dominierende Rolle. In **Bild 3.1.1-4** sind alle von 1974 bis 2009 gemeldeten Schadensfälle an druckführenden Komponenten von deutschen Anlagen mit DWR und SWR infolge

chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion dargestellt. In den letzten Jahren ist generell ein signifikanter Anstieg der Schadensrate zu erkennen.

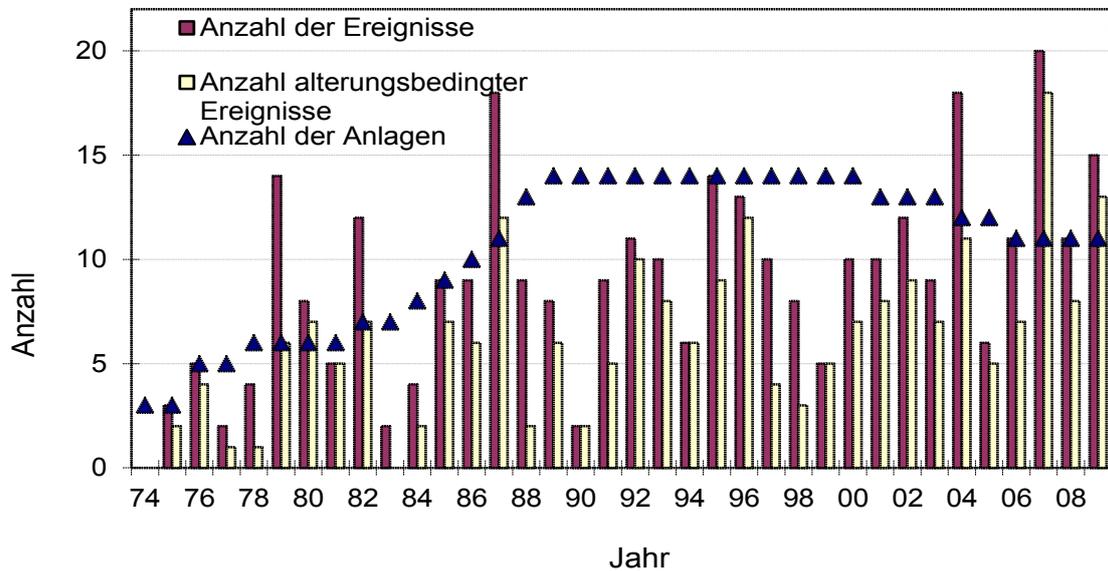


Bild 3.1.1-1 Jährlich gemeldete Fälle von Schäden an Rohrleitungen in deutschen Anlagen mit DWR (gesamter Datenbestand von 1974-2009)

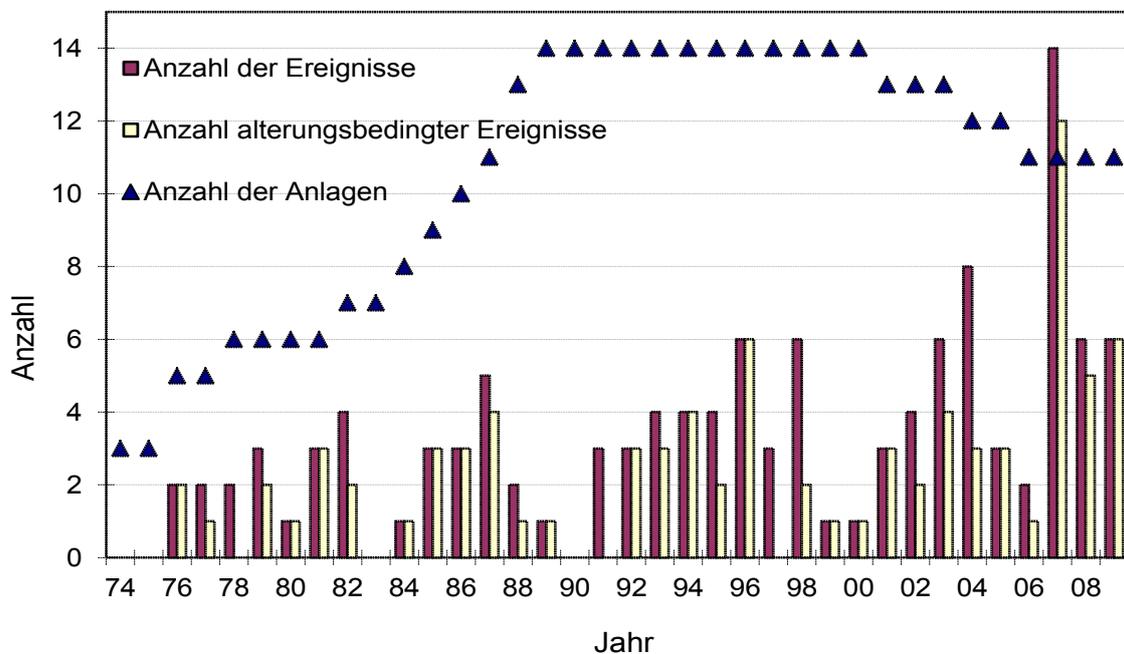


Bild 3.1.1-2 Jährlich gemeldete Fälle von Schäden an Rohrleitungen der Nuklear-technischen Hilfsanlagen in deutschen Anlagen mit DWR

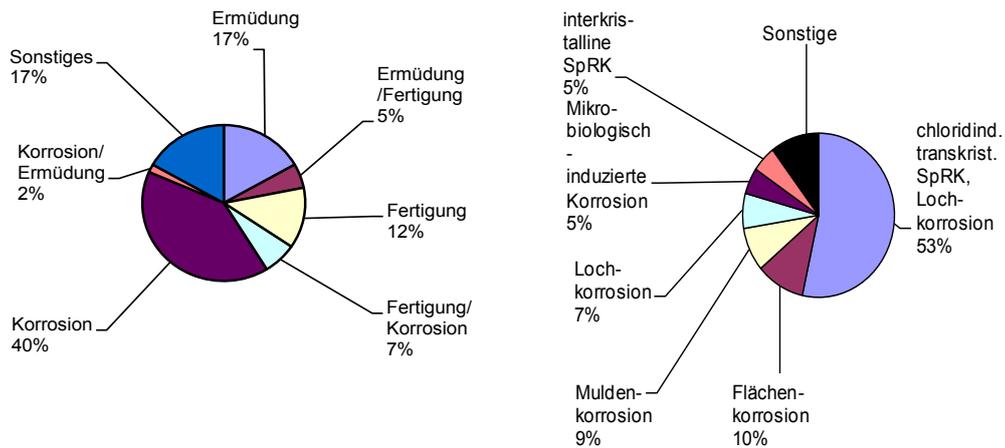


Bild 3.1.1-3 Ursachen der Schäden an Rohrleitungen der Nukleartechnischen Hilfsanlagen von deutschen Anlagen mit DWR Links: alle Ursachen, Rechts: Detaillierte Zusammensetzung der Kategorie „Korrosion“

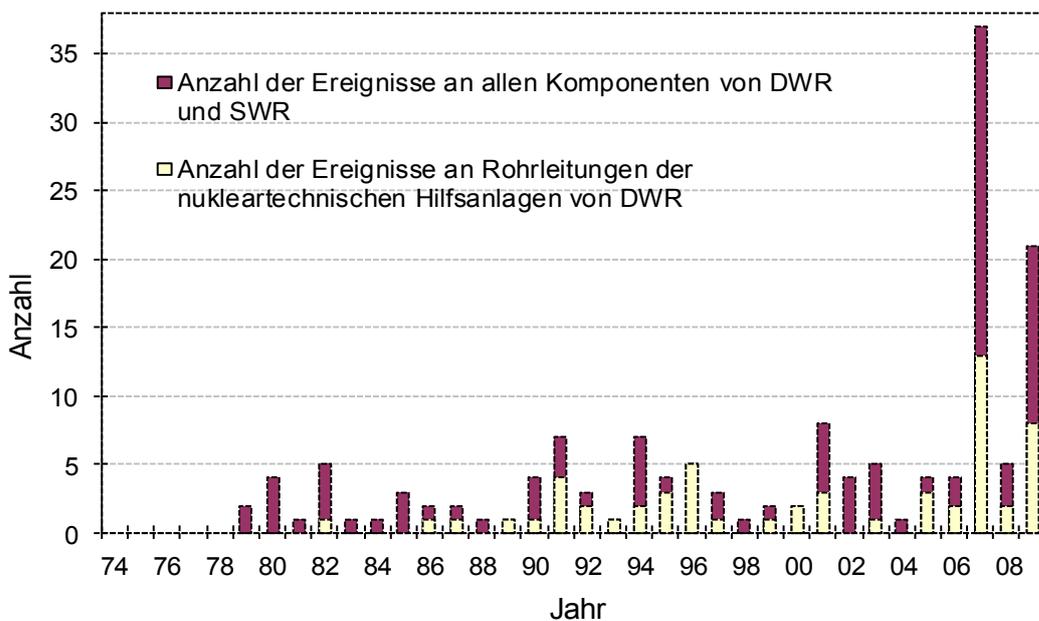


Bild 3.1.1-4 Jährlich gemeldete Schadensfälle an druckführenden Komponenten von deutschen Anlagen mit DWR und SWR infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion

Transkristalline Spannungsrissskorrosion (TSpRK) von austenitischen Chrom-Nickel-Stählen

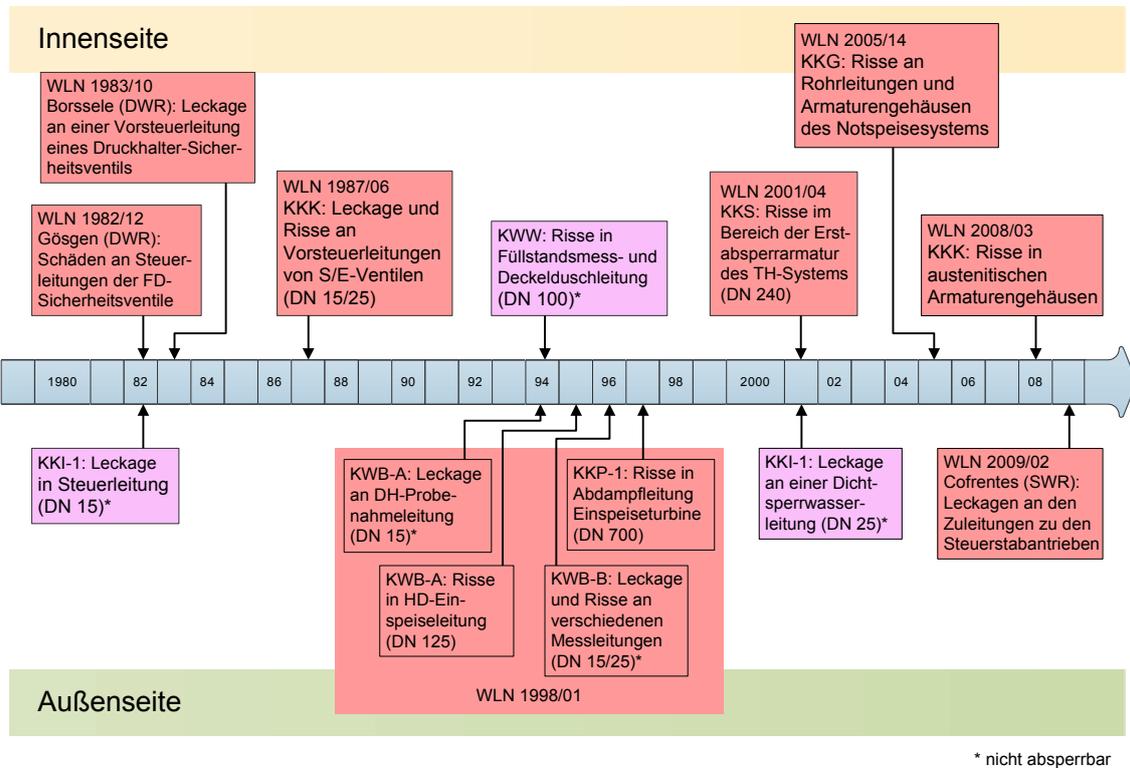


Bild 3.1.1-5 Überblick über ausgewählte sicherheitsrelevante Ereignisse infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrissskorrosion an austenitischen druckführenden Komponenten von Kernkraftwerken

Bild 3.1.1-5 gibt einen Überblick über ausgewählte sicherheitsrelevante Ereignisse infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrissskorrosion an aus austenitischen Chrom-Nickel-Stählen gefertigten druckführenden Komponenten in Kernkraftwerken, insbesondere zu solchen Ereignissen, die Weiterleitungsnachrichten zur Folge hatten. Dabei sind auch entsprechende Ereignisse im Ausland mit dargestellt. Die Bandbreite der Ereignisse umfasst sowohl Schäden an Rohrleitungsbereichen, die Bestandteil der druckführenden Umschließung sind oder unmittelbar daran anbinden (WLN 01/, als auch Schäden an druckführenden Komponenten anderer sicherheitstechnisch wichtiger Systeme (WLN 05e/. Darüberhinaus ist der Schädigungsmechanismus auch an drucklosen Bereichen von Armaturengehäusen beobachtet worden (WLN 08a/. Dabei gingen die Befunde sowohl von der Innenoberfläche (WLN 01/, WLN 05e/ und WLN 08a/) als auch von der Außenoberfläche (WLN 98/, WLN 09/) der Komponenten aus.

Zur Festlegung geeigneter Maßnahmen zur Vorkehrung gegen Wiederholung ist die Identifikation der Chloridquellen von großer Bedeutung. In **Tabelle 3.1.1-1** sind die

Schäden infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion möglichen Chloridquellen zugeordnet. Dabei wurden die Schädigungen ausgehend von den Innen- und Außenoberflächen getrennt betrachtet. Als Chloridquellen sind u. a. chloridhaltige Montagehilfsmittel und Dichtungen identifiziert worden. Dem Eintrag dieser Quellen wird insbesondere durch administrative Maßnahmen begegnet.

Wie in **Tabelle 3.1.1-3** erkennbar, war in vielen Fällen, insbesondere bei von der Innenoberfläche ausgehender transkristalliner Spannungsrisskorrosion, eine eindeutige Identifikation der Chloridquellen nicht möglich. Der große Anteil von Schadensfällen, bei denen die Chloridquelle nicht eindeutig identifiziert werden konnte, hat zur Folge, dass hier die Einleitung gezielter Gegenmaßnahmen erschwert ist.

Tab. 3.1.1-3 Zuordnung von Schadensfällen infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion an druckführenden Komponenten in deutschen Anlagen mit DWR und SWR (1974 bis 2009) zu den Chloridquellen

Ausgangsseite	Chloridquellen	Anzahl
Innenoberfläche*)	Dichtungen	45
	Schmiermittel/Dichtungen	7
	Fertigung (Beize, Schneidöl)	11
	Geltrockner	2
	Silikat aus Gastrockner	2
	Palladiumbeschichtetes Aluminiumoxid (H ₂ -Reko)	2
	Nicht bekannt	69
Außenoberfläche	Schmutzwasser aus Gully	1
	PVC Klebebänder	3
	Kleber: Manschetten für Mauerdurchführung	14
	Nicht bekannt	5

*) Aussagen sind nicht immer gesichert.

Für die Gruppe von Fällen aus **Tabelle 3.1.1-3** mit von den Innenoberflächen ausgehenden Schädigungen, bei denen die Herkunft der Chloride nicht bekannt ist, wurden von uns zusätzlich untersucht, welche Komponenten bzw. Bauteile betroffen waren. Das in **Bild 3.1.1-6** dargestellte Ergebnis zeigt, dass am häufigsten Absaugeleitungen und Flansche betroffen waren. Die Nennweiten der betroffenen Absaugeleitungen lagen dabei unter 25 mm. Die Flansche von Behältern und Ventilen, Armaturengehäuse, Faltenbälge und Stopfbuchsen sind entweder dickwandig oder liegen in Bereichen geringer Druckbeaufschlagung. Letzteres gilt auch für Entwässerungsleitungen.

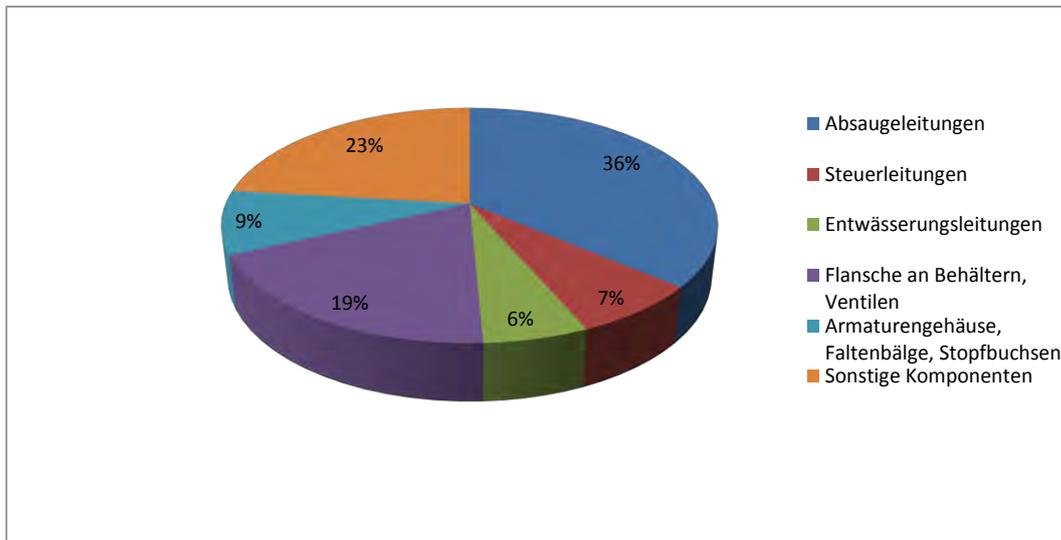


Bild 3.1.1-6 Zuordnung der gemeldeten Schadensfälle infolge von der Innenoberfläche ausgehender chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion mit unbekannter Chloridquelle zu Bauteil- / Komponentengruppen

Als besonders anfällig für transkristalline Spannungsrisskorrosion haben sich Bereiche mit stagnierenden Mediumbedingungen erwiesen, bei denen es durch wechselnde Trocknung und Befeuchtung zur Aufkonzentration von Chloriden kommen kann. Ein typisches Beispiel hierfür sind die seit Jahren zu beobachtenden Schäden an Leckagedetektionsleitungen der Deckeldichtung von Reaktordruckbehältern. Diese Leitungen dienen dazu, den Zwischenraum zwischen der inneren und äußeren Dichtung abzusaugen und dabei mögliche Leckagen der inneren Dichtung anzuzeigen. Die Leitungen haben im Normalfall leichten Unterdruck, sind aber wegen möglicher Leckagen gegen den Druck im Reaktordruckbehälter ausgelegt. Die Nennweiten betragen DN 15 oder DN 25 mm. Seit 1974 sind insgesamt 17 solcher Schadensfälle gemeldet worden. Betroffen waren sowohl Druck- als auch Siedewasserreaktoren. In der Mehrzahl der Fälle wurden wanddurchdringende Risse gefunden.

- **Schäden an Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems**

In **Bild 3.1.1-7** ist der zeitliche Verlauf von gemeldeten Schäden an Rohrleitungen des Nebenkühlwassersystems deutscher Anlagen im Zeitraum von 1974 bis 2009 sowie die Anzahl der im jeweiligen Jahr in Betrieb befindlichen Anlagen dargestellt.

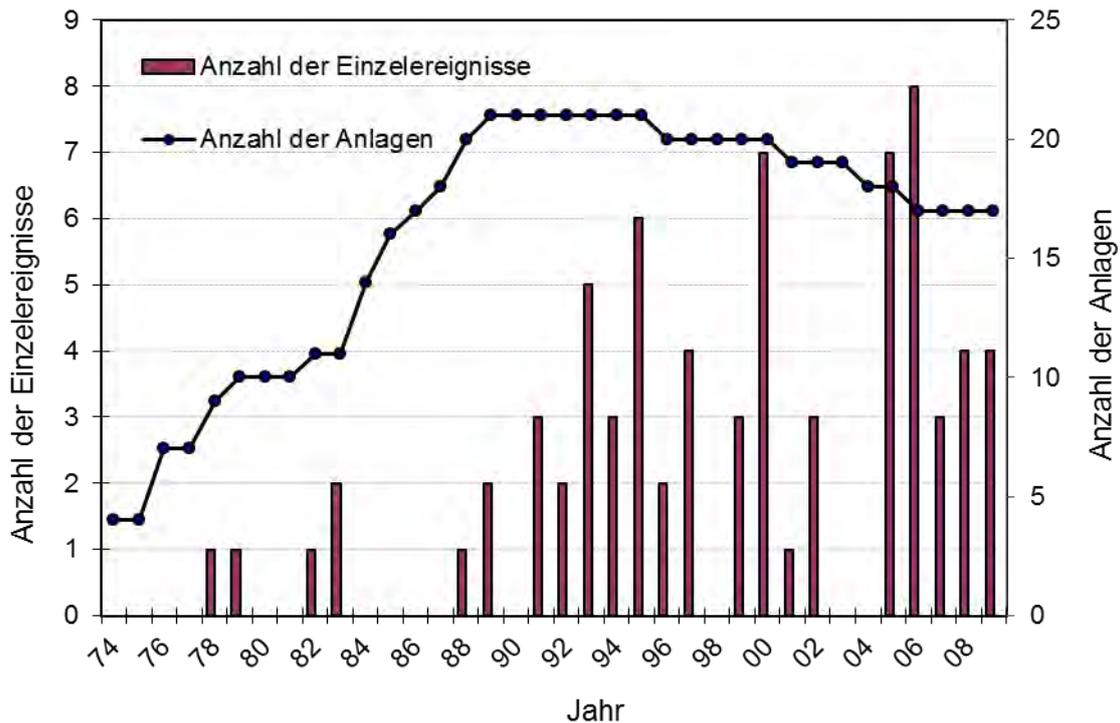


Bild 3.1.1-7 Anzahl der gemeldeten Schadensfälle an Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems deutscher Anlagen mit LWR pro Kalenderjahr sowie Anzahl der im jeweiligen Kalenderjahr in Betrieb befindlichen Anlagen (1974-2009)

Wie in **Bild 3.1.1-7** zu erkennen, ist bei Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems ein Anstieg der Schadensmeldungen seit Beginn der 90er Jahre auf bis zu acht Ereignisse pro Jahr festzustellen. Hierbei waren die Ereigniszahlen stark ungleichmäßig auf die einzelnen Anlagen verteilt.

In **Bild 3.1.1-8** ist die Anzahl der Schadensmeldungen an Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems deutscher Anlagen mit DWR und SWR pro in Betrieb befindlicher Anlage in Abhängigkeit vom Betriebsjahr der betroffenen Anlage dargestellt. Danach hat die Anzahl der Schadensfälle pro Anlage mit der Betriebszeit zugenommen. Zu beachten ist dabei, dass die Anzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen mit zunehmender Betriebszeit signifikant abnimmt und damit die statistische Aussage-sicherheit eingeschränkt ist. Bei der überwiegenden Mehrzahl der Schäden handelte es sich um wanddurchdringende Schäden am Grundwerkstoff ferritischer Rohrleitun-gen. Die mehrheitlich mit Leckagen verbundenen Wanddurchdringungen waren größ- tenteils lochförmig und nur in geringerem Umfang rissartig.

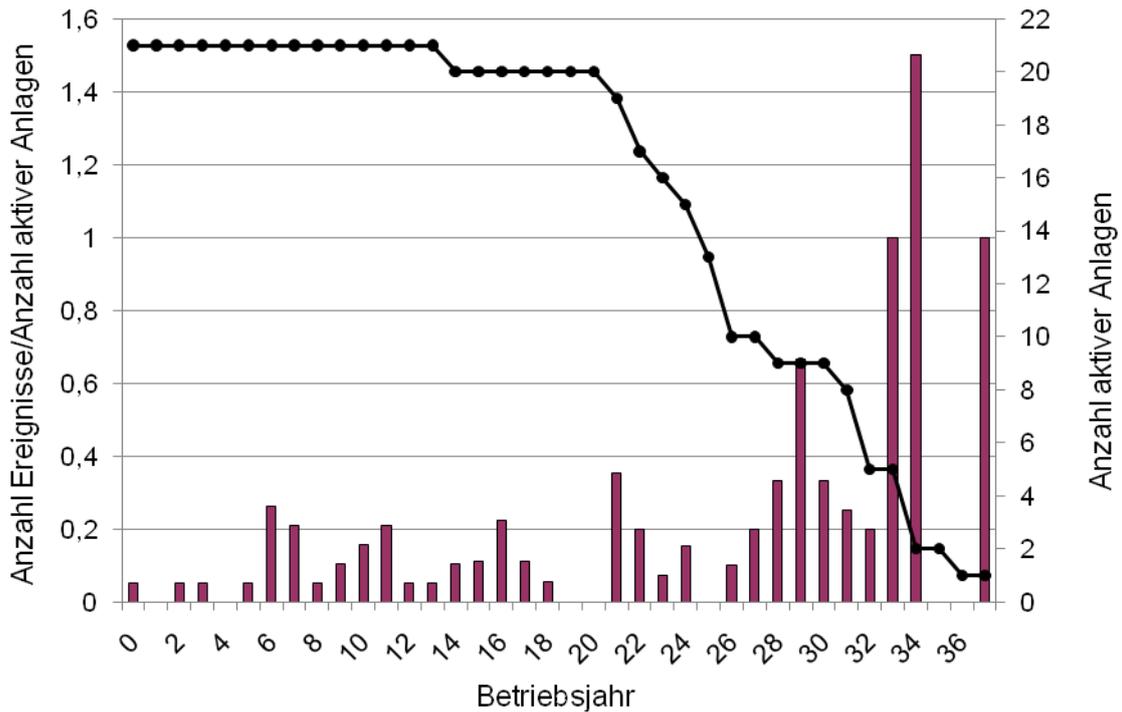


Bild 3.1.1-8 Anzahl der Schadensmeldungen an Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems deutscher DWR und SWR Anlagen pro in Betrieb befindlicher Anlage in Abhängigkeit vom Betriebsjahr der betroffenen Anlage (1974-2009)

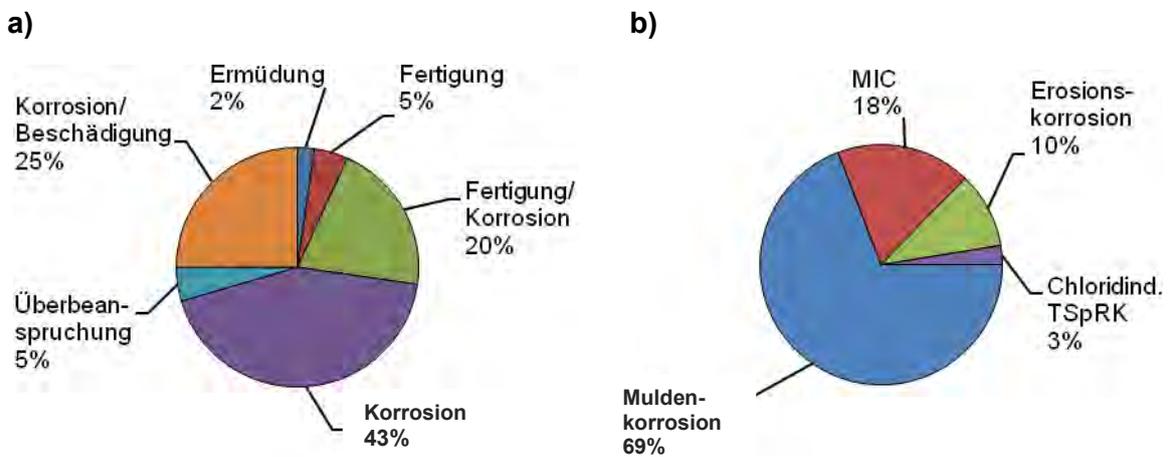


Bild 3.1.1-9 Ursachen bei gemeldeten Schadensfällen an Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems in deutschen Anlagen mit DWR und SWR (1997-2009); a) Alle Ursachen, b) Detaillierte Zusammensetzung der Kategorie „Korrosion“

In **Bild 3.1.1-9** sind die gemeldeten Schadensfälle an Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems in deutschen Anlagen nach Ursachen aufgeschlüsselt. Wie zu erkennen, stellten Langzeitschäden infolge Korrosion den dominierenden Anteil. Ereignisse mit Korrosionsbeteiligung erfolgten hauptsächlich aufgrund von Muldenkorrosion (69%) und mikrobiologisch induzierter Korrosion (ca. 18%). Korrosionsbegünstigend wirkten sich vielfach Vorschäden aus, die entweder bereits während des Fertigungsprozesses oder aber durch mechanische Einwirkungen während des Betriebs eingebracht wurden. Bei den Vorschäden handelte es sich überwiegend um Beschichtungsschäden.

Hinsichtlich alterungsbedingter Schäden ist auch die Langzeiteignung der Beschichtungen selbst zu hinterfragen. In deutschen Kernkraftwerken werden für Beschichtungen im Bereich der gesicherten Nebenkühlwassersysteme verschiedene Produkte von Epoxidharzbeschichtungen, Gummierungen sowie Zementmörtelverkleidungen eingesetzt. Grundsätzlich unterliegen auch diese Materialien Alterungsprozessen. Bei Gummierungen etwa ist nach dem Einsatz über mehrere Jahrzehnte der Effekt des Aushärtens, welcher die Widerstandsfähigkeit des Materials gegenüber inneren und äußeren Einwirkungen deutlich herabsetzt, bekannt. Tatsächlich konnten jedoch lediglich drei der hier untersuchten 20 Ereignisse mit Beschichtungsschäden eindeutig auf Alterung der Beschichtungen zurückgeführt werden. Die übrigen Beschichtungsfehler wurden entweder bereits während der Herstellungsphase (11 Ereignisse) oder aber durch äußere mechanische Einwirkungen während des Betriebs (6 Ereignisse) verursacht.

- **Spannungsrissskorrosion an Kernbehälter- und Kernumfassungsschrauben**

Bei RDB-Einbauten wurden über den gesamten Betrachtungszeitraum von 1974 bis 2009 zwei Schadensschwerpunkte in Anlagen mit DWR identifiziert, Schäden an Brennelementzentrierstiften und Schäden an Kernbehälter- bzw. Kernumfassungsschrauben. Während die Problematik bei Brennelementzentrierstiften aufgrund umfassender Austauschmaßnahmen mittlerweile weitgehend an Bedeutung verloren hat, treten nach wie vor Schäden an Kernbehälter- bzw. Kernumfassungsschrauben auf (s. **Bild 3.1.1-10**). Konstruktionsbedingt beschränken sich diese Ereignisse auf Anlagen der zweiten DWR-Generation. Ursprünglich waren die Kernbehälter- und Kernumfassungsschrauben aus dem Werkstoff Incoloy X-750 gefertigt. Nachdem die Betriebserfahrung der frühen 80er Jahre eine ausgeprägte Neigung des Werkstoffs zu interkristalliner Spannungsrissskorrosion aufzeigte, wurden diese Schrauben gegen Ende der 80er durch Schrauben aus dem austenitischen Stahl 1.4571 ersetzt.

Erste Befunde an diesem neuen Werkstoff in den Jahren 1989 und 1990 konnten auf halogenidinduzierte transkristalline Spannungsrisskorrosion zurückgeführt werden. Anzeigen infolge interkristalliner Spannungsrisskorrosion wurden erstmals 2005 in der Anlage GKN-1 und danach 2007 in den Anlagen KGU, Biblis A und Biblis B beobachtet (siehe /WLN 07b/).

Die betroffenen Schrauben (M12 und M16) waren überwiegend vom Typ Sternkopf. Bei den Befunden handelte es sich hauptsächlich um Rissanzeigen im Bereich des Schraubenkopfes bzw. im Übergangsbereich Schraubenkopf / Schraubenschaft. Teilweise war bei den M12-Schrauben eine Beeinträchtigung der Tragfähigkeit nicht auszuschließen. Die Integrität und Funktion der Struktur des Kernbehälters und der Kernumfassung war jedoch aufgrund der geringen Zahl der beschädigten Schrauben sowie ihrer unregelmäßig auf den Umfang bzw. Ebenen des Kernbehälters / der Kernumfassung verteilten Positionen in keinem Fall gefährdet.

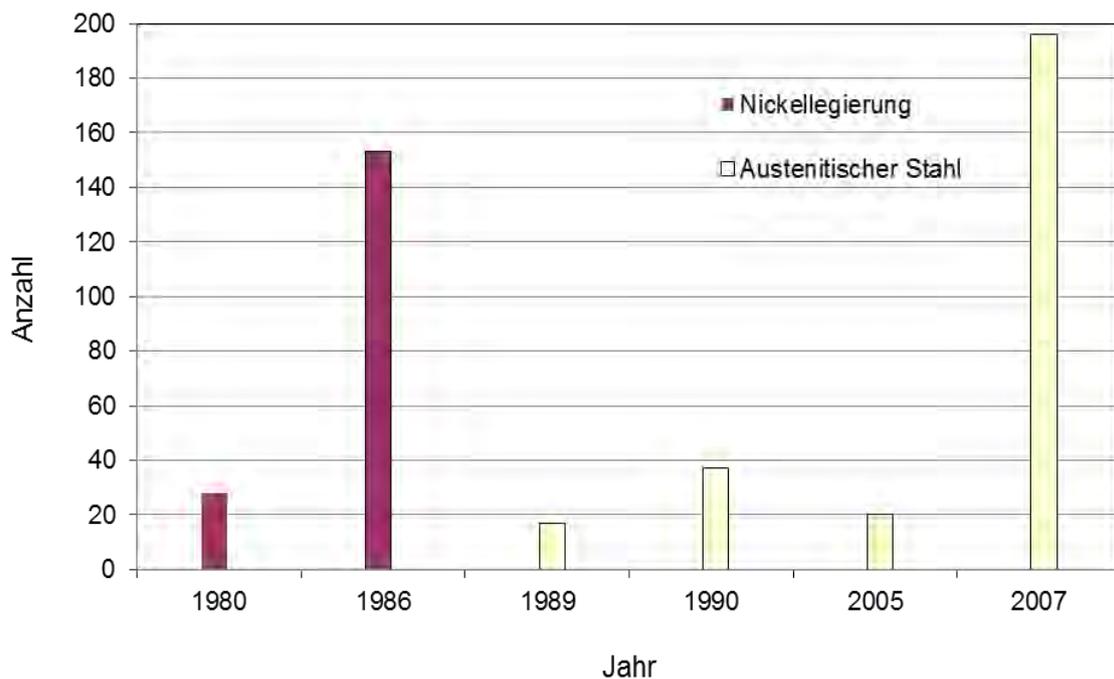


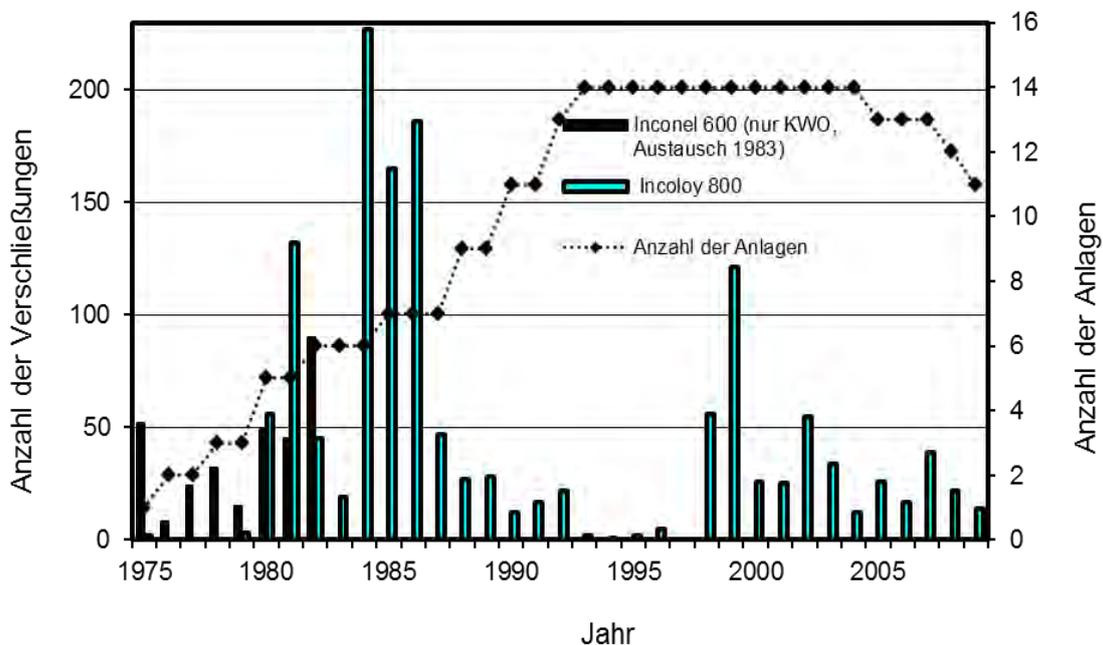
Bild 3.1.1-10 Anzahl gemeldeter Schäden an Kernbehälter- und Kernumfassungsschrauben deutscher Anlagen mit DWR (1973-2009)

Die zur Aufklärung der Schadensursache durchgeführten Untersuchungen ergaben, dass die Anrisse auf interkristalline Spannungsrisskorrosion zurückzuführen war. Die endgültige Ursache für die Einleitung der interkristallinen Spannungsrisskorrosion konnte bislang nicht ermittelt werden.

- **Schäden an Dampferzeuger-Heizrohren aus Incoloy 800**

Im Gegensatz zu ausländischen Herstellern, die ursprünglich den Werkstoff Inconel 600 für ihre Heizrohre verwendeten, wählte die Fa. Siemens / KWU nach der Errichtung des KKW Obrigheim den Werkstoffs Incoloy 800. Der Vorteil von Incoloy 800 gegenüber Inconel 600 liegt in seiner Korrosionsbeständigkeit bei den im Dampferzeuger herrschenden Mediumbedingungen begründet. Während Inconel 600 im reinen Hochtemperaturwasser zu interkristalliner Spannungsrisskorrosion neigt, erwies sich Incoloy 800 als weitgehend resistent gegenüber diesem Schädigungsmechanismus. Dennoch sind in den letzten Jahren in begrenztem Umfang auch in deutschen Anlagen Schäden an Dampferzeugerheizrohren aufgetreten, die auf interkristalline Spannungsrisskorrosion zurückgeführt werden.

Die Anzahl der Heizrohrverschleißungen von Dampferzeugerheizrohren in deutschen DWR-Anlagen ist im Vergleich zur Gesamtzahl der Heizrohre pro Anlage (ca. 12000 - 16000) sehr gering (**Bild 3.1.1-11**). Hierbei waren die Schäden nur in wenigen Fällen wanddurchdringend, wobei auch die dadurch bedingten Leckraten gering waren (**Bild 3.1.1-12**).



Quelle: Framatome

Bild 3.1.1-11 Anzahl der Verschleißungen von Dampferzeugerheizrohren in deutschen DWR-Anlagen (1974-2009)

Für die höheren Verschleißzahlen in den 80er Jahren bis Anfang der 90er waren überwiegend der Schädigungsmechanismus Wastage (Flächenkorrosion) und in geringerem Umfang der Mechanismus Fretting (Reibkorrosion)¹ verantwortlich. Dem Schädigungsmechanismus Wastage wurde in den 80er Jahren mit der Änderung der chemischen Fahrweise des Sekundärkreises begegnet. Mit der Umstellung von der für Wastage ursächlichen Phosphatfahrweise auf die Hoch AVT-Fahrweise konnte die Zahl der Heizrohrverschleißungen infolge Wastage signifikant herabgesetzt werden. Fretting hingegen wird nach wie vor in unterschiedlichen Formen beobachtet.

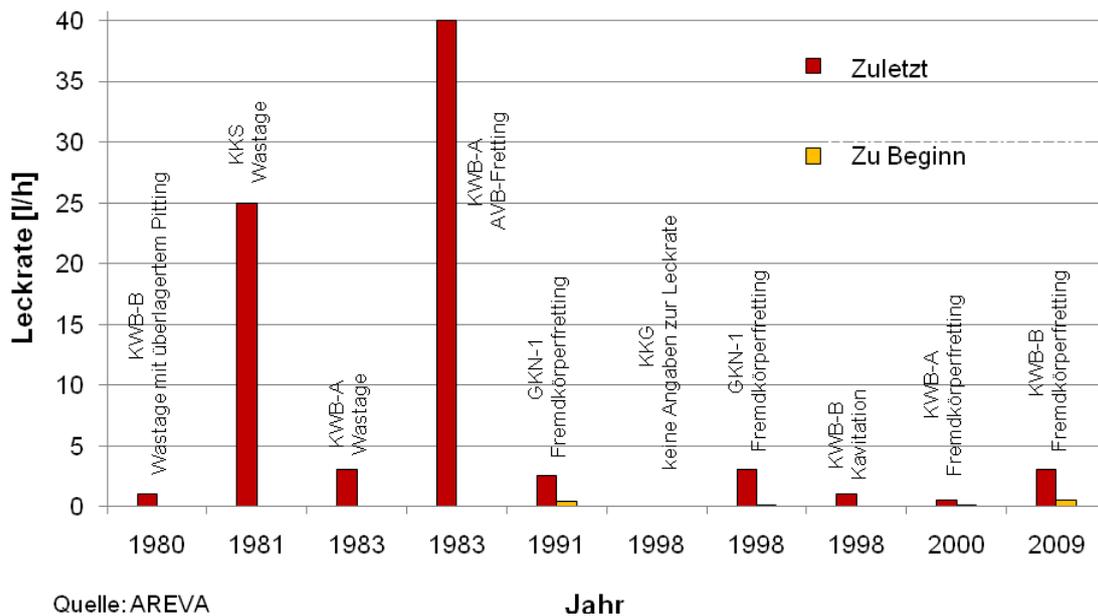
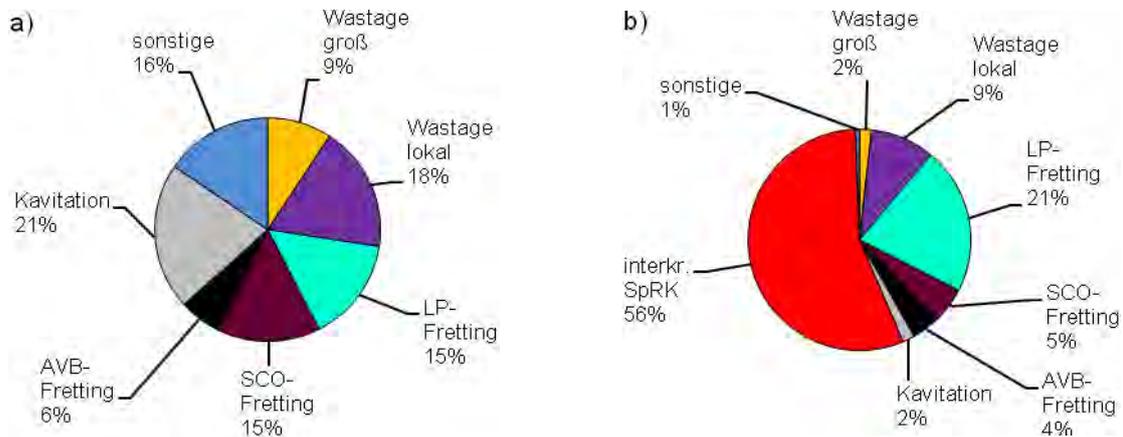


Bild 3.1.1-12 Leckrate bei wanddurchdringenden Schäden an Dampferzeugerheizrohren aus Incoloy 800 von deutschen Siemens DWR-Anlagen (1980-2009)

In den letzten 15 Jahren wurden Verschleißungen von Dampferzeugerheizrohren insbesondere durch interkristalline Spannungsrisskorrosion verursacht (**Bild 3.1.1-13**). Von interkristalliner Spannungsrisskorrosion waren die Anlagen Biblis A (38 Verschleißungen) /WLN 05b/ und Unterweser (62 Verschleißungen) /WLN 08/b/ sowie in geringem Umfang die Anlage Biblis B (3 Verschleißungen) betroffen. Die geschädigten Heizrohre befanden sich überwiegend im Bereich der äußeren Rohrreihen. Die Befun-

¹ Fretting (Reibkorrosion) bezeichnet den Materialabtrag durch Reibung zwischen Dampferzeuger-Heizrohr und Haltegitter (AVB-Fretting), sonstigen DE-Einbauteilen (SCO-Fretting) oder auch mit losen Gegenständen (LP-Fretting).

de lagen im Bereich zwischen den Einwalzzonen im Rohrboden, im Bereich zwischen 10 und 80 mm oberhalb des Rohrbodens sowie im Bereich der 60 mm hohen Abstandshaltergitterstäbe. Die Anzeigen verliefen axial, von der Oberfläche ausgehend und waren nicht wanddurchdringend.



Quelle: AREVA

Bild 3.1.1-13 Aufgetretene Schädigungsmechanismen bei Ereignissen an Dampferzeugerheizrohren aus Incoloy 800 in deutschen Siemens DWR-Anlagen; a) 1994 - 2002, b) 2003 - 2009

Das Auftreten der interkristallinen Spannungsrisskorrosion war insofern überraschend, als dass sich der Heizrohrwerkstoff Incoloy 800 bei den herrschenden Mediumbedingungen nunmehr 30 Jahre lang als resistent gegen diesen Schädigungsmechanismus erwiesen hat. Als schadensauslösend werden Aufkonzentrationen von korrosionsfördernden Schadstoffen, insbesondere Chloriden, in den Ablagerungen u. a. in den Spalten des Abstandhaltegitters, auf dem Rohrboden sowie im Spalt zwischen den Rohreinwalzungen im Rohrboden gesehen. Diese können in lokalen Bereichen zu kritischen Umgebungsbedingungen für die Initiierung der interkristallinen Spannungsrisskorrosion führen. Im Zusammenhang mit der Heizrohrleckage in der Anlage Unterweser haben offensichtlich auch Chlorideinträge in den Sekundärkreis infolge von Undichtigkeiten in der Berohrung des Turbinencondensators eine Rolle gespielt.

3.1.2 Aktive maschinentechnische Einrichtungen

Beispiele für die Alterung an Funktionsteilen aktiver maschinentechnischer Komponenten sind in **Tabelle B-1** von **Anhang B** aufgelistet. Im Rahmen des Vorhabens wurden die Untersuchungen zum Alterungsverhalten aktiver maschinentechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken aktualisiert und erweitert. Hierbei wurde auf die in den Vorgängervorhaben SR 2319 /GRS 01/ und SR 2423 /GRS 03/ entwickelte Auswertemethodik zurückgegriffen. Die früheren Untersuchungen wurden um den Betrachtungszeitraum 2003 bis 2008 erweitert. Die Auswertung erfolgte insbesondere unter Nutzung der GRS-eigenen Datenbank EAW. Neben den Meldetexten wurden zusätzlich weitere der GRS zur Verfügung stehenden Unterlagen, z. B. Untersuchungen der TÜVs, der Betreiber, der Hersteller oder sonstiger Organisationen ausgewertet, die in der GRS-eigenen Datenbank VERA abgelegt sind.

Für die Auswertung wurden alle meldepflichtigen Ereignisse mit Befunden an aktiven maschinentechnischen Komponenten oder Funktionseinheiten berücksichtigt. Dabei wurde insbesondere zwischen den Betriebsmittelarten Armaturen, Pumpen, Verdichter und Notstromdieselaggregate unterschieden. Die an diesen Betriebsmittelarten aufgetretenen Ereignisse wurden nach den folgenden Stichworten untersucht: Versprödung, Verhärtung, Ablagerung, maschinentechnische Abtragung, chemische Abtragung, Verschleiß, Ermüdung, Alterung und Diffusion. **Tabelle 3.1.2-1** gibt einen Überblick zu den identifizierten Ereignissen. Insgesamt wurden 273 alterungsbedingte Ereignisse identifiziert, davon 14 im aktuellen Betrachtungszeitraum 2003 bis 2008 (Details s. **Anhang B, Tabelle B-2**). Für das Beobachtungsjahr 2008 ist einschränkend anzumerken, dass noch nicht alle Ereignismeldungen als endgültige Meldungen vorlagen und noch Untersuchungsergebnisse zu einzelnen Ereignissen ausstehen.

Tab. 3.1.2-1 Anzahl der identifizierten alterungsbedingten Ereignisse an aktiven maschinentechnischen Einrichtungen nach Betriebsmittelarten und Betrachtungszeiträumen

Betriebsmittelart Hauptkomponente	Anzahl der Ereignisse		Summe
	1973 bis 2002	2003 bis 2008	
Armatur	129	9	138
Pumpe	60	2	62
Verdichter	16	-	16
Dieselmotor	47	2	49
Sonstige	7	1	8

Bei der genaueren Analyse der Ereignisse zeigte sich, dass es häufig schwierig ist, aufgrund der vorliegenden Informationen zu entscheiden, ob das Ereignis tatsächlich durch Alterung verursacht worden ist oder aber durch falsche Montage, Herstellungsfehler oder fehlerhafte Auslegung. Für die folgenden Untersuchungen wurden alle Ereignisse aus der Auswertung der Jahre 1973 bis Ende 2008 ausgewählt, bei denen der begründete Verdacht besteht, dass sie durch Alterungsphänomene hervorgerufen wurden. Die Anzahl dieser Ereignisse ist in **Tabelle 3.1.2-2** aufgelistet. In **Bild 3.1.2-1** ist die Anzahl der gemeldeten alterungsbedingten Ereignisse an aktiven maschinentechnischen Einrichtungen und der in Betrieb befindlichen Anlagen pro Kalenderjahr über den Zeitraum von 1973 bis 2008 dargestellt.

Für eine gesicherte statistische Aussage ist die vorhandene Datenbasis zu gering. Es ist aber deutlich ein zeitlicher Trend erkennbar. Die Gesamtheit aller Ereignisse steigt ab Anfang des Beobachtungszeitraumes bis zu einem Maximum in den Jahren 1987 bis 1990 an und fällt danach wieder ab. Der Anstieg der Gesamtheit aller Ereignisse korrespondiert signifikant mit der Anzahl der Anlagen, die in dem jeweiligen Kalenderjahr in Betrieb gegangen sind. In diesem Zeitraum beträgt der Erwartungswert der Ereignishäufigkeit ca. 1 Ereignis pro Anlage und Jahr. Der Abfall des Erwartungswertes der Ereignishäufigkeit in den darauf folgenden 18 Jahren 1991 bis 2008 ist deutlich ausgeprägt. Aus dem zeitlichen Verlauf der Ereignishäufigkeit ist ableitbar, dass mit zunehmender Inbetriebnahme neuer Anlagen die Anzahl der Ereignisse ansteigt und mit zunehmender Betriebszeit wieder abfällt.

Dieser zeitliche Verlauf der Ereignishäufigkeit wird damit erklärt, dass die meisten Ereignisse als frühzeitige Alterung infolge von falscher Auslegung, Herstellungsfehlern, fehlerhafte Montage oder fehlerhafte Instandhaltung verursacht werden. Durch Erkennung und Beseitigung der Ursachen nehmen die Anzahl der Ereignisse mit zunehmender Betriebszeit ab. Da ab dem Jahr 1989 kein neues Kernkraftwerk mehr in Betrieb genommen worden ist, fällt die Ereignishäufigkeit absolut ab.

Tab. 3.1.2-2 Anzahl der identifizierten alterungsbedingten meldepflichtigen Ereignisse an aktiven maschinentechnischen Einrichtungen, verteilt auf Anlage und Kalenderjahr

Anlage	Kalenderjahre																																					
	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	07	08		
KWO		1			1	1	4					1	2						1	1																		
KKS					1	2	1	1	1	2	1				1				1			1	1	1														
KWB-A			1	2	3	1		2		1				1	4	2	1		1	2	1		3	1		1										1		
GKN-1				3	3	1	1			1		2	2	5	1	5	1	1		3			1														1	
KWB-B				1*			1			1		1	1	3	3	5	9	1	2		1					1		1										
KKU							1			2		1		1	2	2		2		1	1					1						1	1					
KKG											1				1		1											1							2			
KWG															1			1	2				1									1	1	1				
KKP-2													2		6	1	1	3	1		1		1						1									
KBR														3	1	1	1	2	1		3						1											
KKE																		1		1		2														1		
KKI-2																2		1																				
GKN-2																						1	1															
KKB			1*	2*	3	1	1		3		1	3	3		2	1	2	3	1	1			4			1									1			
KKI-1						2*		2	1	3	2			1	2	2		1		2	1				1	1					1	1						
KKP-1							1*	2			1			1		1		2	2	2	2	2	1	1	1													
KKK														2	2	1			3				1	1	1		1				1	1						
KRB-II-B																		2											1									
KRB-II-C															1		1						1	1	1								1					
Anlagen in Betrieb	2	2	3	4	6	6	8	9	9	10	10	12	15	16	16	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19		
Summe Ereignisse	0	1	1	5	11	5	10	5	7	9	6	8	9	18	22	23	19	23	14	6	13	10	12	3	7	5	2	3	1	1	3	4	5	0	1	1		

(*) Ereignisse, die während der Inbetriebsetzung und somit vor Übergabe an den Betreiber gemeldet wurden, wurden für die Auswertung nicht berücksichtigt

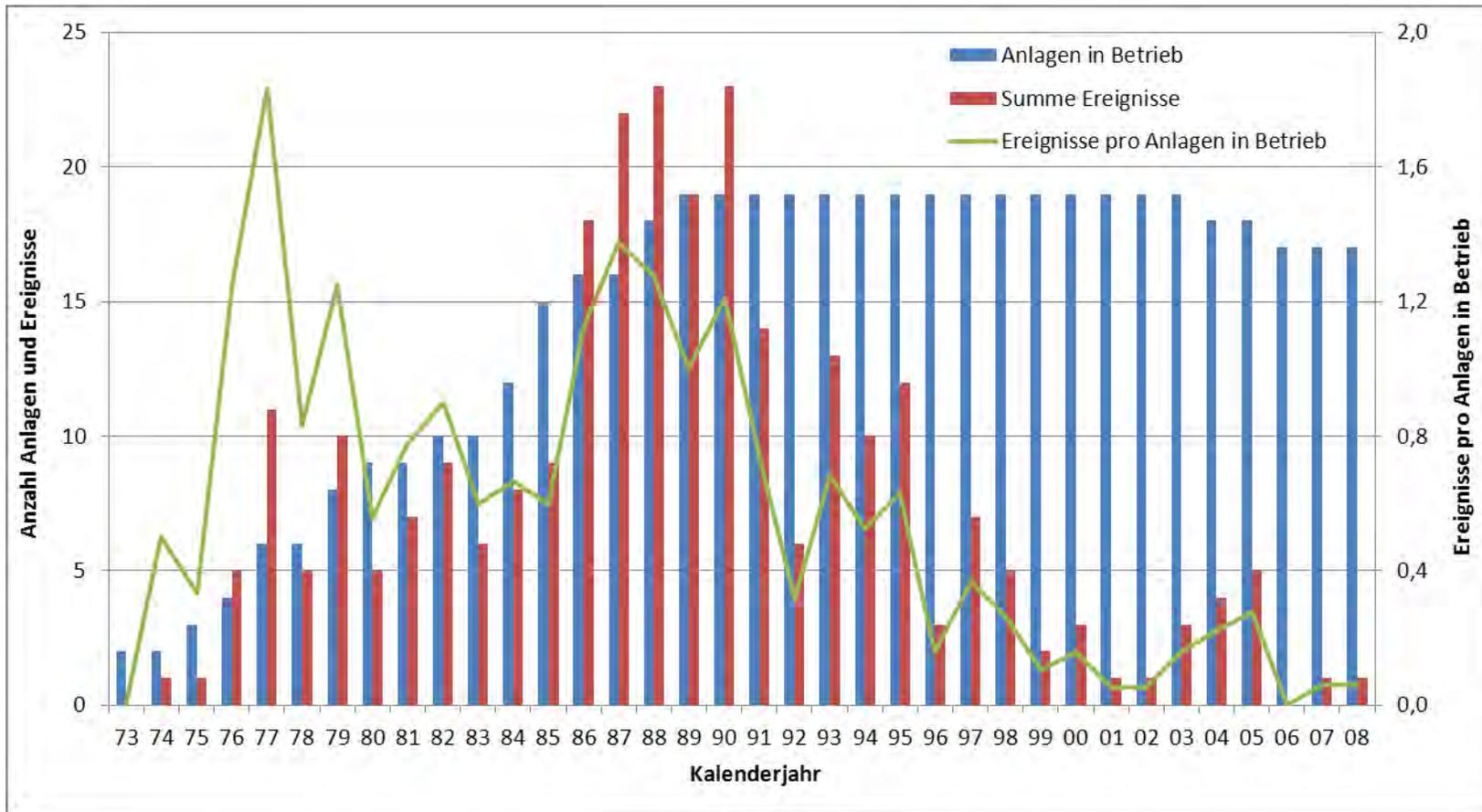


Bild 3.1.2-1 Anzahl der gemeldeten alterungsbedingten Ereignisse an aktiven maschinentechnischen Einrichtungen und in Betrieb befindlichen Anlagen pro Kalenderjahr

In **Tabelle 3.1.2-3** sind die identifizierten alterungsbedingten Ereignisse im Verhältnis zu den Anlagenbetriebsjahren und zu den Baulinien dargestellt. Es ist zu erkennen, dass zwischen den einzelnen Anlagen und den Baulinien deutliche Unterschiede vorhanden sind. Die maximalen Werte der Ereignishäufigkeit finden sich bei den DWR-Anlagen der zweiten Generation und den SWR-Anlagen der Baulinie SWR 69. Die geringsten Werte ergeben sich für die DWR-Anlagen der vierten Generation und für die SWR-Anlagen der Baulinie SWR 72. Die Werte für die anderen Anlagen und Baulinien liegen etwa in der Mitte dieser beiden Werte. Die beiden ältesten, nicht mehr in Betrieb befindlichen DWR-Anlagen der ersten Generation, KWO und KKS, liegen noch unter dem Durchschnittswert für alle Anlagen. Bei den verschiedenen DWR-Anlagen der 3. Generation ergibt sich ein uneinheitliches Bild, für das keine Erklärung gegeben werden kann. Auffallend ist die sehr geringe Häufung von alterungsbedingten Ereignissen, die sich für die SWR-Anlagen der Baulinie 72 ergibt.

Tab. 3.1.2-3 Erwartungswerte der Häufigkeiten für alterungsbedingte Ereignisse an aktiven maschinentechnischen Einrichtungen pro Anlage und Baulinie

Anlage	Baulinie	Ereignisse	Beobachtungsjahre	Häufigkeit [1/a]	
				pro Anlage	pro Baulinie
KWO	1. Generation	12	32,4	0,4	0,4
KKS		13	30,9	0,4	
KWB-A	2. Generation	28	33,8	0,8	0,8
GKN-1		30	32,1	0,9	
KWB-B		30	31,9	0,9	
KKU		16	29,3	0,5	
KKG	3. Generation (Vor-Konvoi)	6	26,5	0,2	0,5
KWG		8	23,9	0,3	
KKP-2		17	23,7	0,7	
KBR		13	22,0	0,6	
KKE	4. Generation (Konvoi)	5	20,7	0,2	0,2
KKI-2		3	20,5	0,1	
GKN-2		2	19,7	0,1	
KKB	SWR 69	31	31,9	1,0	0,7
KKI-1		21	30,0	0,7	
KKP-1		16	28,8	0,6	
KKK		14	24,8	0,6	
KRB-II-B	SWR 72	3	24,5	0,1	0,2
KRB-II-C		5	24,0	0,2	
alle Anlagen		273	511,4	0,5	0,5

Die zum Alterungsverhalten aktiver maschinentechnischer Einrichtungen im Einzelnen durchgeführten Trendanalysen sind im **Anhang B** zusammengestellt. Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Über den gesamten Betrachtungszeitraum von 1973 bis 2008 ist eine Abnahme der Anzahl der alterungsbedingten Ereignisse mit den Betriebsjahren erkennbar, wobei zu beachten ist, dass für die höheren Werte der Betriebsjahre die Datenbasis immer schmaler wird (s. **Bilder B1-3**).
- Für Anlagen mit DWR und SWR sind hinsichtlich der alterungsbedingten Ereignisse keine signifikanten Unterschiede erkennbar (**Bilder B4-5**).
- Für die ersten 13 bis 19 Betriebsjahre überwiegt die Entdeckung durch Prüfung und Überwachung mit fallender Tendenz, wohingegen die Entdeckung durch Versagen und Folgeschaden leicht zunimmt, um später wieder abzunehmen. Für die darauf folgenden Betriebsjahre ergibt sich wiederum ein ähnliches Bild auf insgesamt niedrigerem Niveau, wobei wieder zu berücksichtigen ist, dass mit zunehmender Betriebsdauer die Datenbasis immer schmaler wird (**Bilder B6-7**).
- Bei der Analyse der Ereignisse bezüglich der Schädigungsmechanismen wurde zwischen physikalischen und chemischen Änderungen der Werkstoffeigenschaften, Korrosion und Erosion sowie Abrieb und Ablagerung unterschieden. Dabei war kein eindeutiger Trend erkennbar (**Bild B8**).
- Es wurde ferner untersucht inwieweit die aufgetretenen Alterungsphänomene unter Berücksichtigung des jeweiligen Kenntnisstandes und bei Kenntnis der tatsächlichen Beanspruchung der Komponenten und Bauteile vorhersehbar und quantifizierbar gewesen wären. Nach etwa 11 Betriebsjahren zeigt sich eine deutliche Zunahme der "nicht quantifizierbaren" Ausfälle. Das deutet auf einen steigenden Anteil von Alterungserscheinungen komplexer Art hin. Nach 20 bis 23 Jahren scheint sich diese Tendenz abzuschwächen und verbleibt relativ konstant, was auf einen zunehmenden Erfahrungsgewinn hindeutet (**Bild B9**).
- Die Analyse der Maßnahmen, die nach dem Auftreten alterungsbedingter Ereignisse getroffen wurden, zeigt mit zunehmender Betriebszeit einen tendenziell zunehmenden Anteil verbesserter technischer Lösungen oder Systemumstellungen gegenüber dem Ersatz durch gleiche Bauteile oder Reparatur (**Bilder B10-11**).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die absolute und relative Anzahl der gemeldeten alterungsbedingten Ereignisse an aktiven maschinentechnischen Einrichtungen seit Mitte der 80er Jahre stetig zurückgegangen ist, d. h. mit zunehmender Betriebsdauer ist ein Trend zur Abnahme der Anzahl dieser Ereignisse zu erkennen. Dieser Trend hat sich auch im aktualisierten Betrachtungszeitraum von 2003 bis 2008 fortgesetzt. Die sinkende Anzahl der alterungsbedingten Ereignisse kann nach Auffassung der GRS mit einem zunehmenden Erfahrungsgewinn in den Anlagen mit der Betriebszeit erklärt werden. Zur Absicherung dieser Erkenntnisse sollte dieser Trend weiterhin verfolgt werden.

3.1.3 Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik

Im Vorhaben SR 2319 /GRS 01/ wurden die meldepflichtigen Ereignisse für den Zeitraum 1975 bis 1999 hinsichtlich des Alterungsverhaltens elektro- und leittechnischer Einrichtungen ausgewertet. Der Zeitraum 2000 bis 2002 wurde im Folgevorhaben SR 2413 /GRS 03/ erfasst. Im jetzigen Vorhaben wurde der Auswertzeitraum um die Jahre 2003 bis 2008 erweitert.

Die Auswertung basiert auf einer Klassifizierung der betroffenen Einrichtungen, Ursachen und weiterer für eine Bewertung erforderlichen Merkmale, die in **Tabelle 3.1.3-1** aufgeführt sind. Im Ergebnis zeigt sich, dass die in /GRS 01/ und /GRS 03/ getroffenen anlagenübergreifenden Aussagen auch bei der Aktualisierung und Erweiterung des Betrachtungszeitraums um weitere sechs Jahre im Wesentlichen Gültigkeit haben.

Die Anzahl der Ereignisse, bezogen auf die in Betrieb befindlichen Leistungsreaktoren, deren Ursachen als alterungsbedingt eingestuft wurden, fällt zwar zum Ende des Betrachtungszeitraumes von 6 Jahren leicht ab, liegt aber auch für den hier ausgewerteten Zeitraum im Bereich des langjährigen Durchschnitts von ca. 0,5 Ereignissen pro Anlage und Jahr (siehe **Bild 3.1.3-1**).

Bild **3.1.3-2** gibt einen Überblick über Weiterleitungsnachrichten, die von der GRS im Zusammenhang mit alterungsbedingten Ereignissen an Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik erstellt wurden. Seit dem Jahr 2003 betraf das verschiedene Alterungsphänomene an Koppelschützen /WLN 05a/, Leistungsschaltern /WLN 05c/, Kabeln /WLN 05d/ und Drehstromschützen /WLN 06/ sowie Whiskerbildung auf Leittechnik-Baugruppen /WLN 07a/.

Tab. 3.1.3-1 Ereignismerkmale zur statistischen Auswertung meldepflichtiger, alterungsbedingter Ereignisse an elektro- und leittechnischen Einrichtungen

Bauteilgruppe	Schädigungsmechanismus	Erkennung	Maßnahmen
Motor	Belagbildung	Ausfall selbstmel-dend	Keine Änderung
Magnet	Drift	Periodische Prüfung	Änderung der Prüfung
Sicherung	Ermüdung	Sonderprüfung	Änderung der Wartung
Elektronikbau-gruppe	Halbleiteralterung	Entdeckung bei An-forderung	Technische Än-derung
Kabel	Isolationsverschlechterung	Sonstige	
Messwertgeber	Kondensatoralterung		
Kontakte	Korrosion		
Batterie	Rissbildung		
Relais	Schrumpfen		
Transformator	Thermische Alterung		
Schalter	Verkleben		
Sonstige	Verschleiß		
	Verschmutzung		
	Versprödung		
	Whiskerbildung		
	Sonstige		

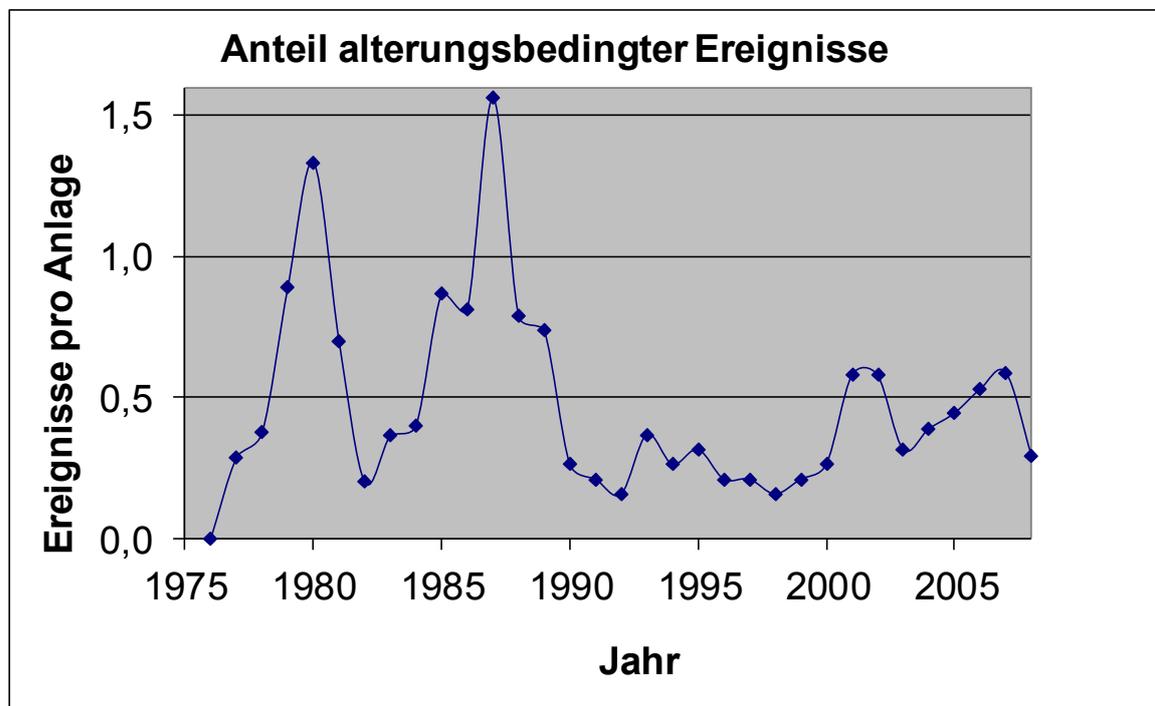


Bild 3.1.3-1 Meldepflichtige, alterungsbedingte Ereignisse an Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik pro Anlage und Kalenderjahr

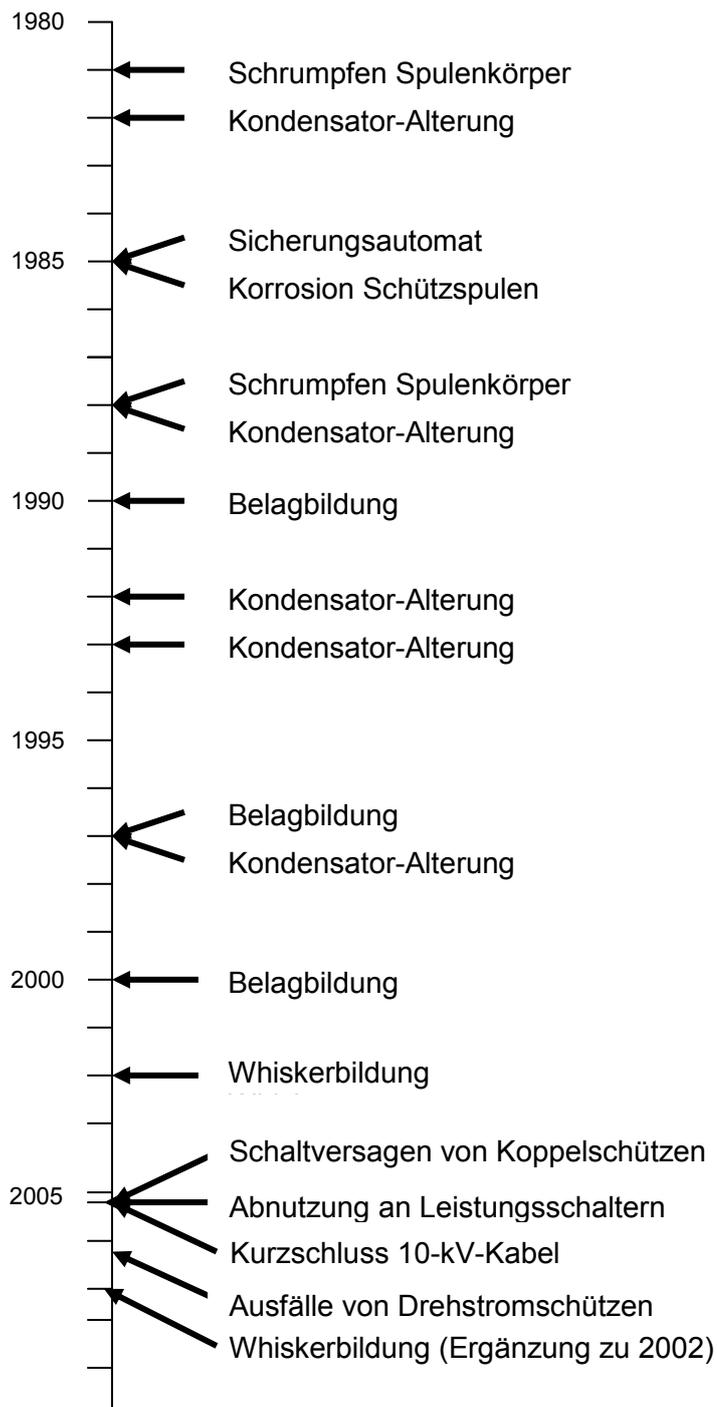


Bild 3.1.3-2 Weiterleitungsnachrichten zu Ereignissen an Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik mit alterungsbedingter Ursache

Der Beitrag verschiedener Schädigungsmechanismen an der Gesamtzahl alterungsbedingter Ereignisse ist in Bild 3.1.3-3 im langjährigen Durchschnitt und für die letzten sechs ausgewerteten Jahre dargestellt.

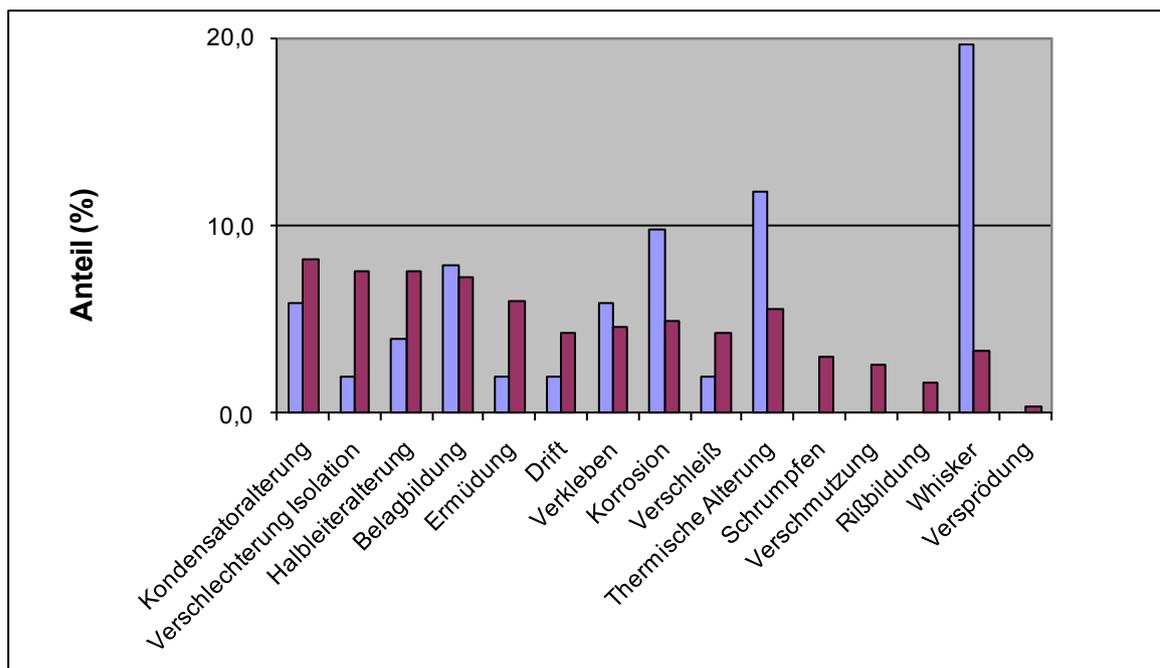


Bild 3.1.3-3 Beitrag verschiedener Schädigungsmechanismen zum alterungsbedingten Ausfall elektro- und leittechnischer Einrichtungen im langjährigen Durchschnitt (rot) und für die letzten sechs Jahre (blau)

Für die ausgewerteten Merkmale ergab sich für den neu hinzugekommenen Zeitraum keine signifikante Trendentwicklung mit Ausnahme der Ereignisse mit Whiskerbildung. Seit Ende 1999 wurden von den Betreibern mehrere Ereignisse gemeldet, deren Ursache auf Whisker auf Leittechnikarten, d. h. auf haarförmige Zinn-Einkristalle, die aus Reinzinn-Oberflächen in unterschiedliche Richtungen herauswachsen und damit zu Kurzschlüssen zwischen verschiedenen Leitern führen können, zurückzuführen waren. Zudem wurden in einzelnen Anlagen in großem Umfang Maßnahmen zur Sanierung aller whisker-behafteten sicherheitsrelevanten Leittechnikarten durchgeführt. Im Rahmen der vertieften Auswertung von meldepflichtigen Ereignissen und sonstiger Betriebserfahrung wurde festgestellt, dass gegenüber früheren Annahmen Whiskerbildung auf Leittechnikarten in unterschiedlichem Umfang an nahezu allen Gerätesystemen und für verschiedene Herstellungszeiträume aufgetreten ist. Von der GRS wurde daher eine entsprechende Weiterleitungsnachricht erstellt /WLN 02/. Da es sich bei der Whiskerbildung zwar um einen systematischen aber stochastisch auftretenden Mechanismus mit insgesamt geringer Ausfallrate handelt, ist, unter Berücksichtigung der wiederkehrenden Funktionsprüfungen, ein gleichzeitiger Ausfall redundanter Systeme bei Anforderung nicht zu unterstellen und somit aus sicherheitstechnischer Sicht keine unmittelbare Sanierung aller whisker-behafteten Baugruppen erforderlich.

Infolge der Weiterleitungsnachricht /WLN 02/ aus dem Jahre 2002 und der Umsetzung der Empfehlung, sicherheitstechnisch wichtige leittechnische Einrichtungen regelmäßig stichprobenartig auf Whiskerbildung hin zu untersuchen, sind in den Folgejahren immer wieder Ereignisse mit Whiskerbildung festgestellt worden. Im Jahre 2007 wurde die Weiterleitungsnachricht ergänzt /WLN 07a/. Es wurde empfohlen, die Whisker-Inspektionsprogramme für sicherheitstechnisch wichtige leittechnische Einrichtungen auf mögliche Lücken zu überprüfen. Im Einzelnen wurde insbesondere empfohlen, auch Leittechnik-Baugruppen mit Steckrelais einer zerstörungsfreien Überprüfung der Steckrelais hinsichtlich Whiskerbildung im Rahmen der vorbeugenden Inspektion zu unterziehen und gegebenenfalls die bestehenden Prüfvorschriften zu ergänzen. **Bild 3.1.3-4** zeigt die infolge Whiskerbildung pro Kalenderjahr gemeldeten Ereignisse.

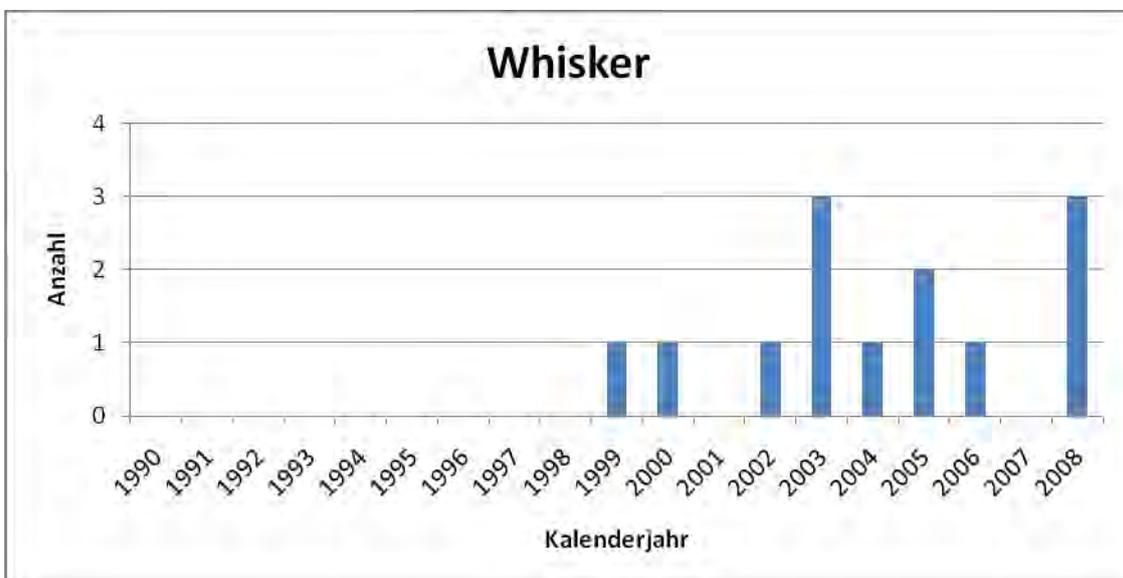


Bild 3.1.3-4 Von deutschen Kernkraftwerken mit DWR und SWR infolge Whiskerbildung gemeldete Ereignisse pro Kalenderjahr

Hinsichtlich der Aussagefähigkeit der vorstehend beschriebenen Untersuchungen zum Alterungsverhalten von Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik ist zu beachten, dass durch die Beschränkung der Auswertung auf Ereignisse oberhalb der Meldeschwelle grundsätzlich nur solche von alterungsbedingten Effekten betroffenen Einrichtungen berücksichtigt werden, die im Sinne der Meldeverordnung auch eine gewisse sicherheitstechnische Bedeutung hatten. Ein großer Teil der in den Anlagen vorhandenen elektro- und leittechnischen Einrichtungen dient rein betrieblichen Aufgaben, so dass Befunde oder Ausfälle nicht zu meldepflichtigen Ereignissen führen. Daher ist die zu Verfügung stehende, untersuchte Datenbasis eingeschränkt und dementsprechend nur bedingt repräsentativ hinsichtlich der abgeleiteten technischen Aussagen. Die

durchgeführte Auswertung zeigte aber auch, dass bereits durch die vertiefte Auswertung von meldepflichtigen Ereignissen und sonstiger Betriebserfahrung anlagenübergreifend wirksame Ausfallursachen erkannt und hierzu entsprechende Weiterleitungsnachrichten erstellt wurden.

Zusammenfassend hat die Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten elektro- und leittechnischer Einrichtungen auf der Grundlage meldepflichtiger Ereignisse gezeigt, dass unter Berücksichtigung der in den Anlagen beim Alterungsmanagement angewandten Konzepte und der grundsätzlich stattfindenden Auswertung der Betriebserfahrung sowie des Erfahrungsrückflusses derzeit kein wesentlicher Einfluss der physikalischen Alterung elektro- und leittechnischer Einrichtungen auf die Sicherheit der Anlagen erkennbar ist.

3.2 Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in ausländischen Anlagen

Zielsetzung dieser Arbeiten war es, die relevante Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in ausländischen Anlagen auszuwerten und die daraus gewonnenen Erkenntnisse im Hinblick auf deutsche Anlagen zu bewerten. Als Informationsquellen zur Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in ausländischen Anlagen wurden insbesondere die OECD/NEA-Datenbanken OPDE und SCAP sowie internationale Fachtagungen ausgewertet. Die Auswertung betraf die Schwerpunkte

- Alterungsverhalten passiver maschinentechnischer Einrichtungen,
- Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung zur Kabelalterung und
- Betriebserfahrung mit Linern aus Stahlblech.

Den Ausführungen vorangestellt sind Informationen zu Alterungsschwerpunkten, wie sie im Zusammenhang mit dem Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken im Ausland diskutiert werden.

3.2.1 Alterungsschwerpunkte beim Langzeitbetrieb ausländischer KKW

Alterungsaspekte werden im Ausland insbesondere im Zusammenhang mit der Lebensdauerverlängerung bzw. dem Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken und den sich

daraus ergebenden Herausforderungen diskutiert. In einer Vielzahl von kernenergiebetreibenden Ländern laufen derzeit Bemühungen zur Verlängerung der Betriebszeit auf 60 Jahre oder wurden bereits realisiert. In den USA gehen die Überlegungen zur Zeit dahin, die Laufzeit der Anlagen auf 80 Jahre zu verlängern („Longer Term Operation“, „Life beyond 60 years“, „60+“). Alterungsschwerpunkte werden dabei insbesondere gesehen hinsichtlich der

- Neutronenversprödung von Reaktordruckbehältern (Verdopplung der End-of-life- (EOL)-Fluenz auf 10^{20} n/cm² (E>1MeV))
- Strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion von Kerneinbauten
- Rissbildungen und Korrosion an Rohrleitungen, einschließlich erdverlegter
- Alterung von Kabelisolierungen
- Alterung von Bauwerken.

3.2.2 Alterungsverhalten passiver maschinentechnischer Einrichtungen

Anhaltspunkte zu Schädigungsschwerpunkten an passiven maschinentechnischen Einrichtungen in ausländischen Anlagen wurden aus der Analyse einer relevanten Fachtagung, der Auswertung der OPDE-Datenbank zu Ereignissen an Rohrleitungen in US-amerikanischen Kernkraftwerken mit DWR und SWR sowie den Ergebnissen des OECD-Vorhabens SCAP-SCC gewonnen.

3.2.2.1 Auswertung der Tagung „Environmental Degradation of Materials“

Tabelle 3.2.2-1 enthält eine Auswertung der internationalen Fachtagung „Environmental Degradation of Materials“, die zuletzt im Jahr 2009 stattfand (EDM 09). Auf dieser Tagung wurden insbesondere Ergebnisse von Forschungsarbeiten vorgestellt, die im Zusammenhang mit aktuellen Schadensschwerpunkten stehen.

Tab. 3.2.2-1 Zusammenfassung und Charakterisierung der auf der Tagung „EDM 09“ behandelten Schädigungsmechanismen / Problemstellungen, Einschätzung ihrer Relevanz für deutsche Anlagen und Vorschläge zur weiteren, vertieften Auswertung

Schädigungsmechanismus	Hauptaktivitäten / Beiträge	Einschätzung der Relevanz für deutsche Anlagen		Vertiefte Auswertung
		bisherige Betriebserfahrung	potenzielle	
SpRK an Grundwerkstoffen aus Nickellegierungen (insbes. A 600, A 690)	USA, Kanada, Frankreich, Japan, Schweden, Finnland	keine Schäden	Gering aufgrund des sehr begrenzten Einsatzes von Nickellegierungen als Grundwerkstoff in deutschen Anlagen	keine
SpRK an Schweißzusatzwerkstoffen aus Nickellegierungen (insbes. A 82 / 182, 52 / 152)	USA, Japan, Finnland, Spanien	keine Schäden / Befunde	Rissbildungen an Schweißzusatzwerkstoffen (A 82, 182)	zweckmäßig
SpRK an austenitischen Cr-Ni-Stählen (insbes. SS 304, 316)	UK, Frankreich, USA, Japan, Schweden, Spanien	Rissbildungen Anfang 90er Jahre an sensibilisierten SN in SWR, keine neueren Schäden nach Austausch	Rissbildungen an kaltverformten Cr-Ni-Stählen	zweckmäßig
IASCC an austenitischen Cr-Ni-Stählen (insbes. SS 304, 316)	USA, Japan	keine Schäden	Rissbildungen an Kerneinbauten	mittelfristig zweckmäßig
Korrosionsermüdung (niedrigleg., SS, Mischnähte)	Japan, Schweiz, Deutschland	keine Schäden	gering	keine
EK an un- und niedriglegierten Kohlestahlstählen	USA, Japan	begrenzte Schäden, insbes. an Kleinleitungen in SWR	Gering aufgrund der in deutschen Anlagen gegebenen Randbedingungen.	keine

Aus der Auswertung der Tagung „EDM 09“ lassen sich im Hinblick auf die Integrität passiver maschinentechnischer Einrichtungen in der Reihenfolge ihrer Bedeutung die folgenden mechanismusspezifischen Schwerpunkte ableiten:

- Spannungsrissskorrosions-Verhalten von Nickellegierungen (Grundwerkstoffe und Schweißzusatzwerkstoffe) unter den Bedingungen von Anlagen mit DWR und SWR
- Spannungsrissskorrosions-Verhalten von austenitischen Chrom-Nickel-Stählen unter den Bedingungen von Anlagen mit DWR und SWR
- Strahlungsbeeinflusste Spannungsrissskorrosion (IASCC) an austenitischen Chrom-Nickel-Stählen unter den Bedingungen von Anlagen mit DWR und SWR
- Korrosionsermüdung an niedrig legierten Stählen und austenitischen Chrom-Nickel-Stählen unter den Bedingungen von Anlagen mit SWR
- Erosionskorrosion (EK) an un- und niedriglegierten Kohlestoffstählen in Wasserdampf-Kreisläufen.

In den rechten Spalten von **Tabelle 3.2.2-1** wird von uns eine Einschätzung der Relevanz dieser Schädigungsmechanismen für deutsche Anlagen gegeben. Eine Bedeutung kommt danach insbesondere Rissbildungen an Schweißzusatzwerkstoffen aus Nickellegierungen sowie korrosionsgestützten Rissbildungen an kaltverformten Cr-Ni-Stählen zu. Mittelfristig können auch Rissbildungen infolge strahlungsbeeinflusster Spannungsrissskorrosion an austenitischen Chrom-Nickel-Stählen unter den Bedingungen von Anlagen mit DWR und SWR von Bedeutung sein.

3.2.2.2 Auswertung der OPDE-Datenbank zu Alterungsverhalten von Rohrleitungen

Zum Alterungsverhalten von Rohrleitungen wurde eine Abfrage in der OPDE-Datenbank durchgeführt. Die OPDE-Datenbank wurde im Rahmen des OECD/NEA „OECD Pipe Failure Data Exchange Project“ erstellt /REC 06/. Sie enthält Daten zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Ereignissen an Rohrleitungen von Kernkraftwerken der OECD-Mitgliedsstaaten. Die GRS ist am Aufbau und an der Datenpflege dieser Datenbank mit beteiligt. Insgesamt stehen ca. 3.700 Datensätze zur Verfügung. Um eine möglichst geschlossene, größere Population analysieren zu können, wurde die Abfrage

auf Ereignisse an Rohrleitungen in US-amerikanischen Anlagen mit DWR und SWR beschränkt.

Bei der Datenbankabfrage wurde nach Ereignissen für Komponenten der Klassen 1 und 2 nach ASME im Zeitraum 1973 bis 2008 gesucht. Alle Ereignisse vom Typ „leak“, „rupture“ oder „severance“ wurden dabei als Leckereignisse gezählt, während alle anderen Ereignistypen als „sonstige Ereignisse“ gewertet wurden. Insgesamt wurden für DWR-Anlagen 578 Ereignisse identifiziert, wovon 432 als Leckereignisse eingestuft wurden. Von US-amerikanischen SWR-Anlagen wurden 684 Ereignissen identifiziert, davon 246 mit Leckagen. Die identifizierten Ereignisse mit Leck wurden von uns nach Schädigungsmechanismen aufgeschlüsselt.

In DWR-Anlagen haben Schädigungen durch mechanische Ermüdung einen wesentlichen Anteil an den Leckereignissen (s. **Bild 3.2.2-1**). Andere Schädigungsmechanismen sind eher unregelmäßig und mit stärker variierender Ereigniszahl aufgetreten, so dass hier kein einzelner Mechanismus hervorzuheben ist. Das Auftreten von Schädigungen infolge transkristalliner Spannungsrisskorrosion (TGSCC) ist hier nicht so deutlich ausgeprägt wie in deutschen DWR-Anlagen. Ereignisse infolge von interkristalliner Spannungsrisskorrosion an Nickellegierungen spielen bei dieser Auswertung eine nur untergeordnete Rolle, da diese vorwiegend an Dampferzeuger-Heizrohren und Behälter-Stützen sowie an Mischschweißnähten aufgetreten sind, aber nicht an Rohrleitungen (vgl. **Abschnitt 3.2.2.3**).

Bei SWR-Anlagen (s. **Bild 3.2.2-2**) haben Schädigungen durch interkristalline Spannungsrisskorrosion (IGSCC) bis ca. 1987 einen Großteil der Leckereignisse verursacht. Diese Ereignisse betrafen Rohrleitungen aus unstabilierten Chrom-Nickel-Stählen und sind gehäuft zwischen 1973 und 1983 aufgetreten. Ihre Anzahl hat sich danach signifikant verringert, einzelne Leckagen infolge dieses Mechanismus sind aber auch in den letzten Jahren aufgetreten. Dieser Effekt ist jedoch wegen der Verwendung stabilierteter Chrom-Nickel-Stähle auf deutsche Anlagen nicht übertragbar, bei denen Anfang der 90er Jahre Rissbildungen im Bereich von nicht optimal ausgeführten Schweißnähten bei zerstörungsfeien Prüfungen entdeckt wurden. Die deutliche Abnahme der Anzahl an Leckereignissen in den USA nach 1987 zeigt, dass wirksame Maßnahmen ergriffen wurden, um diesen Schädigungsmechanismus weitgehend zu unterbinden oder aber so frühzeitig festzustellen, dass Leckagen vermieden werden konnten. Andere Schädigungsmechanismen sind ebenso unregelmäßig verteilt wie bei US-amerikanischen DWR-Anlagen.

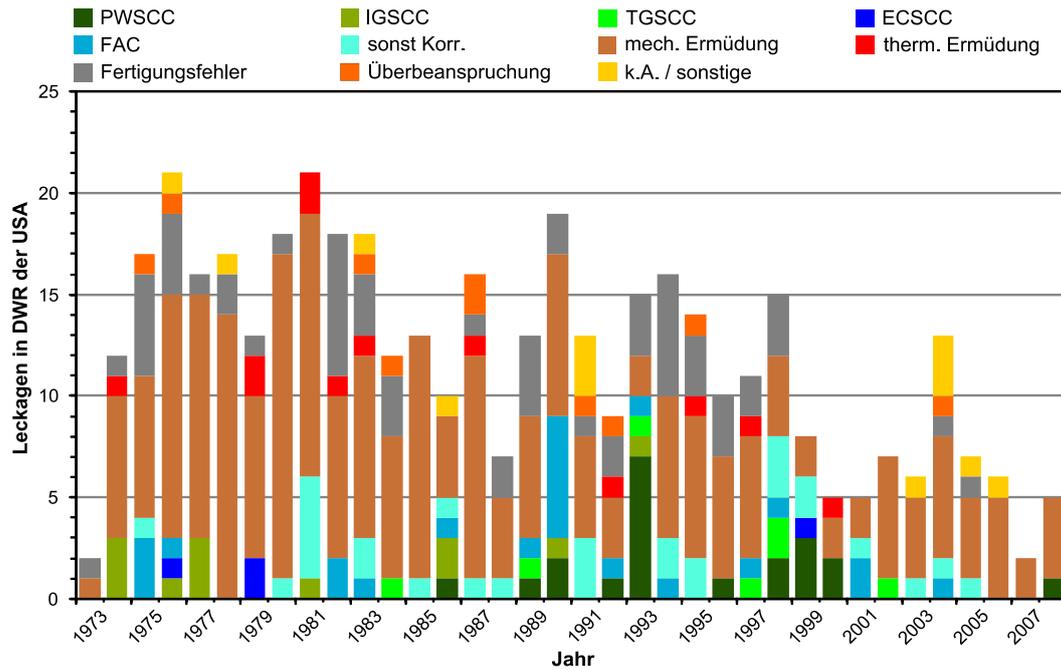


Bild 3.2.2-1 Leckereignisse an Rohrleitungen (Class 1 und 2) US-amerikanischer DWR-Anlagen nach Schädigungsmechanismen

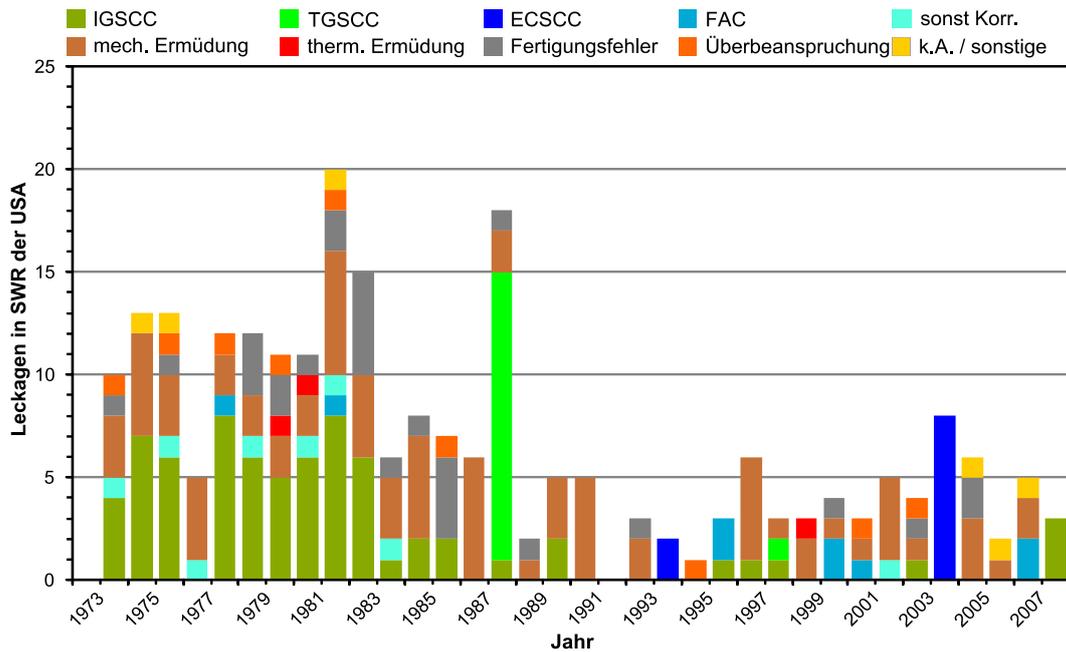


Bild 3.2.2-2 Leckereignisse an Rohrleitungen (Class 1 und 2) US-amerikanischer SWR-Anlagen nach Schädigungsmechanismen

3.2.2.3 Erkenntnisse aus dem OECD-Vorhaben SCAP-SCC

Das OECD-Vorhaben SCAP (Stress Corrosion Cracking and Cable Ageing Project) ist in **Abschnitt 3.6.1.2** dieses Berichtes ausführlich beschrieben. Nachfolgende Ausführungen beschränken sich auf wesentliche Erkenntnisse zum Alterungsverhalten passiver maschinentechnischer Einrichtungen, die in der Arbeitsgruppe, die sich mit korrosionsgestützter Rissbildung beschäftigte (SCAP-SCC), gewonnen wurden.

Von der SCAP-SCC-Arbeitsgruppe wurden alle bekannten, korrosionsgestützten Schädigungsmechanismen, die an druckführenden Komponenten und Reaktordruckbehälter-Einbauten unter den in Anlagen mit DWR und SWR sowie in CANDU-Reaktoren vorherrschenden Bedingungen auftreten können, behandelt. Insbesondere wurde eine Ereignisdatenbank erstellt, die etwa 1.600 entsprechende Ereignisse enthält /SCA 10/. Dabei wurden die folgenden mechanismusspezifischen Schwerpunkte identifiziert:

- Interkristalline Spannungsrisskorrosion an Rohrleitungen und RDB-Einbauten aus unstabilisierten und stabilisierten Chrom-Nickel-Stählen in Anlagen mit SWR (s. **Bild 3.2.2-3**)
- Interkristalline Spannungsrisskorrosion an Komponenten und Schweißnähten aus Nickellegierungen in Anlagen mit DWR (s. **Bild 3.2.2-4**)
- Strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion an RDB-Einbauten in Anlagen mit DWR und SWR (s. **Bild 3.2.2-5** und **Tabelle 3.2.2-2**).

Darüber hinaus wurden die Schädigungsmechanismen „Chloridinduzierte transkristalline Spannungsrisskorrosion an Komponenten aus Chrom-Nickel-Stählen“, „Dehnungsinduzierte Risskorrosion an ferritischen Stählen“ und „Korrosionsermüdung an aus verschiedenen metallischen Werkstoffen gefertigten Komponenten“ behandelt. Diesen Schädigungsmechanismen kommt aber in ausländischen Anlagen eine eher untergeordnete Bedeutung zu. Die Einschätzung der SCAP-SCC-Arbeitsgruppe deckt sich insoweit weitgehend mit unserer in **Abschnitt 3.2.1.2** getroffenen Einschätzung. Auffällig ist, dass die chloridinduzierte transkristalline Spannungsrisskorrosion an Komponenten aus Chrom-Nickel-Stählen in der Diskussion im Ausland im Vergleich zu deutschen Anlagen eine eher untergeordnete Rolle spielt und wenn, dann insbesondere im Zusammenhang mit Korrosion von Außen (External Chloride Stress Corrosion Cracking, ECSCC) diskutiert wird.

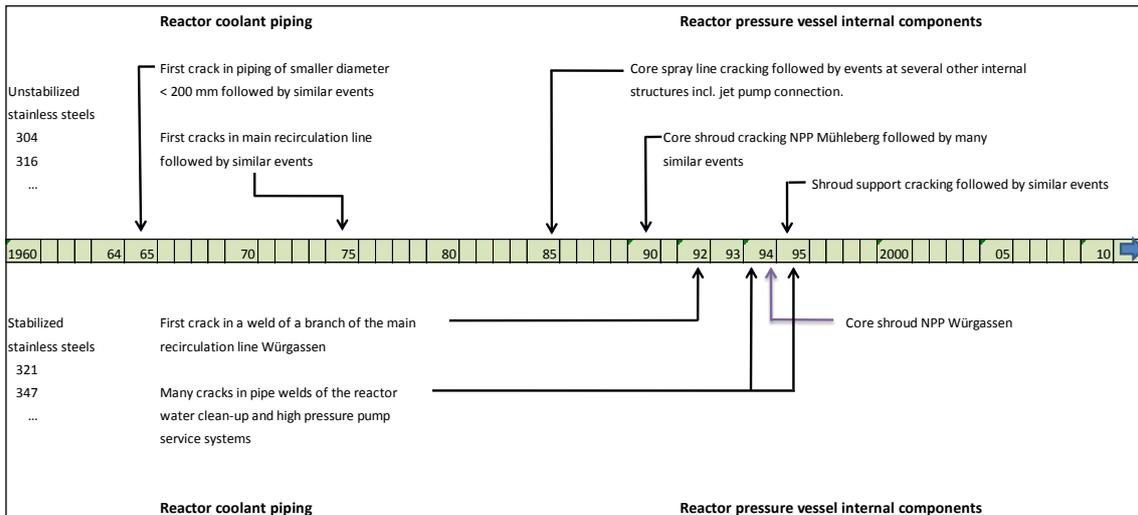


Bild 3.2.2-3 Historischer Überblick über Schäden an Rohrleitungen und RDB-Einbauten aus unstabilisierten und stabilisierten Chrom-Nickel-Stählen in Anlagen mit SWR infolge ISpRK, nach /SCA 10/

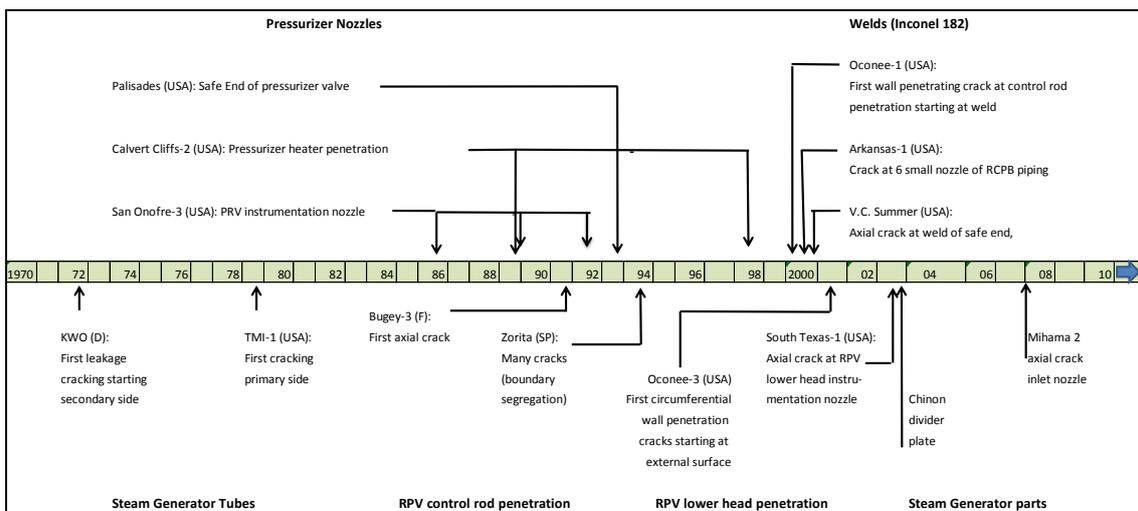
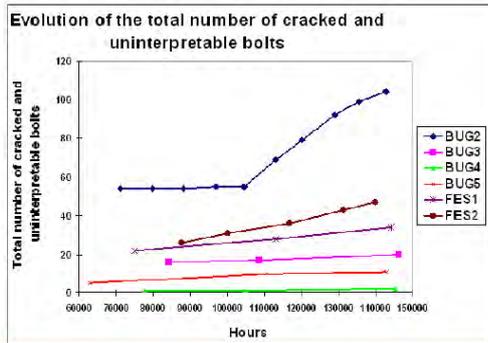
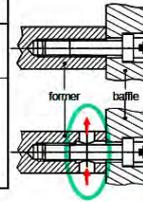


Bild 3.2.2-4 Historischer Überblick über Schäden an Komponenten und Schweißnähten aus Nickellegierungen in Anlagen mit DWR infolge ISpRK, nach /SCA 10/

IASCC & PWR vessel internals - French Field Experience

Series name	Number of reactors	Nuclear power	First start-up	Flow circulation	Cooling of bolts
CPO	6	900 MW	1977	Down flow (up flow since 90's)	No
CPY	28	900 MW	1978	Up flow	Yes
P4, P'4	20	1300 MW	1984		
N4	4	1450 MW	1997		



Massive replacement of bolts: BUG 2, FES 1&2.

First ultrasonic indications on P4 (1 300 MWe) plant in 2006 ? (4 bolts)

Further controls are required

3rd March 2009 / BAMB Ageing of NPP and R&D - Page 18 - DSR/SAMS/2009-OECD/SCAP

IRSN

Bild 3.2.2-5 Betriebserfahrung mit strahlungsbeeinflusster Spannungsrisskorrosion an RDB-Einbauten in französischen Anlagen mit DWR (Sekundärquelle /SCA 10/)

Tab. 3.2.2-2 Beispiele für die Betriebserfahrung mit strahlungsbeeinflusster Spannungsrisskorrosion in Anlagen in Frankreich, den USA und Südkorea (Sekundärquelle /SCA 10/)

Degradation History

Facilities	Operating year	Generating power (MW)	Loop number	BFB number	BFB material	Defect number	Defect position	
FRANCE	Bugey-2	20	955	3	960	316SS	87	#2,3 Former
	Bugey-3	20	955	3	960	316SS	18	-
	Bugey-4	-	937	3	960		3	-
	Fessenheim-1	-	950	-	960		28	-
	Fessenheim-2	-	950	-	960	347SS	47	-
USA	Farley-1	22	860	3	1024		No	-
	Point Beach-2	27	510	2	728	347SS	55	#1,3,8 Former
	GINNA	-	600	2	728		59	-
KOREA	Kori-1	21	600	2	728	316SS	2	#1,6 Former
	Kori-2	16	650	2	800	316SS	-	-
	Kori-3-4 YoungGwang-3-4	12 ~ 14	950	3	960	316SS	-	-
	Ulchin-1-2	10 ~ 11	950	3	1029	316SS	-	-

KAERI

3.2.3 Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung zur Kabelalterung

Zur Betriebserfahrung mit Kabeln wurden die Ergebnisse aus dem OECD-Vorhaben SCAP ausgewertet. Das OECD-Vorhaben SCAP (Stress Corrosion Cracking and Cable Ageing Project) ist in **Abschnitt 3.6.1.2** dieses Berichtes ausführlich beschrieben. Die im Rahmen des SCAP-Vorhabens erstellte Daten- und Wissensbasis zum Alterungsverhalten von Kabeln enthält unter anderem Informationen zu Schadensfällen mit Kabeln in Kernkraftwerken.

Die Mehrzahl der in der OECD-Cable-Datenbank erfassten Schadensfälle stammt aus US-amerikanischen Kernkraftwerken. Die Informationen basieren auf dem Rückfluss der Betreiber auf den Generic Letter 2007-01 „Inaccessible or Underground Power Cable Failures that Disable Accident Mitigation Systems or Cause Plant Transients“. Insgesamt wurden von den Betreibern US-amerikanischer Kernkraftwerke Informationen zu 269 Ereignissen an Kabeln bereitgestellt. 125 Fälle davon ereigneten sich während des Leistungsbetriebs (**Bild 3.2.3-1**). In 114 Fällen wurden Schäden im Rahmen der Instandhaltung festgestellt (**Bild 3.2.3-2**). Wie zu erkennen, ist in beiden Fällen eine tendenzielle Zunahme der Ereignisse mit der Zeit erkennbar.

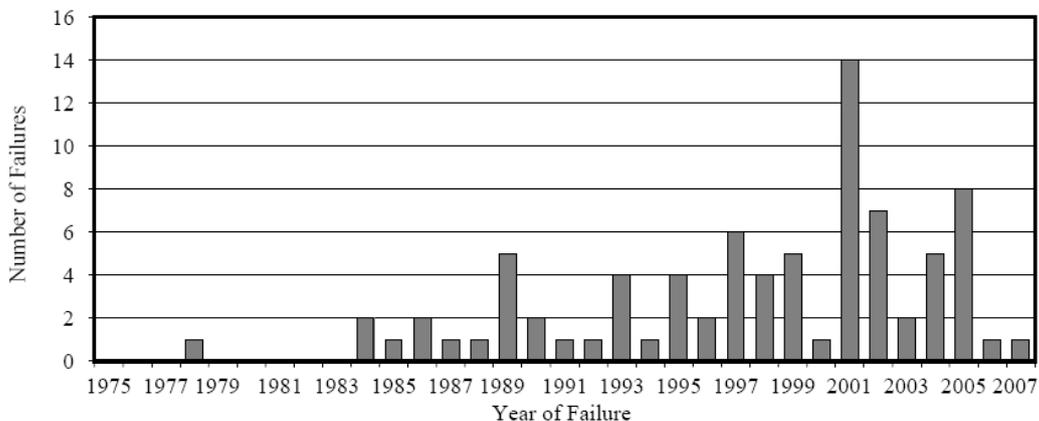


Bild 3.2.3-1 Ereignisse mit Kabelversagen während des Betriebs in US-amerikanischen Kernkraftwerken, nach Quelle /SCA 10/

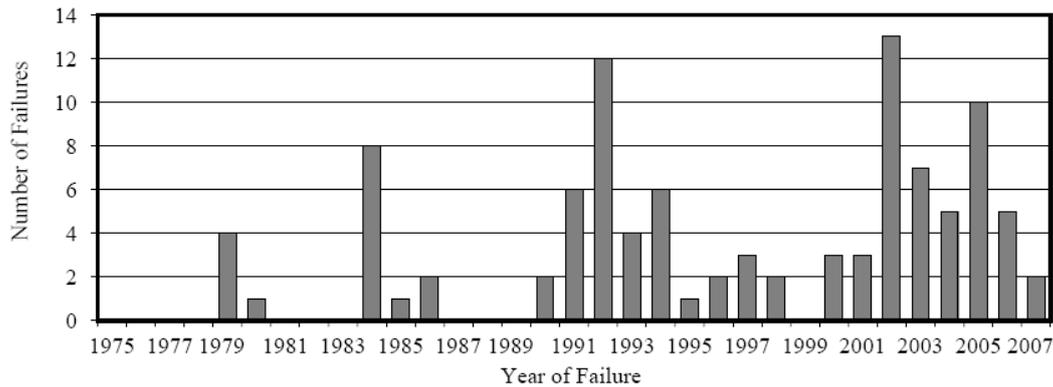


Bild 3.2.3-2 Während der Instandhaltung in US-amerikanischen Kernkraftwerken festgestellte Kabelschäden, nach /SCA 10/

Eine Analyse der Ursachen der Schäden zeigt **Bild 3.2.3-3**. Wie zu erkennen, waren nicht alle Schäden alterungsbedingt. Im Einzelnen wird zwischen physikalischer / mechanischer Schädigung, Schäden durch Feuchtigkeitseinfluss, allgemeiner / alterungsbedingter Schädigung, Herstellungsfehlern, Auslegungsfehlern, Verunreinigung / Chemischem Angriff, Blitzeinschlag und menschlichem Fehlverhalten unterschieden. Nicht in allen Fällen war eine eindeutige Zuordnung möglich. Deshalb wird in jeder Schadenskategorie nochmals zwischen „mögliche“, „wahrscheinliche“ und „eindeutige“ Ursache unterschieden.

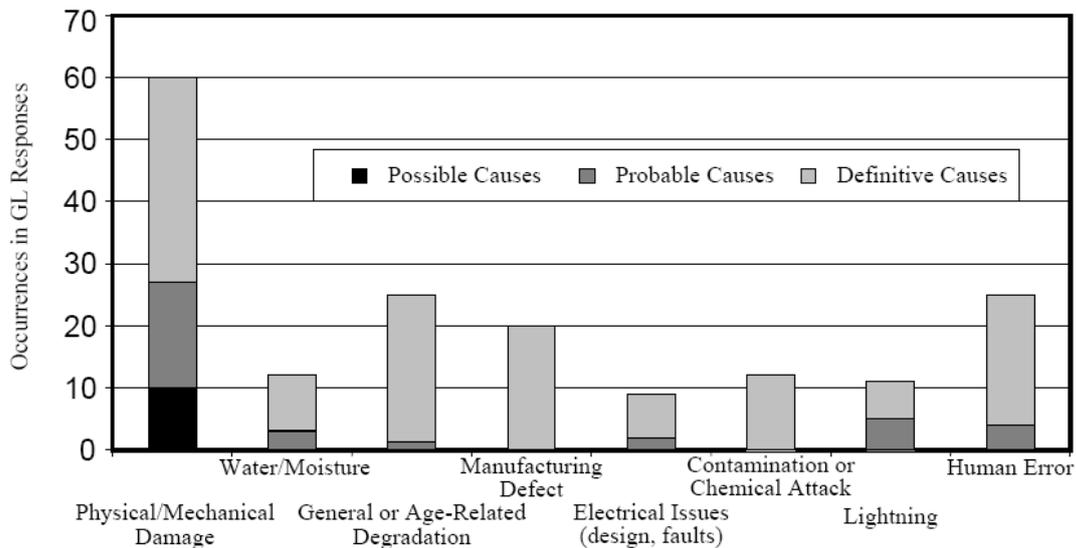


Bild 3.2.3-3 Ursachen für Schäden an Kabeln in US-amerikanischen Kernkraftwerken, nach /SCA 10/

Die Ereignisdatenbank enthält auch Informationen zu Einzelereignissen aus anderen OECD-Mitgliedsländern sowie der Ukraine. Betroffen waren dort insbesondere Leistungskabel. Auch in diesen Fällen wurde ein Teil der Schäden nicht durch Alterung verursacht. Typische Beispiele für Schadensursachen sind:

- Mechanische Alterung: Die Leistungskabel waren an einen Motor angeschlossen. Durch vom Motor herrührende Vibrationen verschlissen die Kabel an Kanten.
- Verlust von Weichmachern: Während der visuellen Inspektion wurden einige Leistungskabel mit Rissbildungen in der Umhüllung gefunden. Die Kabel hatten eine PVC-Umhüllung und waren 20 Jahre in Betrieb (60 °C, 0,001 Gy/h). Die Funktionsfähigkeit der Kabel war noch gegeben, die Kabel wurden jedoch vorsorglich im Hinblick auf Kühlmittelverluststörfälle ausgetauscht.
- Einsatz von Kabeln unzureichender Qualität: Der Hersteller verwendete nicht das gleiche Material, wie im Qualifizierungsprozess. Darüber hinaus wurden während des Qualifizierungsprozesses nicht alle technologischen Bedingungen eingehalten. Nach einem Jahr Einsatz der Leistungskabel bei 60 °C traten Rissbildungen in der Kabelisolierung auf.
- Fehler bei der Installation: Während der Installation wurde ein Leistungskabel mit sehr großen Kräften über ein anderes Leistungskabel gezogen. Damit verbunden war ein Verschleiß der Kabelisolierung, der zwei Jahre später zu einem Kurzschluss führte.

Aus den oben aufgeführten Erkenntnissen zur Betriebserfahrung mit Kabeln in ausländischen Kernkraftwerken ergeben sich keine unmittelbaren Schlussfolgerungen für deutsche Kernkraftwerke. Die aufgeführten Schadensfälle stehen zu großen Teilen im Zusammenhang mit spezifischen Herstellungs- und Installationsfehlern. Grundsätzlich wird dem Thema „Kabelalterung“ im Ausland eine vergleichsweise große Bedeutung im Hinblick auf den angestrebten Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke zugemessen. Dabei spielt insbesondere das Verhalten gealterter Kabelisolierungen unter Störfallbedingungen eine Rolle. In diesem Zusammenhang werden insbesondere auch Prozeduren zur Qualifizierung von Kabeln sowie zu ihrer Zustandsüberwachung diskutiert. Die Aktivitäten im Ausland sollten unter den genannten Aspekten aufmerksam weiterverfolgt und im Hinblick auf ihre Bedeutung für deutsche Anlagen bewertet werden. Hierzu bietet sich insbesondere die internationale Zusammenarbeit, z. B. im Rahmen der OECD / NEA oder der IAEA an (vgl. **Abschnitt 3.6**).

3.2.4 Betriebserfahrung mit Linern aus Stahlblech

Liner werden als Innenauskleidung bei Sicherheitsbehältern aus Beton verwendet. Im Anforderungsfall übernehmen die Betonstrukturen die Abtragung der Belastungen insbesondere des Innendrucks. Die Liner befinden sich auf der Innenseite der armierten Betonhülle und sind dort verankert. Sie bilden die Dichthaut gegenüber dem Übertritt von radioaktiven Stoffen in die Umgebung. Korrosionsschäden an Linern aus Stahlblech bei Sicherheitsbehältern aus Beton sind in der Vergangenheit aus verschiedenen Ländern bekannt geworden, z. B. aus Frankreich /IRS 90/ und aus Schweden /IRS 93/. Die Information Notice 20101-12 der US-NRC /NRC 10a/ behandelt neuere Ereignisse, die in drei US-amerikanischen Anlagen aufgetreten sind. Bei diesen Ereignissen wurden die Korrosionsschäden durch die Reaktion von Feuchte mit den ferritischen Oberflächen der Liner ausgelöst.

Im US-amerikanischen Kernkraftwerk Beaver Valley Power Station, Block 1 (Druckwasserreaktor, 892 MWe, Betrieb ab 1976, Hersteller Westinghouse) wurde durch den Betreiber im Rahmen des Brennelementwechsels eine visuelle Überprüfung der Innenseite des Liners vorgenommen. Der Liner besteht aus ferritischem Stahlblech und ist Bestandteil des Sicherheitsbehälters. Er befindet sich auf der Innenseite der armierten Betonhülle. Der Liner ist zylinderförmig, hat einen oberen kugelförmigen Dom und einen flachen Bodenabschluss. Die Überprüfung ergab einen rechteckigen Bereich mit Korrosionsanzeigen, der ca. 25 mm lang und 10 mm hoch war. Dieser Bereich zeigte wanddurchdringende Stellen. Ultraschall-Prüfungen zeigten Wanddickenschwächungen in einem umgebenden Bereich in der Größe von 250 mm². Der betroffene Bereich wurde herausgeschnitten. Im Bereich hinter dem herausgeschnittenen Blech wurde im Beton ein Holzstück vorgefunden. Die Schadensursache wurde auf ein Durchkorrodieren ausgehend von der Betonseite aufgrund der Einwirkung des möglicherweise feuchten Fremdkörpers zurückgeführt.

Im US-amerikanischen Kernkraftwerk Brunswick Steam Electric Plant, Block 1 (Siedewasserreaktor, 938 MWe, Betrieb ab 1977, Hersteller General Electric) wurde durch den Betreiber eine visuelle Inspektion der Durchführung durch den Sicherheitsbehälter am Stutzen der Personenschleuse durchgeführt. Der Sicherheitsbehälter umschließt den Reaktordruckbehälter und besteht aus armiertem Beton mit innenliegendem Liner aus ferritischem Stahl. Bei der Sichtprüfung des Stuzens aus ferritischem Stahl wurden an zwei Stellen Ausbeulungen festgestellt. Ultraschallprüfungen ergaben Wanddickenschwächungen an mehreren Stellen. Die spezifizierte Wanddicke wurde an diesen

Stellen unterschritten. Zur Vermeidung behinderter Wärmedehnung befindet sich zwischen dem Stutzen der Durchführung der Personalschleuse und der Betonhülle eine Filzschichtung. Der Filz ist auf die Außenseite des Stutzens gewickelt, auf der sich eine Lage Folie aus Polyethylen befindet. Es wurde festgestellt, dass die Beulen durch Aufbau von Korrosionsprodukten zwischen dem Stutzen und dem Beton entstanden sind. In der Filzschichtung war Feuchte vorhanden. Es wird davon ausgegangen, dass die Feuchte während der Errichtung eingetragen wurde und dann an der ferritischen Oberfläche den Schädigungsmechanismus auslöste. Laboruntersuchungen ergaben Loch- und Flächenkorrosion unter Korrosionsprodukten mit der Folge von Wanddickenschwächungen.

Im US-amerikanischen Kernkraftwerk Salem Nuclear Generating Station, Block 2 (Druckwasserreaktor, 1158 MWe, Betrieb ab 1981, Hersteller Westinghouse) wurde eine Inspektion des Sicherheitsbehälters im Bereich der Feuchtigkeitssperre (Dichtung aus Silikon) zwischen einem Betonboden und dem Liner durchgeführt. In diesem Bereich wurden starke Korrosionsbefunde festgestellt, die sich über 150 mm im zylindrischen Bereich des Liners erstreckten. Der Liner besteht aus ferritischem Stahlblech und ist Bestandteil des Sicherheitsbehälters. Der Liner ist zylinderförmig, hat einen oberen kugelförmigen Dom und einen flachen Bodenabschluss. Der durch Korrosion betroffene Bereich ist normalerweise nicht zugänglich, weil sich dort Isolationsschichten auf dem Boden befinden. Zunächst wurden durch den Betreiber an vier weiteren Stellen Ultraschallprüfungen durchgeführt. Es konnten zwar Korrosionsstellen festgestellt werden, jedoch war die Wanddickenschwächung gering. Der Betreiber hat an weiteren insgesamt 440 Stellen Ultraschallprüfungen vorgenommen. Eine Unterschreitung der vorhandenen Wanddicken von der spezifizierten Wanddicke konnte bei diesen Prüfungen nicht festgestellt werden. Die Korrosion wird auf unbemerkt eingetragene Feuchtigkeit zurückgeführt, die in Verbindung mit der ferritischen Oberfläche den Schädigungsmechanismus auslöste. Es wird angenommen, dass der Feuchteeintrag aus Leckagen der Versorgungsleitungen für Lüfter stammte.

Hinsichtlich der Bedeutung der oben beschriebenen Ereignisse für deutsche Anlagen ist festzuhalten, dass Sicherheitsbehälter aus Beton mit innenliegendem Liner in deutschen Druckwasserreaktoren nicht verwendet werden. In Deutschland sind alle Sicherheitsbehälter aus ferritischem Stahl gefertigt, die als Volldruckbehälter ausgelegt sind. Gleiches gilt für Siedewasserreaktoren der Baulinie 69. Die Kernkraftwerke Gundremmingen B und C mit Siedewasserreaktoren der Baulinie 72 haben dagegen Sicherheitsbehälter aus Beton mit innenliegenden Linern aus ferritischem Stahl.

In deutschen Druckwasserreaktoren wurden von 1985 bis 1990 systematische Schäden infolge Korrosion an der drucktragenden Wand der Einspannstellen von Sicherheitsbehältern festgestellt, die aus ferritischem Stahl gefertigt sind /MLN 91/. Durch Verbesserungsmaßnahmen wurde die Ursache beseitigt. In der Folge wurden keine Schädigungen infolge Korrosion an ferritischen Oberflächen von Sicherheitsbehältern mehr gemeldet.

Für die Durchführung von wiederkehrenden Prüfungen an Sicherheitsbehältern in deutschen Kernkraftwerken bestehen die Vorgaben der KTA-Regel 3401.4. Aus den Ergebnissen der wiederkehrenden Prüfungen können Rückschlüsse auf den Zustand der Sicherheitsbehälter gezogen werden.

3.3 Beschreibung des Standes von Wissenschaft und Technik zu ausgewählten Schädigungsmechanismen / -phänomenen und ihrer Beherrschung

Zielsetzung dieser Arbeiten war es, die in der GRS vorhandene Wissensbasis zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen fortzuschreiben und zu erweitern. Hierzu wurde der Stand von Wissenschaft und Technik zu ausgewählten, relevanten Schädigungsmechanismen / -phänomenen und ihrer Beherrschung zusammengefasst. Die Grundlage hierzu bildete insbesondere die Auswertung relevanter internationaler Veranstaltungen und Aktivitäten.

Im Einzelnen wurden Arbeiten zu den folgenden Schwerpunkten durchgeführt, die nachfolgend zusammenfassend beschrieben sind:

- Korrosionsgestützte Rissbildung an passiven maschinentechnischen Komponenten aus Nickellegierungen
- Vorgehensweise bei der Beherrschung von Kabelalterung
- Alterungsmanagement von Sicherheitsbehältern aus Beton.

3.3.1 Korrosionsgestützte Rissbildung an passiven maschinentechnischen Komponenten aus Nickellegierungen

Neben unlegierten und niedrig legierten ferritischen Stählen sowie austenitischen Chrom-Nickel-Stählen spielen verschiedene Nickellegierungen als Strukturwerkstoffe in Kernkraftwerken eine wichtige Rolle. Für die verschiedenen Varianten hat sich jedoch in den Anlagen eine unterschiedlich ausgeprägte Neigung zu interkristalliner Spannungsrisskorrosion in Heißwasser sowohl unter DWR- als auch SWR-typischen Bedingungen herausgestellt (vgl. **Abschnitt 3.2.2**). Diese bestätigt weitgehend die auch im Labor gefundene Anfälligkeit. Aufgrund des geringeren Einsatzes dieser Legierungen in Anlagen mit SWR sind von den Vorkommnissen mit Rissbildungen und Leckagen bisher im Ausland überwiegend Anlagen mit DWR betroffen. Schäden traten insbesondere an Druckhalter- und RDB-Durchführungen sowie Dampferzeuger-Heizrohren auf. Dies hat dazu geführt, dass in ausländischen Kernkraftwerken eine große Zahl von Dampferzeugern und RDB-Deckeln ausgetauscht wurden. Sicherheitstechnisch und vor allem auch ökonomisch stellt dies weltweit das wohl gravierendste werkstoffbedingte Problem in DWR dar. Außerdem waren eine Reihe von Verbindungselementen und Federn unter den Kernbauteilen und RDB-Einbauten von Schäden betroffen.

Während bei den Kernbauteilen und RDB-Einbauten auch in Deutschland in begrenztem Umfang vergleichbare Schäden aufgetreten sind und zu einer Reihe von Austauschmaßnahmen geführt haben, gilt dies nicht für die auch in deutschen Anlagen eingesetzten Schweißverbindungen aus Nickellegierungen an druckführenden Komponenten. Hier steht die bisher positive Betriebserfahrung mit diesen Nickellegierungen in deutschen Anlagen in einem gewissen Gegensatz zu den Erfahrungen im Ausland und Laborversuchen. Dieser Gegensatz lässt sich auf der Basis des bisherigen Kenntnisstandes nicht ausreichend erklären, um daraus auch für die Zukunft eine zuverlässige Prognose für das Verhalten dieser Bauteile in deutschen Anlagen abzugeben.

Vor dem oben geschilderten Hintergrund wurde im Rahmen des Vorhabens ein separater technischer Bericht zum Einsatz von Nickellegierungen in Leichtwasserreaktoren und ihre Schädigung durch interkristalline Spannungsrisskorrosion erstellt (s. **Anhang C**). In diesem Bericht wird ein Überblick gegeben über die in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren eingesetzten Varianten von Chrom-Nickel-Legierungen einschließlich ihrer Spezifikationen, ihrer Einsatzgebiete, an ihnen aufgetretene Schäden in den Anlagen und den Stand der Untersuchungen zum Schädigungsmechanismus. Da in deutschen Anlagen mit DWR alle Dampferzeuger-Heizrohre aus dem Chrom-

Nickel-Stahl Alloy 800 gefertigt sind, wird in diesem Bericht auf die spezifischen Probleme mit Dampferzeuger-Heizrohren aus Alloy 600 nicht vertieft eingegangen.

Nach einer Einführung in die Metallurgie und Anwendungsbereiche der verschiedenen Nickellegierungen wird der derzeitige Kenntnisstand zum Schädigungsmechanismus unter den Betriebsbedingungen von Anlagen mit Leichtwasserreaktoren wiedergegeben. Dabei wird auf den Einfluss verschiedener Faktoren, insbesondere chemische Zusammensetzung und Gefüge der Legierungen, Eigenschaften des Kühlmittels, Temperatur und mechanische Beanspruchungen, eingegangen. Danach werden für die verschiedenen Legierungen, die international in Anlagen mit Leichtwasserreaktoren zum Einsatz kommen, die Spezifikationen nach den einschlägigen Regelwerken ASME, RCC-M und KTA beschrieben und verglichen. Dabei handelt es sich nach US-amerikanischer Nomenklatur um die Grundwerkstoffe der Typen Alloy 600, 690, 718 und 750 sowie die Schweißzusatzwerkstoffe der Typen Alloy 52, 82, 132, 152 und 182.

Weiterhin wird ein Überblick über den Einsatz der verschiedenen Legierungen in den Anlagen gegeben. Schließlich wird eine große Auswahl an aufgetretenen Schäden beschrieben, mit dem Ziel, möglichst alle betroffenen Bauteile zu erfassen, ohne jeden Fall im Einzelnen zu beschreiben. Dabei wurde auch in diesen Kapiteln stets nach deutschen und ausländischen Anlagen und nach Anlagen mit DWR und SWR differenziert und es werden sowohl druckführende Komponenten als auch RDB-Einbauten und Brennelemente angesprochen. Abschließend werden mögliche konstruktive und fertigungstechnische Maßnahmen sowie Überwachungs- und Prüfmaßnahmen behandelt.

Trotz der großen Anzahl an Untersuchungen zu ISpRK an Nickellegierungen besteht weiterhin eine Reihe nicht vollständig geklärter Fragen. So kann z. B. kein eindeutiger Wert für die Inkubationszeit angegeben werden. Die bisher zuverlässigsten Hinweise, diese Frage betreffend, liefert die Betriebserfahrung, wie sie z. B. in **Bild 3.3.3-1** für Schweißnähte und Auftragsschweißungen aus der Nickellegierung Alloy 132/182 wiedergegeben ist. Die Rissbildungen wurden danach in der Mehrzahl nach 100.000 Betriebsstunden entdeckt.

Die Anfälligkeit einiger Nickellegierungen für ISpRK im Labor sowie die internationale Betriebserfahrung mit zahlreichen Rissbefunden einerseits und die bisher positive Betriebserfahrung mit diesen Nickellegierungen in deutschen Anlagen andererseits stehen bisher anscheinend in einem gewissen Gegensatz, der eine Prognose der Ent-

wicklung für die deutschen Anlagen erschwert. Hier wird durch neuere Untersuchungsergebnisse weitere Aufklärung erwartet.

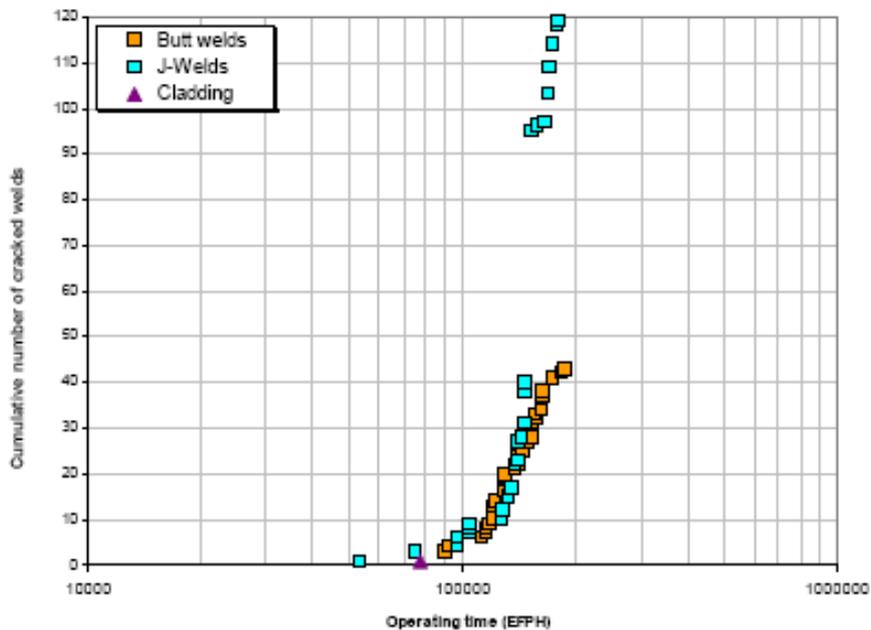


Bild 3.3.3-1 Betriebszeit der Anlagen bei Entdeckung von Rissen in Schweißnähten und Auftragsschweißungen der Nickellegierung Alloy 132/182, nach /SCO 10/

Die Fortschritte im Bereich der Mess- und Prüftechnik der letzten Jahre lassen eine höhere räumliche Auflösung und bessere Charakterisierung von Fehlern durch zerstörungsfreie Prüfmethode und Laboruntersuchungen zu. Weitere Daten und Schadensbeschreibungen aus Betriebserfahrung und Forschungsvorhaben werden daher voraussichtlich die Möglichkeit zu einer differenzierteren Beurteilung von Einflussfaktoren eröffnen. Möglicherweise lassen sich damit auch die bisher positive Betriebserfahrung in deutschen Anlagen und die Auswirkungen verschiedener fertigungstechnischer Gegebenheiten besser bewerten.

Im Zusammenwirken mit einer quantitativen Erweiterung der Betriebserfahrung sowohl durch längere Betriebszeiten als auch erweiterte Prüfumfänge werden damit auch besser abgesicherte Aussagen zu Inkubationszeiten und zur Risswachstumsgeschwindigkeit erwartet. Zusammen können diese Informationen der zielgerichteten Ausgestaltung von Prüfkonzepten für die wiederkehrenden Prüfungen als Vorsorgemaßnahme zur Vermeidung von sicherheitstechnisch relevanten Schäden dienen.

Neben diesen Untersuchungen, welche für ein besseres Verständnis und genauere Prognosen für das Auftreten von ISpRK sorgen können, stehen technische Verfahren und Maßnahmen, welche durch Einbringen von Druckeigenspannungen an der inneren Oberfläche eine Rissinitiierung unterbinden bzw. einen weiteren Rissfortschritt verhindern sollen, wie Kugelstrahlen, Aufschmelzen der Oberfläche mit Laser oder auch Auftragschweißen von außen. Die Wirksamkeit dieser Maßnahmen wird erst nach längeren Betriebs- oder Beobachtungszeiten bewertet werden können.

Eine weitere Verfolgung von Veröffentlichungen und einschlägigen Konferenzen zum Thema „Korrosionsgestützte Rissbildung an passiven maschinentechnischen Komponenten aus Nickellegierungen“, z. B. „Environmental Degradation of Materials in Nuclear Systems“ oder „Colloque International de Fontevraud“, und eine Auswertung der dort präsentierten Ergebnisse erscheint sinnvoll.

3.3.2 Vorgehensweise bei der Beherrschung von Kabelalterung

Die in Kernkraftwerken installierten Kabel haben die Funktion Mess- und Steuerungssignale zu übertragen und elektrische Einrichtungen mit Strom zu versorgen. Ein Teil dieser Kabel muss seine Funktion auch unter den Bedingungen von Kühlmittelverlust-(KMV)-Störfällen erfüllen können, wofür entsprechende Nachweise zu führen sind. Grundsätzlich wurden Kabel als „instandhaltungsfreie“ Einrichtungen gesehen. Allerdings verändern sich die Eigenschaften der Kabelisolierung unter dem Einfluss der Umgebungsbedingungen (insbesondere Temperatur, Strahlung, Feuchtigkeit). Um Ereignissen infolge des Versagens von Kabeln vorzubeugen, ist deshalb ein geeignetes Alterungsmanagement von einem frühen Zeitpunkt des Betriebes an erforderlich.

Wesentliche Informationen zum Stand von Wissenschaft und Technik bei der Beherrschung der Kabelalterung für qualifizierte Kabel liefert der noch unveröffentlichte Abschlussbericht zum OECD/NEA-Vorhaben SCAP /SCA 10/, welcher der GRS aufgrund ihrer Mitarbeit an diesem Vorhaben zugänglich ist (vgl. **Abschnitt 3.6.1**). Die darin beschriebenen Maßnahmen zum Alterungsmanagement von Kabeln lassen sich unterteilen in die Kategorien: Spezifikationen, Inspektionen, Instandhaltungsarbeiten, Nachweis der KMV-Störfallfestigkeit und Kabeldepots.

3.3.2.1 Spezifikationen

Die Erkenntnisse der Arbeitsgruppe SCAP-Cable hinsichtlich der Spezifikation von Kabeln können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Erfahrung in den USA zeigt, dass der Zustandsüberwachung eine wichtige Rolle bei der Bewertung der Alterung von Kabelisolierungen zukommt (vgl. **Abschn. 3.3.2.2**). Die Möglichkeit einer solchen Überwachung ist nach /SCA 10/ bei Kabeln mit durchgängiger metallischer Abschirmung besser gegeben als bei anderen Ausführungen. Daher wird empfohlen, beim Austausch von Leistungskabeln solche mit metallischer Abschirmung zu verwenden.
- Insbesondere in Europa sind die Vorgaben für zulässige Konzentration verschiedener chemischer Elemente in Kabelisolierungen verschärft worden /EUR 01/. Beispielsweise ist die zulässige Konzentration von Halogeniden auf 200 ppm beschränkt worden. Ebenso gibt es Vorgaben für die zulässige Konzentration z. B. von Schwefel, Zink, Blei, Quecksilber und Asbest. Diese Vorgaben schließen nach /SCA 10/ PVC-Kabel für zukünftige Anwendungen aus.
- Für das Alterungsmanagement von Kabeln ist es besonders wichtig, die Daten zur Auslegung und Qualifikation der eingesetzten Kabel über ihre gesamte Einsatzzeit verfügbar zu haben. Beispiele aus der Betriebspraxis, insbesondere von spanischen Kernkraftwerken, zeigen, dass fehlende Informationen aufwendige Ersatzmaßnahmen zur Folge haben können.

3.3.2.2 Prüfung und Überwachung

Da die Kabelisolierungen aufgrund von Umgebungseinflüssen Alterungserscheinungen während des Normalbetriebes unterliegen, ist es wichtig, in periodischen Abständen Zustandsprüfungen und Funktionstests an ihnen durchzuführen. So können Schädigungen rechtzeitig erkannt und beseitigt werden, bevor sie zu Ausfällen führen.

Zusätzlich sollten die Umgebungsbedingungen überwacht werden. Die dabei gewonnenen Informationen können insbesondere dazu beitragen, ungünstige Einflüsse (Belastungen) rechtzeitig zu erkennen und Maßnahmen zu ihrer Verminderung zu treffen.

3.3.2.3 Instandhaltungsarbeiten

Aus der Betriebserfahrung und F&E-Arbeiten lassen sich die folgenden wesentlichen Erkenntnisse zur Rolle von Instandhaltungsarbeiten für das Alterungsmanagement von Kabeln ableiten:

- Insbesondere beim Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken können Instandsetzungsmaßnahmen an Kabeln erforderlich werden, um ihre Funktionsfähigkeit zu gewährleisten. Zu Bewertung der Ergebnisse der Zustandsprüfungen sind daher Akzeptanzkriterien erforderlich.
- Für die Bewertung des Zustands der Kabelisolierungen aus Polymerwerkstoffen haben sich zerstörende Prüfungen zur Bestimmung der Reißdehnung (Elongation at break, EAB) als geeignet erwiesen. Hierzu liegt eine Vielzahl von Daten vor. In verschiedenen Ländern, z. B. in Japan und Großbritannien, wurden nun umfangreiche Untersuchungen zur Möglichkeit der zerstörungsfreien Zustandsbestimmung durch Härteprüfung mittels Eindringkörpern (Indenter modulus) durchgeführt /HAL 08/, /SCA 10/. Die Ergebnisse zeigen eine gute Korrelation zwischen Reißdehnung und Härte. Ein Beispiel zeigt **Bild 3.3.2-1**. Daher wird diese Methode als anwendungsfähig zur Zustandsbestimmung von Kabelisolierungen gesehen.

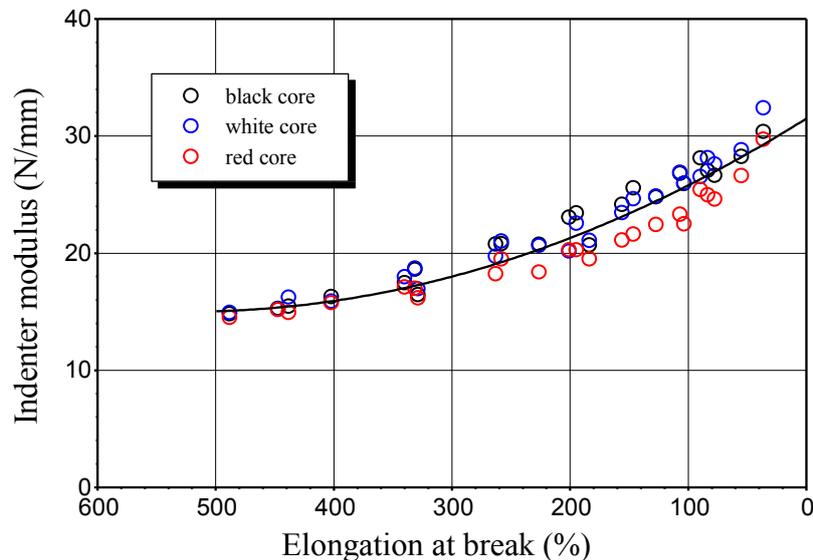


Bild 3.3.2-1 Zur Zustandsbestimmung von Kabelisolierungen: Gemessene Korrelation zwischen Härte und Reißdehnung, nach /SCA 10/

- Aufgrund einer Anforderung der japanischen Nuclear and Industrial Safety Agency (NISA) aus dem Jahr 2007 wurden in allen japanischen Kernkraftwerken, die Umgebungsbedingungen für die innerhalb des Sicherheitsbehälters installierten Kabel hinsichtlich Strahlungsdosis und Temperatur ermittelt. Es liegen Untersuchungsergebnisse von 35 Anlagen aus dem Jahr 2010 vor. Diese zeigen, dass die gemessenen Bedingungen, insbesondere für die Strahlendosis, die Auslegungswerte deutlich unterschreiten. Ferner wird darauf hingewiesen, dass bei Leistungserhöhungen eine Neubewertung der Umgebungsbedingungen erforderlich ist.
- Eine Herausforderung bei der Bewertung der Umgebungsbedingungen stellen sogenannte „Hot spots“ dar, d h. Stellen, an denen die Kabel lokal höheren Belastungen (insbesondere Temperaturen bzw. Dosisleistungen) ausgesetzt sind, die zu frühzeitiger Alterung führen können. Als geeignete Methoden zum Alterungsmanagement werden in diesem Zusammenhang in /HAL 08/ und /SCA 10/ genannt:
 - die Überwachung der Umgebungsbedingungen zur Identifikation von „Hot spots“,
 - die Auslagerung und Zustandsüberwachung von Kabeln in Bereichen mit abdeckenden, höheren Belastungen in sogenannten Kabeldepots (vgl. **Abschnitt 3.3.2.5**) sowie die
 - Durchführung periodischer elektrischer in-situ Tests zur Bewertung des Zustands von Kabelsträngen mit Impedanzmessungen nach der sogenannten Line Resonance Analysis (LIRA)-Methode.
- Aus der Betriebserfahrung sind Fälle bekannt, bei denen die Entfernung der Wärmeisolierung an druckführenden Komponenten für Instandhaltungsarbeiten zu erhöhten thermischen Belastungen von in der Nähe befindlichen Kabeln geführt hat. Die Auswirkungen der Entfernung von Wärmeisolierungen auf die Kabelalterung sind daher zu berücksichtigen.
- Ebenfalls aus der Betriebserfahrung sind Fälle bekannt, in denen Kabel, z. B. zur Versorgung von motorgesteuerten Ventilen, bei der Anbringung der Wärmeisolierung an Rohrleitungen mit in die Isolierungen verpackt wurden, mit der Folge vorzeitiger thermischer Alterung. Solche Ereignisse sind durch Qualitätssicherungsmaßnahmen zu vermeiden.

3.3.2.4 Nachweis der KVM-Störfallfestigkeit

Bei den Tests zum Nachweis der KVM-Störfallfestigkeit von Kabeln ist es wichtig, Methoden anzuwenden, welche die Alterung im Normalbetrieb möglichst realitätsnah simulieren. In Japan wurde auf der Basis umfangreicher Tests, die zwischen den Jahren 2002 und 2008 durchgeführt wurden /YAM 09/, eine neue Richtlinie zur Durchführung solcher Tests herausgegeben, die sich in wesentlichen Punkten von der bisherigen Vorgehensweise nach IEEE383-2003 unterscheidet. Insbesondere wird im Unterschied zur bisherigen Vorgehensweise empfohlen, die künstliche Voralterung unter gleichzeitiger thermischer und Strahlungsbelastung vorzunehmen. Darüber hinaus wird zur Festlegung der Bedingungen für die künstliche Voralterung die Verwendung von Aktivierungsenergien empfohlen, welche die realen Bedingungen in den Anlagen besser berücksichtigen.

3.3.2.5 Kabeldepots

Um die Alterung von Kabelisierungen sorgfältig überwachen zu können, wird empfohlen, Kabelproben unter den gegebenen Betriebsbedingungen in sogenannten Kabeldepots auszulagern. Dies gilt auch für Anlagen, die bisher über keine solche Depots verfügen. In diesen Fällen können geeignete Abschnitte von alten Kabeln, die aus Austauschmaßnahmen stammen, entsprechend ausgelagert werden. Daraus können in zeitlichen Abständen Proben für laufende Qualifizierungen, zerstörende Prüfungen usw. gewonnen werden. Als Aspekte, die zu berücksichtigen sind, werden genannt:

- Laufzeit der Anlagen einschließlich möglicher Laufzeitverlängerungen
- „Hot spot“-Bereiche in den Anlagen
- repräsentative Kabelproben für alle alterungsrelevanten Kabel
- ausreichende Länge der Kabel für die durchzuführenden Untersuchungen
- Verwendung fehlerfreier Proben und geeigneter Schutz der Kabelenden
- einfache Rückholbarkeit der Proben
- Berücksichtigung des Einflusses der Eigenerwärmung von in Betrieb befindlichen Kabeln im Vergleich zu den für Probenahmen ausgelagerten Kabeln
- geeignete Dokumentation einschließlich Produktionsdaten, Prüfergebnisse usw..

3.3.3 Alterungsmanagement von Sicherheitsbehältern aus Beton

Aktuelle Aspekte des Alterungsmanagements von Sicherheitsbehältern aus Beton werden insbesondere in der Information Notice 2010-14 der US-NRC /NRC 10b/ angesprochen. Darin wird über Abweichungen der Instandhaltungspraxis an Betonoberflächen von Sicherheitsbehältern von den hierfür in den USA geltenden regulatorischen Vorgaben (10 CFR 50.55a vom 8. August 1996 und Artikel IWL-2510, "Surface Examination" von Section XI des ASME Boiler and Pressure Vessel Code) berichtet, die von der US-NRC bei einigen Kernkraftwerksbetreibern festgestellt wurden. Danach wurden die darin festgelegten Intervalle für visuelle Prüfungen an den Betonoberflächen von Containments nicht eingehalten (Prüfungen erst nach 10 Jahren anstatt der vorgeschriebenen 5 Jahre).

Weiterhin wurden Abweichungen bei der Anwendung der Akzeptanzkriterien für entdeckte Schädigungen (Abplatzungen, Risse, etc.) gefunden. Hier verweist Artikel IWL-2510 auf Kriterien, die vom American Concrete Institute (ACI) in ACI 201.1 "Guide for Making a Condition Survey of Concrete in Service" and ACI 349.3R "Evaluation of Existing Nuclear Safety-Related Concrete Structures" festgelegt wurden. Danach sind z. B. weitere technische Bewertungen bzw. Sanierungsarbeiten durchzuführen, wenn der Beton um mehr als 19 mm in der Tiefe und ca. 200 mm im Durchmesser abgeblättert ist oder Rissbildungen mit einer Breite von mehr als 1 mm festgestellt werden. Die US-NRC weist darauf hin, dass die frühzeitige Erkennung und Beseitigung von Schäden an den Betonoberflächen von Containments ein wichtiger Bestandteil des Alterungsmanagements ist.

Qualitative Anforderungen an das Alterungsmanagement von technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken einschließlich sicherheitstechnisch wichtiger baulicher Einrichtungen sind im Entwurf der KTA 1403 /KTA 10/ formuliert (vgl. **Abschnitt 3.5**). Danach sind Häufigkeit und Intensität der Prüfmaßnahmen davon abhängig, welche Schädigungsmechanismen bei den einzelnen Bauwerksteilen auftreten können und mit welcher Schadensentwicklung zu rechnen ist. Der Zeitpunkt für die Durchführung von notwendigen Instandsetzungsarbeiten oder einer baulichen Änderung soll sich danach am Befund und an der prognostizierten Schadensentwicklung orientieren. Quantitative Vorgaben hierzu enthält die KTA 1403 /KTA 10/ nicht.

3.4 Fortschreibung der anlagenübergreifende Auswertung der Berichte der Betreiber zum Alterungsmanagement

Zielsetzung dieser Arbeiten war es, aktuelle Betreiberberichte zum Alterungsmanagement vergleichend auszuwerten. Die Arbeiten beinhalteten im Einzelnen die folgenden Aufgaben:

- Analyse der Berichtsinhalte
- Bewertung der Berichtsinhalte an Hand regulatorischer Anforderungen
- Ableitung von Schlussfolgerungen für das Berichtswesen
- Ableitung von Schlussfolgerungen zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken.

Die Arbeiten konnten auf Auswertungen aufsetzen, die von der GRS im Rahmen der Vorhaben SR 2423 und SR 2560 durchgeführt wurden. Auf Veranlassung des BMU wurde auch der Arbeitskreis „Aufsicht-Reaktorbetrieb“ des Länderausschusses für Atomkernenergie, der sich seit Mitte der 90er Jahre mit Fragen des Alterungsmanagements in Kernkraftwerken beschäftigt, über die Ergebnisse dieser Auswertung informiert /GRS 08/, /GRS 09/.

3.4.1 Ausgewertete Berichte

Tabelle 3.4.1-1 gibt einen Überblick über die ausgewerteten Berichte. Es lagen Berichte von 11 deutschen Anlagen mit DWR und SWR vor, die in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Hessen und Baden-Württemberg in Verantwortung verschiedener Energieversorgungsunternehmen (E.ON, VENE, RWE und EnBW) betrieben werden. Damit war für den anlagenübergreifenden Vergleich ein weitgehend repräsentativer Querschnitt gegeben. Für die Mehrzahl der Anlagen lagen sogenannte Basisberichte vor, die im Zeitraum 2007 bis 2008 erstellt wurden.

Für die von EnBW betriebenen Anlagen GKN-1 und GKN-2 sowie KKP-1 und KKP-2 lagen neben Basisberichten, die 2006 erstellt wurden, auch erste Statusberichte vor, die aus den Jahren 2007 und 2008 datieren. Weitere Besonderheiten bei den Berichten dieser Anlagen sind ein Rahmenbericht, der die Grundlage für die operative Umsetzung des Alterungsmanagements der EnKK für die Standorte Neckarwestheim, Philippsburg und Obrigheim bildet, sowie standortspezifische Fachberichte.

Tab. 3.4.1-1 Übersicht zu den ausgewerteten Berichten der Betreiber zum Alterungsmanagement

Bundesland	Anlage	EVU	Vorgelegte Berichte / Datum
Schleswig-Holstein	Brokdorf (KBR)	E.ON	Basisbericht vom 23.04.2007
	Krümmel (KKK)	VENE	Basisbericht vom 10.07.2007
	Brunsbüttel (KKB)	VENE	Basisbericht vom 18.09.2007
Niedersachsen	Grohnde (KWG)	E.ON	Basisbericht vom 11.04.2008
	Unterweser (KKU)	E.ON	Basisbericht vom 04.07.2008
	Emsland (KKE)	RWE	Basisbericht vom 20.12.2005
Hessen	Biblis Block A (KWB-A)	RWE	Basisbericht vom 09.09.2008
Baden-Württemberg	-	EnBW	Rahmenbericht der EnKK vom 02.04.2008
	Neckarwestheim (GKN 1 / 2)	EnBW	Basisbericht Maschinenteknik vom 15.12.2006
			Basisbericht E- und Leittechnik vom 05.12.2006
			Basisbericht Bautechnik vom 15.12.2006
		Basisbericht Hilfs- und Betriebsstoffe vom 12.12.2006	
		Statusbericht 2006/2007 Maschinenteknik vom 03.03.2008 GKN I	
		Statusbericht 2006/2007 Maschinenteknik vom 18.02.2008 GKN II	
		Statusbericht 2007 E- und Leittechnik vom 25.04.2008	
		Statusbericht 2007 Bautechnik vom 29.01.2008	
		Statusbericht 2007 Hilfs- und Betriebsstoffe vom 03.04.2008	
Philippensburg (KKP 1 / 2)	EnBW	Basisbericht Maschinenteknik vom 14.12.2006	
		Basisbericht Elektro- und Leittechnik vom 12.12.2006	
		Basisbericht Bautechnik vom 11.12.2006	
		Basisbericht Hilfs- und Betriebsstoffe vom 11.12.2006	
		Statusbericht 2006 Maschinenteknik vom 16.05.2007	
		Statusbericht 2007 E- und Leittechnik vom 28.04.2008	
		Statusbericht 2007 Bautechnik vom 17.04.2008	
		Statusbericht 2007 Hilfs- und Betriebsstoffe vom 17.04.2008	

3.4.2 Vorgehensweise bei der anlagenübergreifenden Auswertung

Da sich die KTA-Regel zum „Alterungsmanagement in Kernkraftwerken“ zum Zeitpunkt der Auswertung noch in Erarbeitung befand (vgl. **Abschnitt 3.5.1**), wurde als Bewertungsmaßstab die RSK-Empfehlung zur „Beherrschung von Alterungsprozessen in Kernkraftwerken“ vom 22.07.2004 /RSK 04/ herangezogen. Aus den darin in den Abschnitten 1.4 und 1.5 enthaltenen grundlegenden Anforderungen wurden Auswertekriterien abgeleitet. Übergeordnetes Kriterium ist danach die Implementierung eines umfassenden und systematischen Alterungsmanagements (Kriterium „E Σ“). Neben den Anforderungen zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen wurden auch weitere Aspekte, die in /RSK 04/ genannt sind, mit berücksichtigt. Im Einzelnen wurden so die folgenden Kriterien abgeleitet:

- Kriterien zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen
 - Konzipierung eines geeigneten, abgestuften Alterungsmanagements (AT 1)
 - Verfügbarkeit einer gut strukturierten Wissensbasis (AT 2)
 - Identifikation und Verfolgung alterungsbedingter Schädigungsmechanismen und Verfügbarkeit geeigneter Maßnahmen zu ihrer Beherrschung (AT 3)
- Kriterien zu weiteren Aspekten des Alterungsmanagements
 - Konzipierung eines geeigneten Alterungsmanagements für sicherheitsrelevante Betriebsführungssysteme (AD 1)
 - Konzipierung eines geeigneten Alterungsmanagements für die Dokumentation, hinsichtlich Aktualität, physischen Zustand und Verfügbarkeit (AD 2)
 - Gezielte Personalentwicklung zur Vermeidung von Know-how-Lücken (AP)
 - Kontinuierliche Verfolgung des Standes von Wissenschaft und Technik und Bewertung von Abweichungen (AV)
- Kriterien zu organisatorischen Aspekten des Alterungsmanagements
 - Vorhandensein innerbetrieblicher organisatorischer Festlegungen zum Alterungsmanagement (EO)
 - Vorlage eines jährlichen Berichts zum Alterungsmanagement (EB).

Bei der anlagenübergreifenden Auswertung wurde geprüft, ob und in welchem Umfang die genannten Kriterien in den einzelnen Betreiberberichten behandelt wurden. Dabei wurde unterschieden zwischen „vollständig behandelt“, „ausführlich behandelt“, „behandelt“, „teilweise behandelt“ und „nicht behandelt“, wobei die Grenzen zwischen den hier genannten Merkmalen fließend sind, weshalb sich bei der Zuordnung subjektiv bedingt Unschärfen ergeben haben können. In einem weiteren Schritt wurden „Good Practices“ herausgearbeitet, d. h. Beispiele für Vorgehensweisen, die aus heutiger Sicht auch für das Alterungsmanagement anderer Anlagen bzw. dessen Darstellung geeignet erscheinen.

3.4.3 Ergebnisse der Auswertung

Die Ergebnisse der anlagenübergreifenden Auswertung unter Anwendung der in **Abschnitt 3.4.2** beschriebenen Kriterien sind in **Tabelle 3.4.3-1** zusammengefasst. Die Anlagen wurden dabei zweckmäßigerweise nach Energieversorgungsunternehmen geordnet.

Tab. 3.4.3-1 Auswertung der Betreiberberichte zum Alterungsmanagement

Kriterium	AT 1	AT 2	AT 3	AD 1	AD 2	AP	AV	EO	EB	E Σ
Anlage										
KKU	+	+	+	-	-	-	(+)	-	(+)	(+)
KWG	+	+	+	-	-	-	(+)	-	(+)	(+)
KBR	+	+	+	-	-	-	(+)	-	(+)	(+)
KKK	+	+	+	+	+	(+)	(+)	-	(+)	(+)
KKB	+	+(+)	+	+	+	(+)	(+)	+	(+)	+
KKE	+	+	+	+	+	+	+	-	-	(+)
KWB-A	+(+)	+(+)	+(+)	+(+)	+(+)	+(+)	+(+)	+(+)	+	++
GKN I/II	+(+)	+(+)	+(+)	-	-	-	(+)	+(+)	+	+(+)
KKP-1/2	+(+)	+(+)	+(+)	-	-	-	(+)	+(+)	+	+(+)

++ vollständig behandelt
 +(+) ausführlich behandelt
 + behandelt

(+) teilweise behandelt
 - nicht behandelt

Die ausgewerteten Berichte unterschieden sich insbesondere hinsichtlich Berichtsaufbau, Betrachtungsumfang sowie Informationstiefe und Nachvollziehbarkeit. Beim Berichtsaufbau war insbesondere zwischen anlagenspezifischen Gesamtberichten und standortspezifischen Fachberichten zu unterscheiden.

Die anlagenspezifischen Fachberichte folgen im Wesentlichen dem Aufbau und Inhalt des anlagenübergreifenden VGB-Berichts zum Alterungsmanagement von Kernkraftwerken aus dem Jahre 1997 /VGB 97/ und untersetzen diesen in unterschiedlichem Umfang und Detaillierungsgrad mit anlagenspezifischen Informationen. Sie haben in der Regel einen Umfang von ca. 60 Seiten zuzüglich Anhänge.

In den Fachberichten der Standorte Neckarwestheim und Philippsburg sind die Vorgehensweisen zum Alterungsmanagement zu den am jeweiligen Standort betriebenen Anlagen zusammengefasst, wobei zu den Fachgebieten Maschinenteknik, Elektro- und Leittechnik, Bautechnik und Hilfs- und Betriebsstoffe jeweils unabhängige Einzelberichte erstellt wurden. Sie haben je nach Fachgebiet jeweils einen Umfang von ca. 20 bis 70 Seiten und zeichnen sich im Vergleich zu den Gesamtberichten grundsätzlich durch eine größere Informationstiefe aus.

Der Schwerpunkt der Berichterstattung lag bei allen Berichten auf dem Alterungsmanagement technischer Einrichtungen einschließlich zugehöriger technologischer Aspekte. Weitere Aspekte wurden teilweise und in unterschiedlichem Umfang angesprochen. Berichtsinhalte und Detaillierungsgrad der vorgelegten Berichte unterschieden sich insbesondere zwischen den einzelnen Energieversorgungsunternehmen. Darüber hinaus zeigte sich, dass Berichte neueren Datums umfassendere Abhandlungen enthielten als vergleichsweise ältere Berichte.

Aus den Auswertungen lassen sich verschiedene „Good Practices“ ableiten. Grundsätzlich sind dies die folgenden Punkte:

- Im Hinblick auf Vollständigkeit ist der Bericht der Anlage KWB-A hervorzuheben. In diesem Bericht wurden alle grundlegenden Anforderungen der RSK-Empfehlung behandelt.
- Im Hinblick auf den Detaillierungsgrad sind neben dem Bericht der Anlage KWB-A die standortspezifischen Fachberichte der Anlagen GKN-1/2 und KKP-1/2 hervorzuheben.

- Von den Anlagen GKN I/II und KKP-1/2 lagen erste Statusberichte vor, die aufzeigen, wie eine jährliche Fortschreibung erfolgen kann.

Im Hinblick auf Einzelaspekte sind die folgenden Punkte zu erwähnen:

- In einigen Berichten erfolgte bereits eine klare Darstellung der Verantwortlichkeiten und innerbetrieblichen Abläufe beim Alterungsmanagement (KKB, KWB-A, GKN, KKP).
- In einigen Berichten wurden konkrete Festlegungen zur Struktur der Wissensbasis / Dokumentation getroffen. In den Anlagen KKB, GKN und KKP soll diese danach in einem so genannten „Alterungsmanagement-Handbuch“ zusammengefasst werden, bestehend aus
 - Teil 1: Konzeptbeschreibung – Basisbericht
 - Teil 2: Komponentendokumentation (Qualitätszustand)
 - Teil 3: Datendokumentation (Betriebsüberwachung)
 - Teil 4: Statusberichte (pro Betriebszyklus).
- Im Hinblick auf den Betrachtungsumfang und die Eingruppierung der technischen Einrichtungen waren in einigen Berichten, z. B. KWB-A, GKN und KKP, für verschiedene Komponentengruppen bereits konkrete, nachprüfbare Komponentenlisten enthalten, teilweise einschließlich der jeweils primär abzusichernden alterungsbedingten Schädigungsmechanismen.
- Einige Berichte, z. B. KWB-A, GKN und KKP, enthielten – in unterschiedlichem Umfang – konkrete Verweise auf bestehende betriebliche Regelungen.

Insgesamt zeigte die von der GRS durchgeführte anlagenübergreifende Auswertung von Berichten zum Alterungsmanagement aus 11 Kernkraftwerken insbesondere Unterschiede bei der Darstellung zwischen den einzelnen Energieversorgungsunternehmen. Aus der anlagenübergreifenden Auswertung der Berichte ergaben sich keine Anhaltspunkte für Defizite beim Alterungsmanagement technischer Einrichtungen.

Bei der anlagenübergreifenden Auswertung der Berichte erkannte „Good Practices“ bei der Berichtslegung zum Alterungsmanagement wurden benannt. Eine detaillierte Auswertung bzw. Bewertung der Einzelberichte erfolgte im Rahmen dieses Vorhabens nicht.

3.5 Erarbeitung von Vorschlägen zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen

Zielsetzung dieser Arbeiten war die Entwicklung eines Gesamtkonzepts zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen. Diese Arbeiten beinhalteten die folgenden Einzelaktivitäten:

- Zusammenstellung der relevanten technischen Grundlagen und regulatorischen Anforderungen
- Entwicklung eines Gesamtkonzepts zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen
- Ableitung von Schlussfolgerungen für weiterführende Arbeiten.

Im Gesamtkonzept zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken sollten sowohl die in den Anlagen umgesetzten Maßnahmen zum Alterungsmanagement als auch die anlagenspezifische und anlagenübergreifende Betriebserfahrung und die Änderungen des Kenntnisstandes zu Schädigungsmechanismen und alterungsanfälligen Bereichen berücksichtigt werden.

Nachfolgend werden zunächst die wesentlichen technischen Grundlagen und regulatorischen Anforderungen, auf die bei der Entwicklung des Konzepts und seiner Erprobung zurückgegriffen werden konnten, zusammengestellt (s. **Abschnitt 3.5.1**). Danach werden die aus Sicht der GRS zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen geeigneten Vorgehensweisen beschrieben (s. **Abschnitt 3.5.2**). In **Abschnitt 3.5.3** sind Schlussfolgerungen für weiterführende Arbeiten zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in deutschen Anlagen zusammengefasst.

3.5.1 Technische Grundlagen und regulatorische Anforderungen

Für die Erarbeitung von Vorschlägen zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen konnten insbesondere Arbeitsergebnisse herangezogen werden, die im Rahmen dieses Vorhabens bzw. der Vorgängervorhaben SR 2319 /GRS 01/ und SR 2423 /GRS 03/ gewonnen wurden. Insbesondere sind das Erkenntnisse, die sich ergeben haben aus der Auswertung der

- nationalen und internationalen Betriebserfahrung (s. **Abschnitte 3.1 und 3.2**),
- Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung (s. **Abschnitt 3.3**),
- Betreiberberichte zum Alterungsmanagement (s. **Abschnitt 3.4**) sowie
- aktuellen Aktivitäten internationaler Organisationen (s. **Abschnitt 3.6**).

Darüber hinaus sind vor allem Anforderungen im kerntechnischen Regelwerk zum Alterungsmanagement in Kernkraftwerken zu berücksichtigen, die in den letzten Jahren im Rahmen des Kerntechnischen Ausschusses (KTA) erarbeitet wurden. Diese Arbeiten und der erreichte Status werden daher an dieser Stelle zusammenfassend dargestellt.

Der KTA fasste im November 2005 den Beschluss, den Unterausschuss „Programm und Grundsatzfragen“ (UA-PG) zu beauftragen, federführend den Entwurf einer neuen Regel „Alterungsmanagement in Kernkraftwerken“ erarbeiten zu lassen. Der UA-PG beschloss daraufhin im Februar 2006 ein Arbeitsgremium mit der Erarbeitung eines Regelentwurfsvorschlags zu beauftragen. Dem Auftrag lag insbesondere die Überlegung zu Grunde, dass aufgrund der zunehmenden Betriebszeit der laufenden Kernkraftwerke einem funktionierenden Alterungsmanagement für einen sicheren Weiterbetrieb der Anlagen eine größere Bedeutung zukommt. Ferner gab es zu diesem Zeitpunkt im vorhandenen kerntechnischen Regelwerk keine Regelungen für ein systematisches und umfassendes Alterungsmanagement in den Kernkraftwerken.

Das Regelvorhaben wurde unter der Nomenklatur „KTA 2301“ begonnen und auf Beschluss des KTA im November 2009 in „KTA 1403“ umnummeriert. Durch das eingesetzte Arbeitsgremium wurde in 20 Sitzungen einschließlich Fraktionsumlauf und Öffentlichkeitsbeteiligung ein Regelvorschlag erarbeitet /KTA 10/. Der UA-PG hat auf seiner 34. Sitzung am 21. September 2010 über den fertiggestellten Regelvorschlag beraten und einstimmig beschlossen, dem KTA den Regelvorschlag als Regelvorlage vorzulegen, mit der Empfehlung, die Vorlage als Regel zu verabschieden.

Die GRS hat an der Erarbeitung des Regelvorschlags aktiv durch Mitarbeit im Arbeitsgremium und Kommentierung der verschiedenen Entwürfe mitgewirkt. Insbesondere hat die GRS ihre Erkenntnisse aus der anlagenübergreifenden Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken, der Auswertung der Betreiberberichte zum Alterungsmanagement und der Mitarbeit in internationalen Gremien in das Arbeitsgremium „KTA 1403“ eingebracht.

Mit der Verabschiedung der KTA 1403 werden insbesondere die Empfehlungen der RSK zur „Beherrschung von Alterungsprozessen in Kernkraftwerken“ vom 22.07.2004 /RSK 04/ konkretisiert. Desweiteren sind insbesondere die relevanten Anforderungen in den „Sicherheitskriterien für Kernkraftwerke“ (/SIK 09/, insbesondere Module 1, 4, 5 und 10) und der aktuelle internationale Kenntnisstand bei der Beherrschung von Alterungsprozessen (z. B. IAEA Safety Guide on „Ageing Management for Nuclear Power Plants“, /IAE 09/ und WENRA-Referenzwerte /WEN 08/, Issue I) berücksichtigt.

Schwerpunktmäßig wird im Regelvorschlag KTA 1403 die Vorgehensweise beim Alterungsmanagement sicherheitstechnisch wichtiger technischer Einrichtungen einschließlich zugehöriger Hilfs- und Betriebsstoffe behandelt. Es wird dabei unterschieden zwischen maschinentechnischen Systemen und Komponenten, technischen Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik sowie baulichen Einrichtungen. Ergänzend werden Vorgehensweisen beim Alterungsmanagement von nichttechnischen Aspekten behandelt bzw. es wird auf entsprechende Anforderungen in anderen KTA-Regeln verwiesen. Abschließend werden Festlegungen zum Berichtswesen getroffen.

3.5.2 Vorschläge für ein Gesamtkonzept zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen

Zur zukünftigen, bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken ist aus Sicht der GRS insbesondere die Bewertung der nach KTA 1403 erstellten Betreiberberichte zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen geeignet. Ergänzend können die folgenden Ansätze herangezogen werden:

- Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements auf Basis der anlagenübergreifenden Auswertung der Betriebserfahrung
- Bewertung der anlagenspezifischen Umsetzung des Alterungsmanagements auf Basis von Detailprüfungen
- Bewertung der Vorgehensweisen beim Alterungsmanagement technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken durch Spiegelung an Ergebnissen aus neueren internationalen Projekten.

3.5.2.1 Bewertung der nach KTA 1403 erstellten Betreiberberichte

Mit der KTA-Regel 1403 wurden die wesentlichen Voraussetzungen für eine bundeseinheitliche Vorgehensweise beim Alterungsmanagement technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken geschaffen. Die KTA 1403 enthält detaillierte Anforderungen an das Alterungsmanagement technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken. Diese umfassen sowohl technische als auch organisatorische Maßnahmen zur rechtzeitigen Erkennung der für die Sicherheit eines Kernkraftwerkes relevanten Alterungsphänomene sowie zum Erhalt des anforderungsgerechten Qualitätszustandes. Von den Betreibern von Kernkraftwerken ist danach ein systematisches und wissensbasiertes Alterungsmanagement einzurichten, welches zu organisieren, zu dokumentieren, auszuwerten und fortzuschreiben ist. Hierfür werden in den allgemeinen Grundsätzen detaillierte Anforderungen gestellt. Diese betreffen insbesondere die

- Festlegung und Dokumentation des Betrachtungsumfangs
- Identifizierung der sicherheitstechnisch bedeutsamen Schädigungsmechanismen
- Beherrschung der Ursachen und / oder Folgen dieser Schädigungsmechanismen durch geeignete Maßnahmen
- Verfolgung und Auswertung der Weiterentwicklung des Standes von Wissenschaft und Technik
- Dokumentation und Bewertung der zum Alterungsmanagement durchgeführten Maßnahmen und erzielten Ergebnisse
- fortlaufende Optimierung des Alterungsmanagements
- prozessorientierte Umsetzung (s. **Bild 3.5.2-1**) und organisatorische Einbindung in betriebliche Abläufe.

Für die verschiedenen Gruppen von technischen Einrichtungen sowie für Hilfs- und Betriebsstoffe werden dann in der KTA 1403 spezifische Anforderungen gestellt, insbesondere an

- Betrachtungsumfang und Gruppierung,
- Identifikation und Beherrschung relevanter Schädigungsmechanismen sowie
- Bewertung der Wirksamkeit.

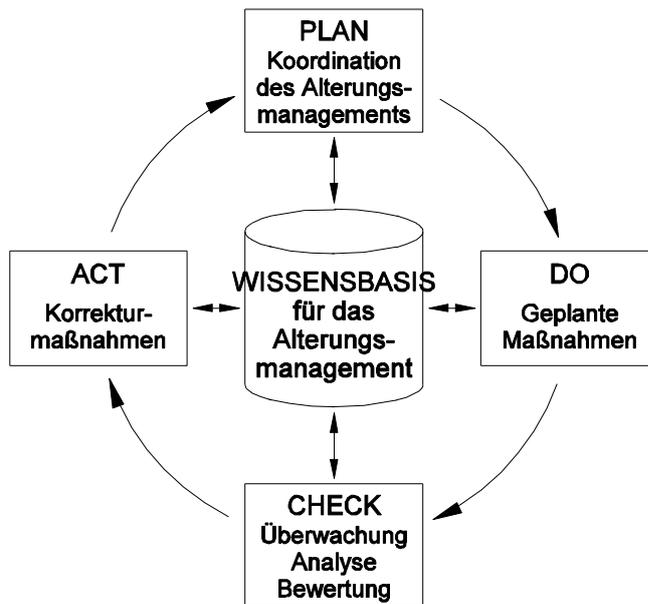


Bild 3.5.2-1 Prozessorientierte Umsetzung des Alterungsmanagements gemäß PDCA-Zyklus, nach KTA 1403 /KTA 10/

Im Rahmen des Alterungsmanagements ist nach KTA 1403 /KTA 10/ ein anlagenspezifischer Basisbericht zu erstellen. Darüber hinaus sind in jährlichen Abständen Statusberichte zu erstellen. Der Basisbericht soll mindestens Angaben zu folgenden Aspekten enthalten:

- Prozessbeschreibung einschließlich Organisation
- Struktur der Wissensbasis
- Verfolgung und Auswertung alterungsrelevanter Erkenntnisse (Stand von Wissenschaft und Technik, Erfahrungsrückfluss)
- Alterungsmanagement der technischen Einrichtungen einschließlich Hilfs- und Betriebsstoffe
 - Betrachtungsumfang und Eingruppierung
 - mögliche Schädigungsmechanismen
 - Maßnahmen zu deren Beherrschung,
 - Kontrolle der Wirksamkeit.

Darüber hinaus sollen im Basisbericht die Festlegungen des Alterungsmanagements bezüglich nicht technischer Aspekte (Personal, Dokumentation, Informations- und Betriebsführungssysteme) beschrieben werden.

Der jährliche Statusbericht soll quantitative und qualitative Aussagen zu alterungsrelevanten Aktivitäten und Maßnahmen, Erkenntnissen und Ergebnissen aus der Anlagenüberwachung und aus externen Quellen aus dem Berichtszeitraum enthalten. Dies beinhaltet z. B. durchgeführte Sonderprüfungen, Erkenntnisse aus Weiterleitungsnachrichten, Änderung der Regelwerke. Der Statusbericht muss eine zusammenfassende Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements und der Qualität oder der Veränderung der Qualität der technischen Einrichtungen enthalten. Änderungen im Alterungsmanagement sind zu dokumentieren.

3.5.2.2 Anlagenübergreifende Auswertung der Betriebserfahrung zur Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements

Zur Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements sind nach KTA 1403 /KTA 10/ in den einzelnen Anlagen auch Trendanalysen zur statistischen Auswertung von Ausfällen, Schädigungen oder Befunden durchzuführen. Damit soll gezeigt werden, ob es aus der anlagenspezifischen Betriebserfahrung Hinweise auf eine Zunahme alterungsbedingter Ereignisse gibt.

Für eine bundeseinheitliche Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen bietet sich darüber hinaus eine anlagenübergreifende Auswertung der Betriebserfahrung an. Entsprechende Methoden wurden durch die GRS insbesondere in den Vorhaben SR 2223 /GRS 98/ und SR 2319 /GRS 01/ entwickelt und im Vorhaben SR 2423 /GRS 03/ sowie in diesen Vorhaben (vgl. **Abschnitt 3.1**) erprobt und fortgeschrieben.

Beim laufenden Screening aktueller meldepflichtiger Ereignisse kann durch die GRS darüber hinaus systematisch geprüft werden, ob bzw. inwieweit sich bei alterungsbedingten Ereignissen Hinweise auf Schwächen bei der Umsetzung des Alterungsmanagements in einzelnen Anlagen ergeben.

3.5.2.3 Detailprüfungen zur Umsetzung des Alterungsmanagements

Zur Überprüfung der Einhaltung der in der KTA 1403 an das Alterungsmanagement gestellten Anforderungen und der Wirksamkeit des in den einzelnen Anlagen für technische Einrichtungen implementierten Alterungsmanagements sind aus Sicht der GRS ergänzend auch Detailprüfungen zur anlagenspezifischen Umsetzung des Alterungsmanagements erforderlich. Insbesondere betrifft das vor-Ort-Prüfungen zur Umsetzung der in den Basisberichten zum Alterungsmanagement beschriebenen Vorgehensweisen, z. B. mit Hilfe eines Fragenkatalogs bzw. in Form von Interviews, sowie vertiefte Stichprobenprüfungen an exemplarisch ausgewählten Funktionsketten.

Interviews zu Einzelthemen könnten z. B. die Organisation des Alterungsmanagements oder die vorhandene Wissensbasis betreffen. Eine geeignete Methode zur stichprobenartigen Detailprüfung des Alterungsmanagements an ausgewählten Funktionsketten wurde im Rahmen des GRS-Vorhabens SR 2423 /GRS 03/ im Unterauftrag durch den TÜV Nord e.V. entwickelt und in einer Referenzanlage erprobt /TÜV 03/. Die Ergebnisse der in der Referenzanlage durchgeführten Untersuchung haben die grundsätzliche Anwendbarkeit des entwickelten Werkzeugs demonstriert. Im Rahmen der in der Referenzanlage durchgeführten Untersuchungen wurde sowohl im Bereich maschinentechnischer Komponenten als auch im Bereich elektrotechnischer Komponenten die Notwendigkeit ergänzender Maßnahmen aufgezeigt.

3.5.2.4 Spiegelung der Vorgehensweisen an internationalen Projekten

Bei zukünftigen Bewertungen des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken sind auch Ergebnisse aus laufenden internationalen Aktivitäten mit zu berücksichtigen. Dies betrifft einerseits denkbare Weiterentwicklungen der Anforderungen, insbesondere im Rahmen der IAEA und von WENRA, und zum anderen die Weiterentwicklung des Kenntnisstandes zu relevanten Schädigungsmechanismen, alterungsanfälligen Bereichen und Maßnahmen des Alterungsmanagements. Weiterentwicklungen des internationalen Kenntnisstandes sind in den nächsten Jahren z. B. im OECD/NEA-Vorhaben CODAP (vgl. **Abschnitt 3.6.1.3**) und insbesondere im IAEA Extrabudgetary Programme IGALL (vgl. **Abschnitt 3.6.2**) zu erwarten. Durch Spiegelung der in deutschen Anlagen praktizierten Vorgehensweisen an den Ergebnissen aus diesen Aktivitäten wäre dann zu prüfen, ob bzw. inwieweit sich Konsequenzen für die Bewertung des Alterungsmanagements in deutschen Anlagen ergeben.

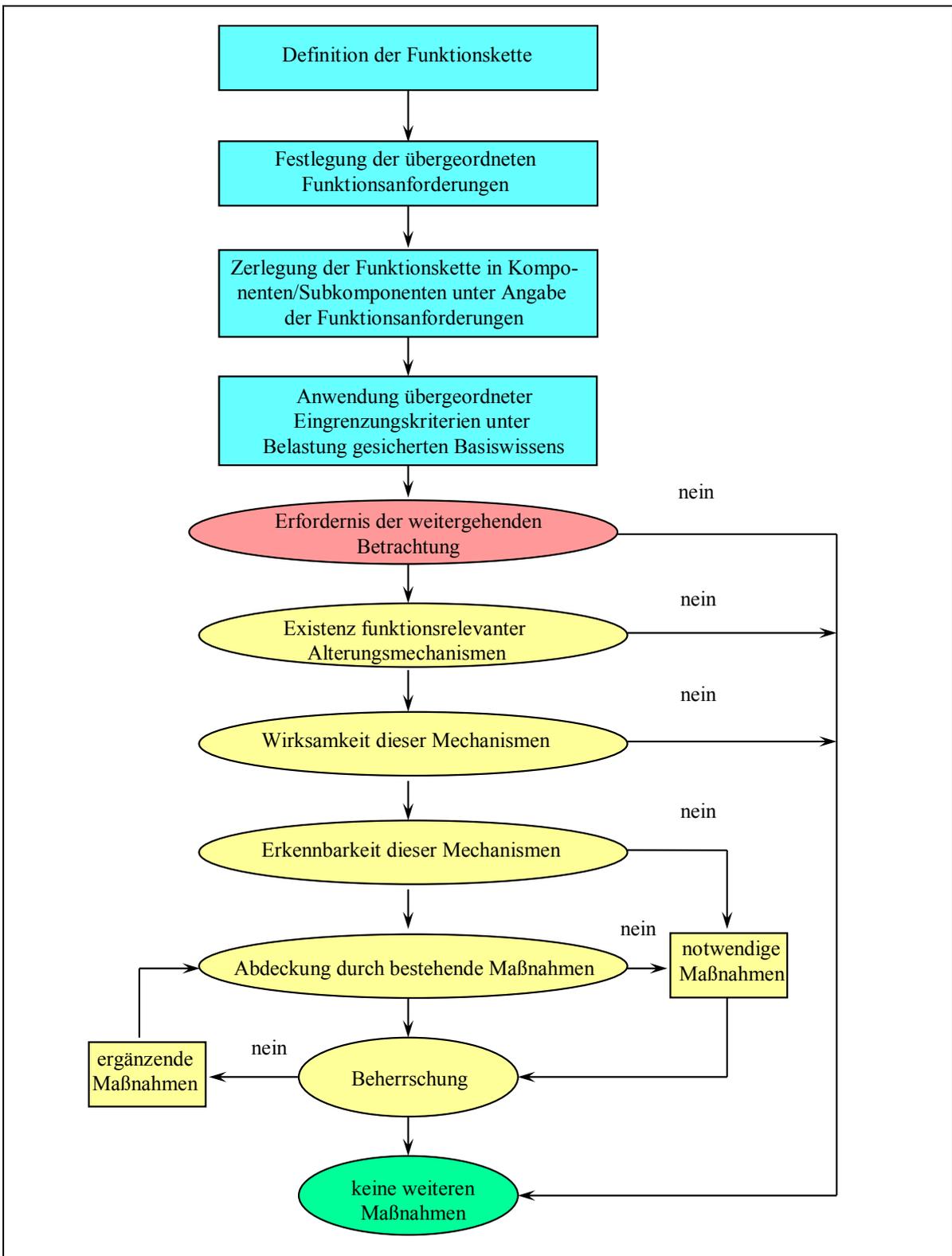


Bild 3.5.2-2 Wirkungsdiagramm zur stichprobenartigen Detailprüfung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken für ausgewählte Funktionsketten, nach /TÜV 03/

3.5.3 Schlussfolgerungen für weiterführende Arbeiten

Aus aktueller Sicht (Stand Oktober 2010) ergeben sich zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements für technische Einrichtungen in deutschen Anlagen die folgenden Schlussfolgerungen:

1. Der durch die RSK-Empfehlung zur „Beherrschung von Alterungsprozessen in Kernkraftwerken“ vom 22.07.2004 /RSK 04/ gesteckte bundeseinheitliche Rahmen wird voraussichtlich im November 2010 durch die Verabschiedung der neuen KTA-Regel 1403 zum „Alterungsmanagement in Kernkraftwerken“ konkretisiert werden. Nach Aussagen von Betreibervertretern im Arbeitsgremium „KTA 1403“ werden diese Anforderungen bereits seit einiger Zeit bei der Implementierung bzw. Fortschreibung des Alterungsmanagements in den einzelnen Anlagen zugrunde gelegt.
2. Die Auswertung der nach KTA 1403 erstellten Basis- und Statusberichte wird die Bewertung der Einhaltung der in der KTA 1403 formulierten Anforderungen an das Alterungsmanagement und darüber hinaus eine Einschätzung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements der technischen Einrichtungen ermöglichen. Die Auswertung und Bewertung wird in Verantwortung der zuständigen Landesbehörden unter Einbeziehung ihrer Gutachter erfolgen. Um eine bundeseinheitliche Vorgehensweise sicherzustellen, ist es aus Sicht der GRS darüber hinaus erforderlich, die Berichte der Betreiber zum Alterungsmanagement in geeigneten Abständen anlagenübergreifend, z. B. durch die GRS, auswerten zu lassen. Eine entsprechende Vereinbarung könnte im Arbeitskreis „Aufsicht-Reaktorbetrieb des Länderausschusses für Atomkernenergie“ getroffen werden.
3. Die anlagenübergreifende Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen mit den von der GRS entwickelten und erprobten Methoden ermöglicht Vergleiche zwischen den Anlagen und ist somit geeignet, wirkungsvolle Maßnahmen bzw. auch Schwachstellen in einzelnen Anlagen aufzuzeigen. Von der GRS wird daher vorgeschlagen, weiterhin in geeigneten Abständen entsprechende anlagenübergreifende Auswertungen durchzuführen. Ferner können aus dem laufenden, systematischen Screening aktueller meldepflichtiger Ereignisse Hinweise auf Schwächen bei der Umsetzung des Alterungsmanagements in einzelnen Anlagen gewonnen werden.

4. Detailprüfungen, z. B. mit Hilfe eines Fragenkatalogs bzw. in Form von Interviews, sowie vertiefte Stichprobenprüfungen am Beispiel exemplarisch ausgewählter Funktionsketten sind aus Sicht der GRS geeignete aufsichtliche Mittel, um die konkrete Umsetzung des Alterungsmanagements für technische Einrichtungen in den Anlagen zu hinterfragen. Entsprechende Prüfungen werden in Verantwortung der zuständigen Landesbehörden unter Einbeziehung ihrer Gutachter erfolgen. Die GRS kann hierbei gegebenenfalls unterstützend tätig werden.
5. Bei zukünftigen Bewertungen des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken sind auch Ergebnisse aus laufenden internationalen Projekten mit zu berücksichtigen. Durch die vorgesehene Mitarbeit der GRS an den relevanten, internationalen Projekten zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken wird sichergestellt, dass relevante neuere Erkenntnisse frühzeitig bei der Bewertung des Alterungsmanagement technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken mit berücksichtigt werden können.

3.6 Aktuelle Aktivitäten internationaler Organisationen

Zur Abrundung des Vorhabens, insbesondere mit Blick auf die in **Abschnitt 3.5** angesprochene Nutzung der Ergebnisse aus laufenden bzw. zukünftigen internationalen Projekten, wurden aktuelle Entwicklungen auf dem Gebiet der internationalen Zusammenarbeit zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen von Kernkraftwerken zusammengestellt und im Hinblick auf ihre Bedeutung für die Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements in deutschen Kernkraftwerken analysiert. Im Einzelnen betrifft das die folgenden Aktivitäten:

- die Fortführung der OECD-Projekte „OPDE“ und „SCAP“
- das Extrabudgetary Programme der IAEA „IGALL“
- das von der US NRC ins Leben gerufene internationale Forum „IFRAM“.

3.6.1 Fortführung der OECD-Projekte „OPDE“ und „SCAP“

Motivation, Vorgehensweise und Status der OECD/NEA-Projekte OPDE und SCAP werden im Folgenden zunächst beschrieben. Danach wird ein Ausblick auf die geplante Fortführung dieser Projekte gegeben.

3.6.1.1 Das OECD/NEA Pipe Failure Data Exchange (OPDE)-Projekt

Das OPDE-Projekt wurde im Jahr 2002 ins Leben gerufen. Ausgangspunkt war dabei eine von der damaligen schwedischen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde SKI (heute SSM) erstellte Datensammlung zu Rohrleitungsschäden in schwedischen und amerikanischen Kernkraftwerken. Ziel des laufenden Projektes ist es, Daten zu Schäden an sicherheitsrelevanten Rohrleitungen in weltweit betriebenen Kernkraftwerken zusammenzutragen. Dies betrifft sowohl Ereignisse mit Rissbefunden als auch solche mit Leckagen und Brüchen. Die Analyse dieser Daten soll vor allem dazu beitragen, Schadensursachen und Einflussfaktoren besser zu verstehen sowie die Wirksamkeit von Maßnahmen und die Zuverlässigkeit der eingesetzten Rohrleitungen besser bewerten zu können.

Insgesamt beteiligen sich elf OECD-Länder an dem Projekt. Dies sind Finnland, Frankreich, Japan, Kanada, Schweden, die Schweiz, Spanien, Süd-Korea, Tschechien, die USA und Deutschland. Die Arbeiten werden von einem Sekretariat der OECD/NEA unterstützt. Die Teilnehmerländer stellen die benötigten Daten bereit und übermitteln diese an ein „Clearinghouse“, welches für die Qualitätssicherung und Pflege der Datenbank und die Kommunikation mit den nationalen Koordinatoren verantwortlich ist. Für Deutschland nimmt die GRS von Beginn an die Rolle des nationalen Koordinators wahr. Die Datensätze zu deutschen Anlagen werden von uns aus Informationen zu meldepflichtigen Ereignissen erstellt.

Das Projekt wird in mehreren Phasen durchgeführt. Derzeit läuft die dritte Phase, die im Mai 2011 enden wird. Die Datenbank wird im Microsoft® Office Programm Access erstellt und ist passwortgeschützt. Sie wird allen am Projekt Beteiligten halbjährlich in der aktuellen Fassung als CD-ROM zur Verfügung gestellt. In der Datenbank sind zurzeit Datensätze zu über 3.700 Ereignissen enthalten, die seit 1970 an sicherheitsrelevanten Rohrleitungen in Kernkraftwerken aufgetreten sind. Damit ist die OPDE-Datenbank u. a. auch zur Bewertung des Alterungsverhaltens von Rohrleitungen in Kernkraftwerken und entsprechenden Maßnahmen des Alterungsmanagements geeignet.

3.6.1.2 Stress Corrosion Cracking and Cable Ageing Project (SCAP)

Das Stress Corrosion Cracking and Cable Ageing Project (SCAP) wurde im Jahr 2006 durch japanische Organisationen unter Koordination der Nuclear and Industrial Safety Agency (NISA) initiiert und wurde von diesen Organisationen durch einen freiwilligen jährlichen Beitrag an die OECD/NEA mitfinanziert. Insgesamt beteiligten sich 17 OECD-Länder an dem Projekt. Dies waren Argentinien, Belgien, Finnland, Frankreich, Japan, Kanada, Mexico, Norwegen, Südkorea, die Slowakei, Spanien, Schweden, die Schweiz, Tschechien, die Ukraine, die USA und Deutschland.

Ziel von SCAP war es, die Betriebserfahrung und das Wissen der Teilnehmerländer zu den Themenkomplexen Kabelalterung und korrosionsgestützte Rissbildung an passiven maschinentechnischen Komponenten in Kernkraftwerken auszutauschen. Auf dieser Grundlage soll ein besseres Verständnis der Schädigungsmechanismen und möglicher Maßnahmen zu ihrer effektiven Beherrschung im Rahmen des Alterungsmanagements entwickelt werden.

Das Projekt wurde in zwei Arbeitsgruppen durchgeführt („Korrosionsgestützte Rissbildung“ und „Kabelalterung“), denen ein Management Board als Lenkungsgremium übergeordnet war. Um die Konsistenz der Daten sicherzustellen, die von den Vertretern der einzelnen Länder bereitgestellt wurden, und zu ihrer Qualitätssicherung und Verwaltung wurde jede Arbeitsgruppe durch ein Clearinghouse unterstützt. Weiterhin wurde die Arbeit der beiden Gruppen durch einen im Auftrag der OECD/NEA tätigen Berater (Consultant) sowie ein von ihr bereitgestelltes technisches Sekretariat unterstützt.

Die GRS wirkte sowohl im Management Board als auch in den beiden Arbeitsgruppen von Beginn an mit. Um qualitätsgesicherte Daten und weitere Informationen bereitstellen zu können, hat die GRS auch die Zusammenarbeit mit Vertretern des Anlagenherstellers und der Betreiber der deutschen Kernkraftwerke zu diesem Thema organisiert.

Im Rahmen der SCAP-Arbeitsgruppe „Korrosionsgestützte Rissbildung“ wurden alle bekannten Schädigungsmechanismen, die an druckführenden Komponenten und Reaktordruckbehälter-Einbauten auftreten können, behandelt. Es wurden eine Ereignisdatenbank und zusätzlich eine Wissensbasis erstellt. Die Vorgehensweise bei der Ereignisdatenbank orientiert sich an der OPDE-Datenbank. Passende Datensätze zu Ereignissen an Rohrleitungen konnten so aus der OPDE-Datenbank übernommen werden. Die Anzahl der Datenfelder in der SCAP-SCC-Datenbank ist allerdings größer. Die

übernommenen Datensätze wurden entsprechend ergänzt. Die aktuelle SCAP-SCC Datenbank enthält etwa 1.600 Ereignisse. Ferner wurde mit dem Aufbau einer Wissensbasis zur korrosionsgestützten Rissbildung begonnen, die detaillierte Informationen zu den einzelnen Schädigungsmechanismen sowie zu den Maßnahmen zur ihrer Beherrschung in den einzelnen Ländern enthält. Sowohl die Ereignisdatenbank als auch die Wissensbasis sind für alle Beteiligten passwortgeschützt über das Internet zugänglich.

Im Rahmen der SCAP-Arbeitsgruppe „Kabelalterung“ wurde eine Daten- und Wissensbasis erstellt, die Informationen zu den technischen Daten von in Kernkraftwerken eingesetzten sicherheitsrelevanten Kabeln sowie Informationen zu Probenahmen einschließlich Kabeldepots, Reparaturmethoden, Ereignissen an Kabeln, Maßnahmen zur Optimierung der Umgebungsbedingungen und zu Austauschmaßnahmen enthält. Ferner wurden in der Daten- und Wissensbasis länderspezifische Informationen zu Prüf- und Überwachungsmaßnahmen, zu regulatorischen Anforderungen zur Qualifizierung der Kabel, zu den vorherrschenden anlagenspezifischen Umgebungsbedingungen sowie zu relevanten Publikationen und Forschungsarbeiten eingestellt. Die Daten- und Wissensbasis konnte dabei in dem zur Verfügung stehenden Zeitrahmen nicht vollständig aufgefüllt werden. Beispielsweise basiert der Großteil der 269 erfassten Ereignisse an Kabeln auf der Betriebserfahrung in den USA (vgl. **Abschnitt 2.3.2**).

Das Vorhaben wurde im Juni 2010 abgeschlossen. Der – bislang nur den am Vorhaben Beteiligten – im Entwurf vorliegende Abschlussbericht /SCA 10/ enthält neben einer Beschreibung der Aktivitäten insbesondere Empfehlungen zur Beherrschung der einzelnen Schädigungsmechanismen.

3.6.1.3 Ausblick

Die Projekte OPDE und SCAP-SCC weisen in ihrer Zielsetzung, Vorgehensweise und Organisation viele Gemeinsamkeiten auf, während sich insbesondere Betrachtungsumfang und -tiefe unterscheiden. Von den an den Projekten Beteiligten wurde deshalb angeregt, beide Projekte zusammenzuführen. Dies soll im Jahr 2011 geschehen, wenn die Laufzeit des OPDE-Projekts endet. Das Vorhaben soll unter dem Namen CODAP (OECD Component Operational Experience, Degradation and Ageing Programme) etabliert werden. Vorbereitende Arbeiten hierzu haben bereits begonnen. Die GRS beabsichtigt, sich auch an diesen Aktivitäten aktiv zu beteiligen.

Von der OECD/NEA ist ebenfalls vorgesehen, die im Rahmen der SCAP-Arbeitsgruppe „Kabelalterung“ erstellte Daten- und Wissensbasis fortzuschreiben. Einzelheiten hierzu sind noch nicht bekannt.

3.6.2 IAEA Extrabudgetary Programme IGALL

Von der IAEA wird zurzeit ein so genanntes „Extrabudgetary Programme“ mit dem Titel „International Ageing Lessons Learned“ (IGALL) vorbereitet. Vorbild ist dabei die von der United States Nuclear Regulatory Commission (US NRC) veröffentlichte umfangreiche komponenten- / bauteilspezifische Zusammenstellung alterungsrelevanter Informationen im so genannten „Generic Aging Lessons Learned“- (GALL-) Report /NUR 01/, der sich zurzeit in der zweiten Revision befindet /NUR 10/.

Zielsetzung von IGALL ist es,

- basierend auf der bisherigen Betriebserfahrung und den Erkenntnissen aus F&E eine Übersicht zu den für sicherheitstechnisch wichtige technische Einrichtungen relevanten alterungsbedingten Schädigungsmechanismen und -effekten zu erstellen,
- eine Datenbasis zu entwickeln, welche die Mitgliedsstaaten als praktische Anleitung bei der Implementierung, Aufrechterhaltung und Verbesserung wirksamer Alterungsmanagementprogramme heranziehen können und
- eine gemeinsame, international abgestimmte Basis zu akzeptablen Alterungsmanagementprogrammen für typische technische Einrichtungen, Werkstoffe und Umgebungsbedingungen für Behörden und Betreiber zu erarbeiten, wobei verschiedene Kernkraftwerkstypen mit Leicht- und Schwerwasserreaktoren betrachtet werden sollen (insbesondere DWR einschließlich WWER, SWR, CANDU).

IGALL soll noch in diesem Jahr offiziell beginnen und in drei Jahren abgeschlossen werden. Die Arbeit soll in den drei Arbeitsgruppen „Maschinentechnische Einrichtungen“, „Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik“ sowie „Bautechnische Einrichtungen“ durchgeführt werden. Zusätzlich ist eine so genannte „Clearing Group“ bestehend aus den Leitern der drei Arbeitsgruppen und einer begrenzten Anzahl weiterer Experten vorgesehen, die Daten aus den Arbeitsgruppen evaluieren und ein einheitliches Format sicherstellen sollen. Zur Lenkung dieser Arbeiten wird ein „Steering Committee“ eingerichtet.

Angestrebtes Ergebnis ist ein allen Mitgliedsländern zugänglicher Abschlussbericht sowie eine umfangreiche Excel-Tabelle in elektronischer Form, die nur den Ländern zur Verfügung stehen soll, die an IGALL mitgewirkt haben.

Die GRS beabsichtigt, sich an IGALL aktiv zu beteiligen, insbesondere mit den Einzelzielen

- ihre Erfahrungen auf dem Gebiet des Alterungsmanagements einzubringen,
- vom Erfahrungsaustausch mit Fachkollegen zu profitieren und die eigene Daten- und Wissensbasis zu vergrößern und
- den Zugang auf die IGALL-Tabellen einschließlich entsprechender Hintergrundinformationen zu ihrer Einordnung sicherzustellen.

Vorgesehen sind insbesondere eine Beteiligung an den Arbeitsgruppen „Maschinentechnische Einrichtungen“ und „Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik“ sowie eine Mitarbeit im „Steering Committee“.

3.6.3 International Forum for Reactor Aging Management (IFRAM)

Das International Forum for Reactor Aging Management (IFRAM) wurde im Jahr 2009 durch die United States Nuclear Regulatory Commission (US NRC) initiiert. Ein erster Workshop fand im Oktober 2009 in Seoul / Südkorea statt, bei dem die asiatischen Teilnehmerländer (Japan, Südkorea, China, Taiwan und Indien) mit dem Konzept vertraut gemacht wurden. Zur Einbeziehung der europäischen Länder wurde im Mai 2010 ein weiterer Workshop in Petten / Niederlande organisiert. Gemeinsame Veranstalter waren dabei das European Commission's Joint Research Centre (EC-JRC), das Nuclear Energy Agency's Committee on Safety of Nuclear Installations der OECD (OECD-NEA CSNI) sowie die US NRC.

Erklärtes Ziel von IFRAM ist die Förderung der internationalen Zusammenarbeit auf dem Gebiet des Alterungsmanagements von Kernkraftwerken, insbesondere hinsichtlich erforderlicher F&E-Arbeiten. Einzelziele sind die

- Minimierung von Doppelarbeit bei F&E-Aktivitäten zum Alterungsmanagement bei den einzelnen Institutionen, die weltweit auf diesem Gebiet tätig sind, durch angemessene kostenteilige Zusammenarbeit,

- Identifikation von „Best practices“ hinsichtlich Alterungsmanagementprogrammen und Forschung,
- Unterstützung mit Peer Reviews von Weltrang zu Forschungsplänen, -methoden und -ergebnissen zur Sicherstellung höchster Datenqualität und
- der wirksame Einsatz der knappen Ressourcen, um die einzelnen Organisationen rechtzeitig mit Ergebnissen zu versorgen.

Übergeordnetes Ziel von IFRAM ist es, einen sicheren Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke sicherzustellen durch

- Bereitstellung der notwendigen technischen Basis,
- Identifikation offener Fragen, die Forschungsarbeiten oder andere Aktivitäten erfordern und
- Erstellung einer Datenbank zum Verhalten natürlich und künstlich gealterter Werkstoffe.

Nach den Vorstellungen der US NRC soll IFRAM durch die OECD-NEA CSNI gesponsert werden und mit einer kleinen und flachen Organisationsstruktur auskommen. Neben einem so genannten „Executive Leadership Team“, das aus jeweils einem Vertreter der USA, Asiens und Europa bestehen soll und u. a. für die alternierende Organisation eines jährlich durchzuführenden Meetings verantwortlich zeichnet, ist ein Sekretariat der OECD-NEA CSNI vorgesehen, welches die IFRAM-Aktivitäten koordinieren und managen soll. Ferner ist vorgesehen, für jedes Forschungsgebiet (z. B. interkristalline Spannungsrisskorrosion, strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion, Betonalterung, Kabelalterung) einen Verantwortlichen (Technical Lead) zu benennen, der die Arbeiten auf dem jeweiligen Gebiet koordiniert. Um den Aufwand gering zu halten, soll der Austausch weitgehend virtuell, d. h. über das Internet erfolgen. Die Initiierung und Durchführung von Forschungsaktivitäten soll auf der Initiative sowie den Ideen und den Ressourcen der Teilnehmer basieren, so dass keine zusätzlichen Mittel für IFRAM erforderlich sind.

Um den Informationszugang sicherzustellen, beabsichtigt die GRS, sich mit begrenztem Aufwand an IFRAM zu beteiligen, z. B. bei der Beantwortung von Fragenkatalogen.

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Vor dem Hintergrund zunehmender Betriebszeiten von Kernkraftwerken, insbesondere auch der aktuell vom Bundestag beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland, kommt dem Alterungsmanagement der eingesetzten technischen Einrichtungen eine wichtige Rolle zu. Übergeordnete Zielsetzung dieses Vorhabens war es, die fachlichen Entscheidungsgrundlagen zur bundeseinheitlichen Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements methodisch weiterzuentwickeln und eine aktuelle, anlagenübergreifende Bewertung der Wirksamkeit des in deutschen Anlagen für sicherheitstechnisch bedeutsame technische Einrichtungen implementierten Alterungsmanagements vorzunehmen. Hierzu wurden

- die neuere Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen und ausländischen Kernkraftwerken ausgewertet,
- der Stand von Wissenschaft und Technik zu ausgewählten Schädigungsmechanismen / -phänomenen und ihrer Beherrschung beschrieben,
- die anlagenübergreifende Auswertung der Berichte der Betreiber zum Alterungsmanagement fortgeschrieben,
- Vorschläge zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen erarbeitet und
- relevante aktuelle Aktivitäten internationaler Organisationen zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken zusammengestellt.

Zur *Betriebserfahrung mit technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken* wurden Trendanalysen für passive und aktive maschinentechnische Einrichtungen sowie für Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik durchgeführt. Diese Arbeiten setzten inhaltlich und methodisch auf Vorgängervorhaben auf, in denen u. a. die Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken bis einschließlich des Jahres 2002 untersucht wurde. Diese Untersuchungen wurden im Rahmen dieses Vorhabens aktualisiert und erweitert.

Die zur Betriebserfahrung mit deutschen Kernkraftwerken bei der GRS verfügbaren Datenbanken und die zu ihrer Auswertung entwickelten und erprobten Methoden sind geeignet, dass Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken anlagenübergreifend zu bewerten. Insbesondere können Aussagen zur Wirk-

samkeit von Maßnahmen und zu alterungsrelevanten Schwerpunkten, d. h. alterungsanfälligen Bereichen und relevanten Schädigungsmechanismen, getroffen werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse sind gegebenenfalls auch Einflüsse von veränderten Vorgehensweisen bei der Überwachung und Prüfung sowie Änderungen bei der Erfassung und Auswertung der Ereignisse zu berücksichtigen.

Bei den von deutschen Kernkraftwerken gemeldeten Ereignissen ist insgesamt keine signifikante Zunahme alterungsbedingter Ereignisse mit der Betriebszeit erkennbar. Die Ergebnisse der anlagenübergreifenden Auswertung der Betriebserfahrung zeigen, dass die in den Anlagen zur Erkennung, Verfolgung und Beherrschung sicherheitstechnisch bedeutsamer alterungsbedingter Veränderungen an technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken implementierten Maßnahmen bislang weitgehend wirksam sind.

Trotz der generellen Wirksamkeit des Alterungsmanagements sind an einzelnen technischen Einrichtungen in unterschiedlichem Ausmaß Alterungsphänomene beobachtet worden. In einigen Fällen sind in den letzten Jahren auch gehäuft alterungsbedingte Ereignisse aufgetreten. Typische Beispiele für solche aktuellen Schwerpunkte sind Rissbildungen infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion an aus austenitischen Chrom-Nickel-Stählen gefertigten passiven maschinentechnischen Einrichtungen und Whiskerbildungen an leittechnischen Einrichtungen.

Zur Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahmen zum Alterungsmanagement und zur frühzeitigen Identifikation von Schwachstellen sollte neben dem kontinuierlichen Screening auch weiterhin in geeigneten Abständen von etwa 3 bis 5 Jahren eine systematische, anlagenübergreifende Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken durchgeführt werden.

Zur *Betriebserfahrung mit technischen Einrichtungen in ausländischen Kernkraftwerken* wurden verschiedene Datenbanken und internationale Fachtagungen ausgewertet. Als Schwerpunkte beim Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken im Ausland werden insbesondere die Neutronenversprödung von Reaktordruckbehältern, die strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion von Kerneinbauten, korrosionsgestützte Rissbildungen an Rohrleitungen sowie die Alterung von Kabelisolierungen und Bauwerken gesehen. Im Rahmen des Vorhabens wurde insbesondere die Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten von druckführenden Komponenten, Kabeln und Linern aus Stahlblech aufgearbeitet.

Hinsichtlich der Übertragbarkeit der Betriebserfahrung aus ausländischen Anlagen auf deutsche Kernkraftwerke sind die konkreten konstruktiven, fertigungstechnischen und betrieblichen Randbedingungen zu hinterfragen. Ferner sind Unterschiede in der Genehmigungs- und Aufsichtspraxis zu berücksichtigen. Insbesondere zeigen sich die folgenden Unterschiede:

- Bei den in Deutschland in Betrieb befindlichen Reaktoren wurde schon bei der Auslegung auf einen möglichst großen Wasserspalt zwischen Reaktorkern und Reaktordruckbehälter geachtet, um den Einfluss der Neutronenversprödung möglichst gering zu halten. Dies führt im Vergleich zu vielen ausländischen Reaktoren zu einer deutlich geringeren Neutronenversprödung der Reaktordruckbehälter.
- In ausländischen Kernkraftwerken sind in großer Anzahl Rissbildungen aufgetreten, vor allem an Komponenten und Schweißverbindungen aus unstabilisierten Chrom-Nickel-Stählen und Nickellegierungen infolge interkristalliner Spannungsrisskorrosion. Die genannten Werkstoffe sind in deutschen Anlagen nicht bzw. in deutlich geringerem Umfang eingesetzt. Betriebsbedingte Rissbildungen werden von ausländischen Aufsichtsbehörden in größerem Umfang toleriert, woraus sich auch Konsequenzen für Art und Umfang der getroffenen Maßnahmen ergeben.
- Die chloridinduzierte transkristalline Spannungsrisskorrosion an Komponenten aus Chrom-Nickel-Stählen spielt in der Betriebserfahrung im Ausland im Unterschied zu deutschen Kernkraftwerken eine untergeordnete Rolle. Ereignisse infolge dieses Schädigungsmechanismus sind nur vereinzelt und weitestgehend von den Außenoberflächen ausgehend bekannt geworden. Für diesen Unterschied gibt es bislang keine in sich geschlossene Erklärung.
- Die von ausländischen Kernkraftwerken bekanntgewordenen Schadensfälle an Kabeln stehen weitgehend im Zusammenhang mit Herstellungs- und Installationsfehlern. Es ergeben sich keine direkten Schlussfolgerungen für deutsche Kernkraftwerke. Allerdings kommt der weiteren Betriebserfahrungsauswertung mit Kabeln im Hinblick auf die Sicherstellung des Erhalts der Kühlmittelverlust-Störfallfestigkeit bei längeren Betriebszeiten Bedeutung zu (s. unten).
- Aus dem Ausland sind Korrosionsschäden an Linern aus Stahlblech bei Sicherheitsbehältern aus Beton bekannt geworden. In deutschen Kernkraftwerken besitzen nur die Kernkraftwerke der Baulinie 72 einen Sicherheitsbehälter aus Beton mit innenliegendem Liner aus ferritischem Stahl. Der Zustand dieser Liner wird regelmäßig geprüft. Vergleichbare Schäden sind nicht bekannt geworden.

Im Hinblick auf die rechtzeitige Erkennung neuartiger alterungsbedingter Schädigungsmechanismen und -phänomene ist es auch in Zukunft wichtig, die Betriebserfahrung aus Kernkraftwerken im Ausland systematisch zu verfolgen und im Hinblick auf das Alterungsmanagement in deutschen Anlagen zu bewerten. Durch die Mitarbeit der GRS in entsprechenden internationalen Arbeitsgruppen wird der frühzeitige Zugang zu relevanten Informationen und Datenbanken sichergestellt.

Zur *Fortschreibung der Wissensbasis der GRS zum Stand von Wissenschaft und Technik* wurden insbesondere internationale Veranstaltungen und Aktivitäten zu ausgewählten Schädigungsmechanismen und -phänomenen und ihrer Beherrschung ausgewertet. Im Einzelnen wurden Arbeiten zur korrosionsgestützten Rissbildung an passiven maschinentechnischen Komponenten aus Nickellegierungen, zur Vorgehensweise bei der Beherrschung der Kabelalterung und zum Alterungsmanagement von Sicherheitsbehältern aus Beton durchgeführt.

Aufgrund der großen Anzahl von Rissbildungen an aus Nickellegierungen gefertigten maschinentechnischen Komponenten und entsprechenden Schweißnähten in ausländischen Kernkraftwerken nehmen Laboruntersuchungen zum Schädigungsmechanismus im Ausland einen vergleichsweise breiten Raum ein. In deutschen Kernkraftwerken sind diese Werkstoffe in deutlich geringerem Umfang eingesetzt und die bisherige Betriebserfahrung ist weitgehend positiv. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass entsprechende Schäden in Zukunft auch in deutschen Anlagen auftreten können. Mit den im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Recherchen konnte die Wissensbasis der GRS zum Schädigungsmechanismus der interkristallinen Spannungsrisskorrosion an Nickellegierungen erweitert werden. Allerdings besteht weiterhin eine Reihe nicht vollständig geklärter Fragen, z. B. zur Schadenskinetik, die eine weitere Verfolgung des internationalen Erkenntnisfortschritts notwendig machen.

Dem Thema Kabelalterung wird im Ausland eine große Bedeutung beigemessen, insbesondere im Hinblick auf den angestrebten Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke. Dabei ist vor allem das Verhalten gealterter Kabelisolierungen unter Störfallbedingungen von Bedeutung. Einem geeigneten Alterungsmanagement von Kabeln kommt daher eine wichtige Rolle zu. Aktuelle Erkenntnisse hierzu wurden vorstehend in den Kategorien Spezifikationen, Inspektionen, Instandhaltungsarbeiten, Nachweis der KMV-Störfallfestigkeit und Kabeldepots zusammengestellt. Die laufenden Aktivitäten zum Alterungsmanagement von Kabeln sollten aufmerksam weiterverfolgt und im Hinblick auf ihre Bedeutung für deutsche Anlagen bewertet werden.

Am Beispiel von Sicherheitsbehältern aus Beton US-amerikanischer Anlagen wurden quantitative Anforderungen an das Alterungsmanagement sicherheitsrelevanter Bauwerke aufgezeigt. Im Hinblick auf eine bundeseinheitliche Vorgehensweise beim Alterungsmanagement wäre anlagenübergreifend zu untersuchen, welche entsprechenden Prüfintervalle und Akzeptanzkriterien in deutschen Anlagen zur Anwendung kommen.

Zur Ableitung von Schlussfolgerungen für das Berichtswesen zum Alterungsmanagement sowie zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken wurde ein repräsentativer Querschnitt neuerer *Betreiberberichte zum Alterungsmanagement* aus 11 deutschen Kernkraftwerken vergleichend ausgewertet. Insgesamt zeigte die Auswertung insbesondere Unterschiede in der Art und Tiefe der Darstellung zwischen den einzelnen Energieversorgungsunternehmen. Bei der anlagenübergreifenden Auswertung der Berichte erkannte „Good Practices“ bei der Berichtslegung wurden benannt. Aus der anlagenübergreifenden Auswertung der Berichte ergaben sich keine Anhaltspunkte für Defizite beim Alterungsmanagement der technischen Einrichtungen. Die bei der Auswertung der Betreiberberichte gewonnenen Erkenntnisse wurden von der GRS in die Erarbeitung der KTA-Regel 1403 „Alterungsmanagement in Kernkraftwerken“ eingebracht.

Um ein *Gesamtkonzept zur bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen* zu entwickeln, wurden hierfür relevante technische Grundlagen und insbesondere regulatorische Anforderungen zusammengestellt, entsprechende Vorschläge erarbeitet und Schlussfolgerungen für weiterführende Arbeiten abgeleitet.

Zur zukünftigen, bundeseinheitlichen Bewertung des Alterungsmanagements technischer Einrichtungen in Kernkraftwerken ist aus Sicht der GRS vor allem die Bewertung der dann nach KTA 1403 zu erstellenden Betreiberberichte zum Alterungsmanagement einschließlich entsprechender anlagenübergreifender Vergleiche geeignet. Als ergänzende Ansätze werden die anlagenübergreifende Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten technischer Einrichtungen, Detailprüfungen zur spezifischen Umsetzung des Alterungsmanagements in den Anlagen sowie die Spiegelung der Vorgehensweisen an Ergebnissen aus neueren internationalen Projekten gesehen. Die GRS kann insbesondere bei anlagenübergreifenden Auswertungen sowie bei der Anwendung von Ergebnissen aus Aktivitäten im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit einen aktiven Beitrag leisten.

Zur Abrundung des Vorhabens wurden die aktuellen *Entwicklungen auf dem Gebiet der internationalen Zusammenarbeit* zum Alterungsmanagement technischer Einrichtungen von Kernkraftwerken zusammengestellt und im Hinblick auf ihre Bedeutung für die Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements in deutschen Kernkraftwerken analysiert. Die GRS wird durch Mitarbeit an den verschiedenen Projekten u. a. sicherstellen, dass die für das Alterungsmanagement in deutschen Kernkraftwerken und seiner Bewertung relevanten Informationen frühzeitig zur Verfügung stehen.

5 Literatur- und Quellenverzeichnis

- /BFS 98/ Zusammenstellung der alterungsrelevanten Themen für eine anlagenbezogene ganzheitliche Betrachtung. BfS Salzgitter, KT 2.3, März 1998
- /CEC 00/ Safe management of NPP ageing in European Union. CEC-ENV Contract No 98/8723040/DEB/C2 Final Report, 2000
- /ELM 10/ Elmas, M.: Zusammenstellung der Ergebnisse der Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten druckführender Komponenten in deutschen Kernkraftwerken auf Basis meldepflichtiger Ereignisse. Technische Notiz, GRS Köln, März 2010
- /EUR 01/ European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants, Revision C, Vol. 2, Chapter 2.6: Material-Related Requirements, April, 2001
- /GRS 98/ Untersuchungen der Sicherheitsreserven von Kernkraftwerken bei auslegungsüberschreitenden Ereignisabläufen. Abschlussbericht zum Vorhaben SR 2223, GRS-A-2588, GRS Köln, April 1998
- /GRS 01/ Auswirkungen des Betriebs auf die Sicherheit der Kernkraftwerke. Abschlussbericht zum Vorhaben SR 2319, GRS Köln, Mai 2001
- /GRS 03/ Identifizierung und Verfolgung sicherheitsrelevanter Schwerpunkte beim Alterungsmanagement in Kernkraftwerken zur bundeseinheitlichen Festlegung behördlicher Anforderungen. Abschlussbericht zum Vorhaben SR 2423, GRS-A-3167, GRS Köln, Dezember 2003
- /GRS 08/ Michel, F.: Status des Alterungsmanagements in deutschen KKW – Anlagenübergreifende Auswertung der Betreiberberichte, Vortrag auf der 91. Sitzung des Arbeitskreises „Aufsicht-Reaktorbetrieb des Länderausschusses für Atomkernenergie“, Hannover, 4. November 2008
- /GRS 09/ Michel, F.: Status des Alterungsmanagements in deutschen KKW – Anlagenübergreifende Auswertung der Betreiberberichte (Fortschrittsbericht), Vortrag auf der 92. Sitzung des Arbeitskreises „Aufsicht-Reaktorbetrieb des Länderausschusses für Atomkernenergie“, Bonn, 28. April 2009

- /HAL 08/ Gonzales, J. C. et al.: Experiments on cable aging assessment and fault detection using modern techniques. Enlarges Halden Programme Group Meeting, Loen Norway, 18-23 May 2008
- /IAE 99a/ Implementation and Review of Nuclear Power Plant Ageing Management Programme. Safety Report Series No. 15, 1999
- /IAE 99b/ AMAT guidelines - Reference document for the IAEA Ageing Management Assessment Teams (AMATs). IAEA Service Series No. 4, 1999
- /IAE 99c/ Safe Management of the Operating Lifetimes of Nuclear Power Plants. International Nuclear Safety Advisory Group, INSAG-14, 1999
- /IAE 07/ Safety Aspects of Long Term Operation of Water Moderated Reactors. IAEA-EBP-SALTO, July 2007
- /IAE 09/ Ageing Management for Nuclear Power Plants, Safety Guide No. NS-G-2.12, IAEA, 2009
- /IRS 90/ IAEA Incident Reporting System (IRS): IRS-Number 1288: Corrosion of the Containment Liner of 900 MWe Reactor Units, Frankreich 1990
- /IRS 93/ IAEA Incident Reporting System (IRS): IRS-Number 1390: Corrosion in the Containment Liner, Schweden 1993
- /KTA 10/ KTA 1403: Alterungsmanagement in Kernkraftwerken, Regelentwurf, Fassung vom 20.06.2010
- /NEA 02/ OECD/NEA: Technical Aspects of Ageing for Long-term Operation. NEA/CSNI/R(2002)26, December 2002
- /NRC 10a/ United States Nuclear Regulatory Commission (US-NRC), Office of Nuclear Reactor Regulation, Office of new Reactors: Information Notice (IN) 2010-12: Containment Liner Corrosion, June 18, 2010

- /NRC 10b/ United States Nuclear Regulatory Commission (US-NRC), Office of Nuclear Reactor Regulation, Office of new Reactors: Information Notice (IN) 2010-14: Containment Concrete Surface Condition Examination Frequency and Acceptance Criteria, August 4, 2010
- /NUR 01/ Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report. NUREG-1801, Vol. 1+2, July 2001
- /NUR 10/ Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report. NUREG-1801, Rev. 2, Draft Report for Comment, May 2010
- /REC 06/ Reck, H. und S. Schulz: Internationale Betriebserfahrung mit Rohrleitungen in Kernkraftwerken: Fortschritt des OECD Pipe Failure Data Exchange (OPDE) Datenbank Projektes. 32. MPA-Seminar am 5. und 6. Oktober 2006, Materialprüfanstalt Stuttgart 2006
- /RSK 02/ RSK-Stellungnahme "Grundsätze für das Vorgehen zur Beherrschung von Alterungsprozessen in Kernkraftwerken". 10.01.2002
- /RSK 04/ RSK-Empfehlung „Beherrschung von Alterungsprozessen in Kernkraftwerken“, RSK-Empfehlung vom 22. Juli 2004
- /SCA 10/ OECD/NEA: SCC and Cable Ageing Project (SCAP). Final Report, June 14, 2010, (not published yet)
- /SCO 10/ P. Scott: Primary Water Stress Corrosion Cracking of Nickel-base Alloys. Report for the SCAP-SCC Working Group, March, 2010 (not published yet).
- /SIK 09/ Sicherheitskriterien für Kernkraftwerke. Revision D, April 2009
- /TÜV 03/ Technischer Überwachungs-Verein Nord e.V.: Untersuchungen zum Alterungsmanagement in einer Referenzanlage am Beispiel repräsentativer Einrichtungen. Abschlussbericht zum Unterauftrag UA Nr. 2249 der GRS zum BMU-Vorhaben SR 2423, August 2003
- /VGB 97/ Alterungsmanagement in deutschen Kernkraftwerken. VGB, September 1997.

- /VDT 02/ VdTÜV-Positionspapier: Ganzheitliches Alterungsmanagementkonzept aus Gutachtersicht. TÜVIS-Prüfgrundlagen, Bericht Nr. 54, 15.05.2002
- /WAC 98/ Wachter, O., J. Bruns et al.: Crack initiation in the Nb-stabilized austenitic steel (A347) in the core shroud and top and core guide of a German Boiling Water Reactor – Description of the extent of the damage and explanation of its causes. Proceedings of the International Symposium “Fontevraud IV”, Volume 1, September 1998.
- /WEN 08/ Western European Nuclear Regulators’ Association – Reactor Harmonization Working Group: WENRA Reactor Safety Reference Levels. January 2008
- /WLN 91/ Weiterleitungsnachricht WLN 1991/01: Besondere Vorkommnisse in den Kernkraftwerken Obrigheim (KWO) und Neckarwestheim 1 (GKN-1) während der Revision 1990: Korrosionsbefunde am Sicherheitsbehälter im Einspannbereich. GRS, Köln, 05.02.1991
- /WLN 98/ Weiterleitungsnachricht WLN 1998/01: Korrosionsangriff auf den Außenoberflächen von sicherheitsrelevanten austenitischen Rohrleitungen. GRS, Köln, 27.04.1999
- /WLN 01/ Weiterleitungsnachricht WLN 2001/04: Rissbefunde am Austrittsstutzen der Nachkühl-Saugarmatur TH02S001 (Erstabsperarmatur) und in dem anschließenden Rohrleitungsteilstück im Kernkraftwerk Stade am 09. März 2001. GRS, Köln, 31.05.2001
- /WLN 02/ Weiterleitungsnachricht WLN 2002/01: Whiskerbildung an leittechnischen Baugruppen in deutschen Kernkraftwerken. GRS, Köln, 07.03.2002
- /WLN 05a/ Weiterleitungsnachricht WLN 2005/01: Schaltversagen an Koppelschützen im Kernkraftwerk Brokdorf am 08.12.2003 und im Kernkraftwerk Krümmel am 11.03.2004. GRS, Köln, 07.01.2005
- /WLN 05b/ Weiterleitungsnachricht WLN 2005/07: Wirbelstromanzeigen an Heizrohren im Rohrbodenbereich von Dampferzeugern im Kernkraftwerk Biblis, Block A am 10.04.2005. GRS, Köln, 25.05.2005

- /WLN 05c/ Weiterleitungsnachricht WLN 2005/10: Funktionsstörungen an 10-kV-Leistungsschaltern im Kernkraftwerk Gundremmingen II, Block C (KRB-II-C) am 24.04.2002 und 26.07.2004. GRS, Köln, 07.07.2005
- /WLN 05d/ Weiterleitungsnachricht WLN 2005/11: Kurzschluss in einem 10-kV-Kabel der Eigenbedarfsversorgung im Kernkraftwerk Brunsbüttel, aufgetreten am 23.08.2004. GRS, Köln, 14.07.2005
- /WLN 05e/ Weiterleitungsnachricht WLN 2005/14: Rissanzeigen an Komponenten des Notspeisesystems im Kernkraftwerk Grafenrheinfeld und weitere Schäden in anderen Anlagen infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion. GRS, Köln, 23.11.2005
- /WLN 06/ Weiterleitungsnachricht WLN 2006/08: Ausfälle an Drehstromschützen in den Kernkraftwerken Isar 1 und Brunsbüttel. GRS, Köln, 05.12.2006
- /WLN 07a/ Ergänzung der Weiterleitungsnachricht WLN 2002/01 (WLN 2002/01a): Whiskerbildung an leittechnischen Baugruppen in deutschen Kernkraftwerken, GRS, Köln, 23.02.2007
- /WLN 07b/ Weiterleitungsnachricht WLN 2007/01: Befunde an Kernbehälter- und Kernumfassungsschrauben in den Kernkraftwerken Neckar I und Biblis B. GRS, Köln, 26.06.2007
- /WLN 08a/ Weiterleitungsnachricht WLN 2008/03: Risse in austenitischen Armaturengehäusen infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion im Kernkraftwerk Krümmel. GRS, Köln, 22.04.2008
- /WLN 08b/ Weiterleitungsnachricht WLN 2008/04: Befunde an Dampferzeuger-Heizrohren im Kernkraftwerk Unterweser. GRS, Köln, 28.05.2008
- /WLN 09/ Weiterleitungsnachricht WLN 2009/02: Leckagen infolge transkristalliner Spannungsrisskorrosion an den Außenoberflächen der Zuleitungen zu den Steuerstabantrieben im Kernkraftwerk Cofrentes (Spanien). GRS, Köln, 10.06.2009

/YAM 09/ Yamamoto, T. and Minakawa, T.: Final Report of the project of assessment of cable ageing for nuclear power plants. JNES-SS-0903, July 2009

Anhang A

Zusammenstellung ausgewählter Ergebnisse der Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten passiver maschinentechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken auf Basis meldepflichtiger Ereignisse

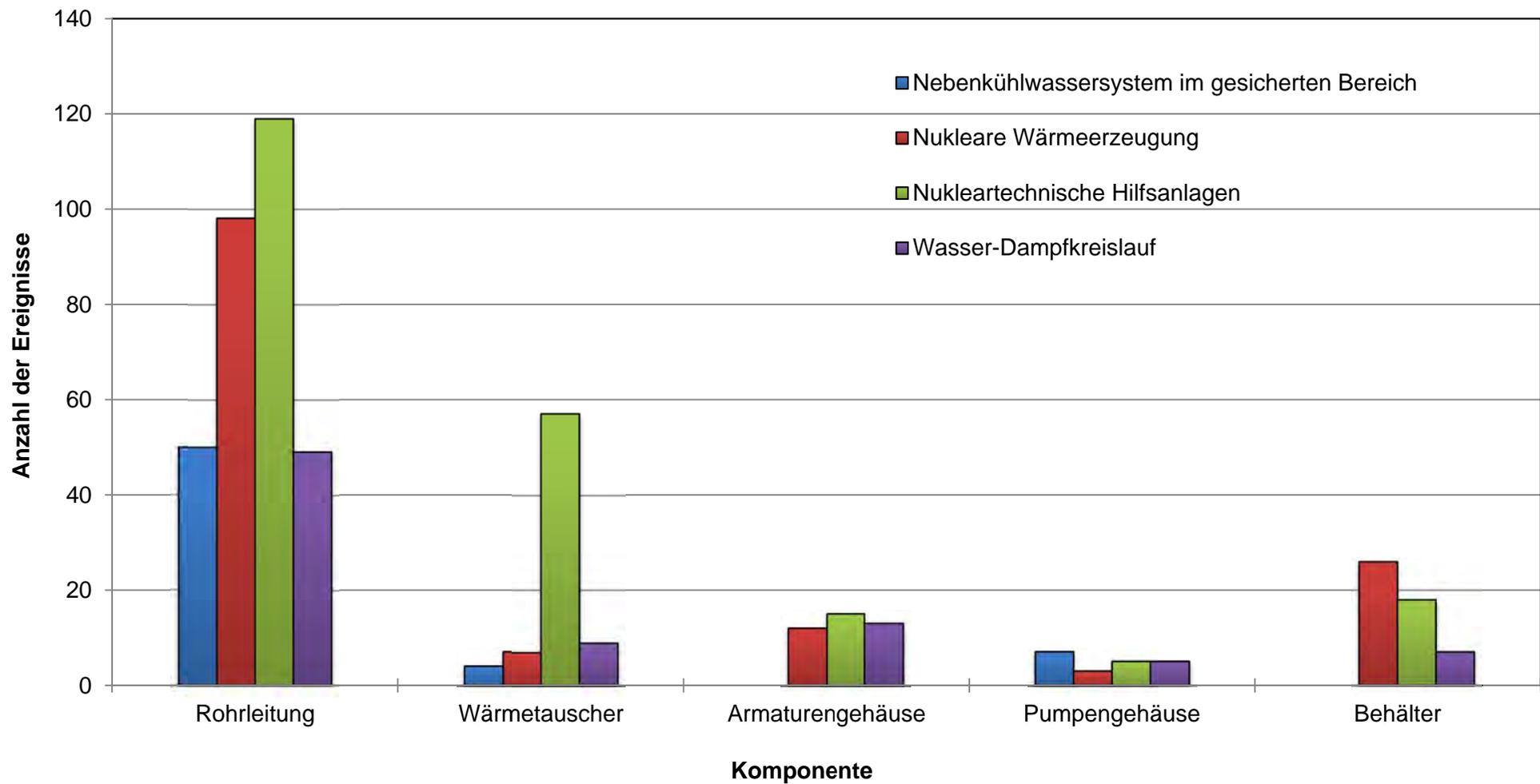


Bild A1

Gemeldete Schadensfälle an druckführenden Komponenten in Anlagen mit DWR (1974-2009)

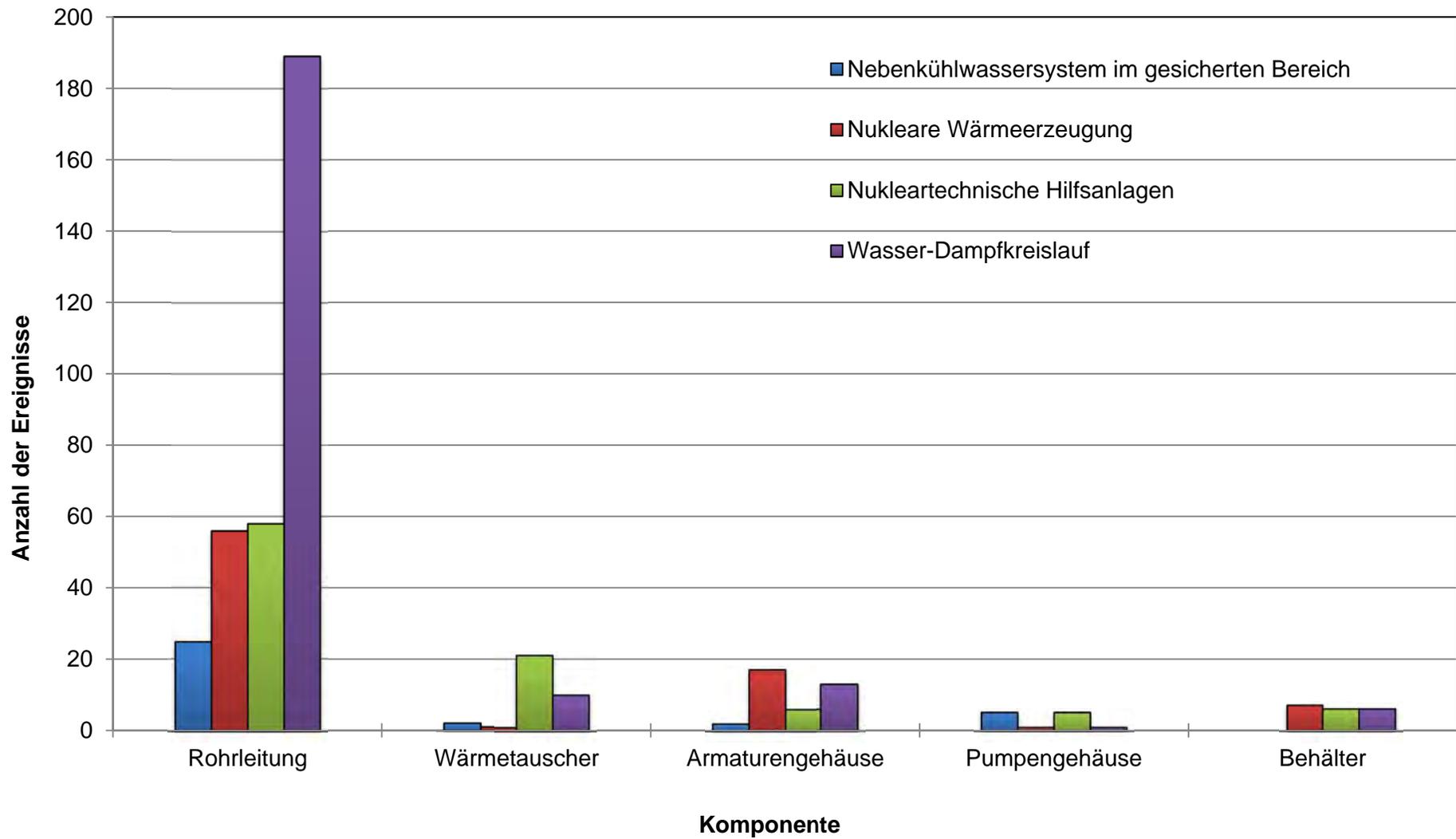


Bild A2

Gemeldete Schadensfälle an druckführenden Komponenten in Anlagen mit SWR (1974-2009)

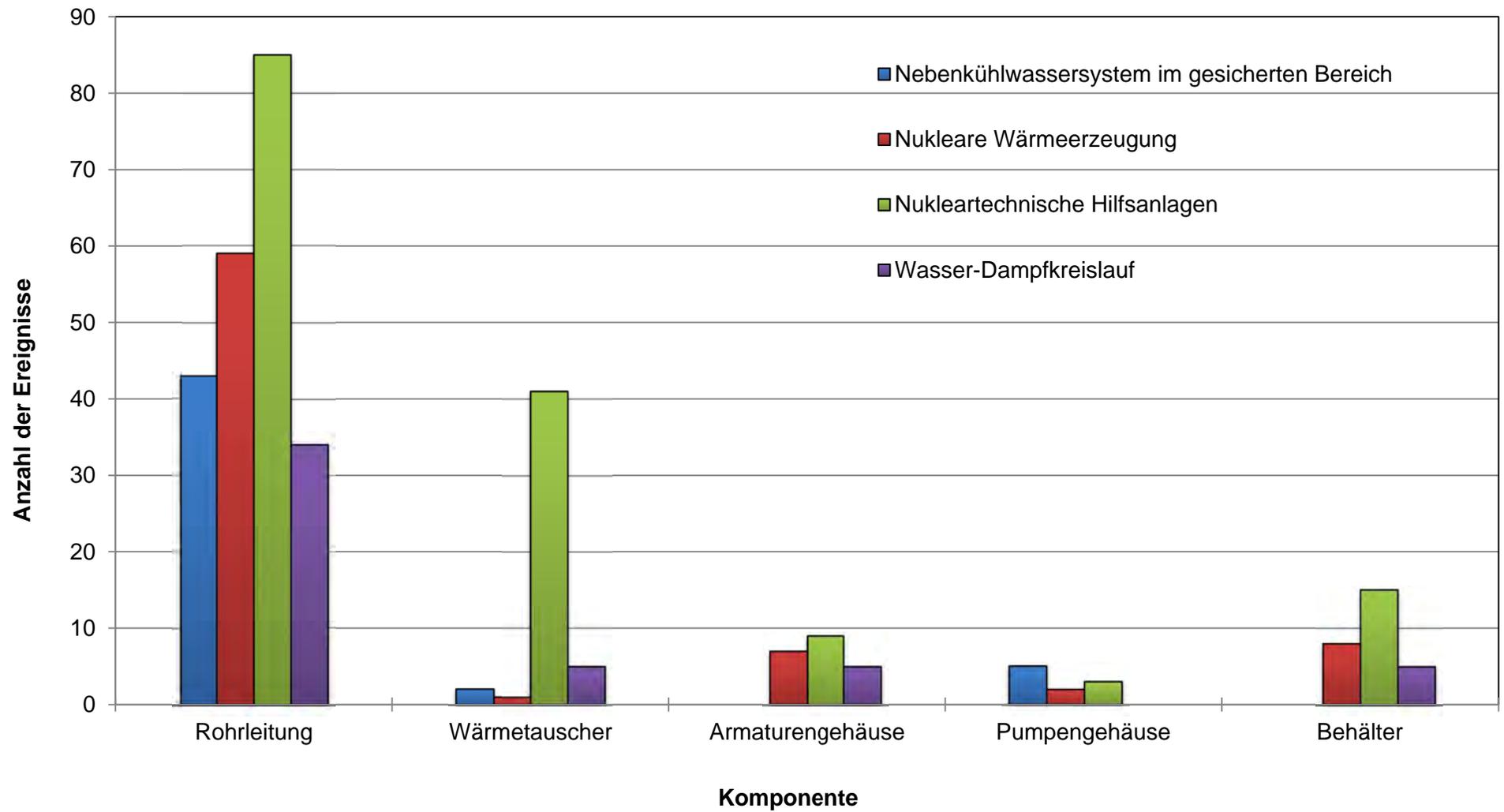


Bild A3 Gemeldete alterungsrelevante Schadensfälle an druckführenden Komponenten in Anlagen mit DWR (1974-2009)

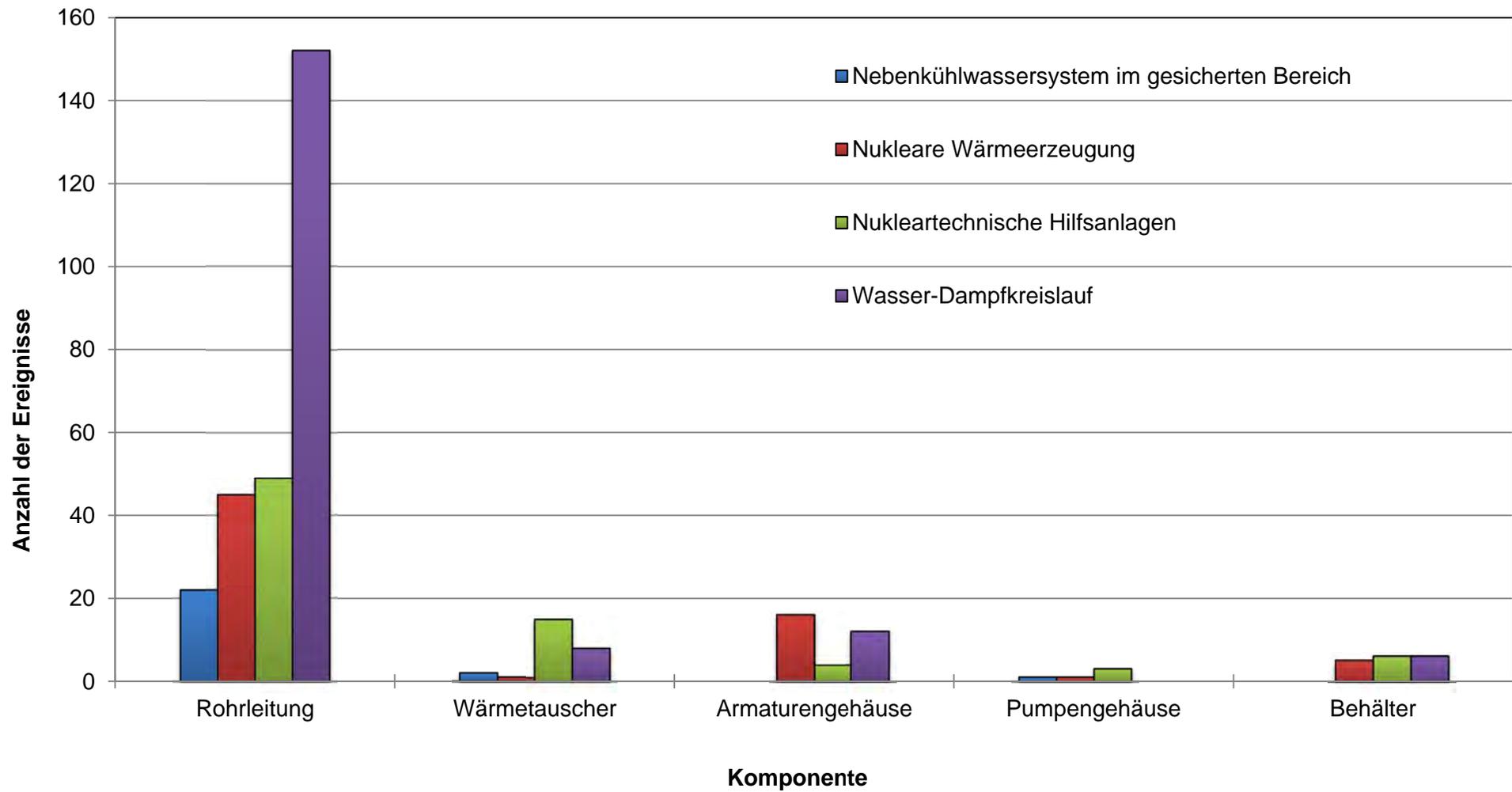


Bild A4 Gemeldete alterungsrelevante Schadensfälle an druckführenden Komponenten in Anlagen mit SWR (1974-2009)

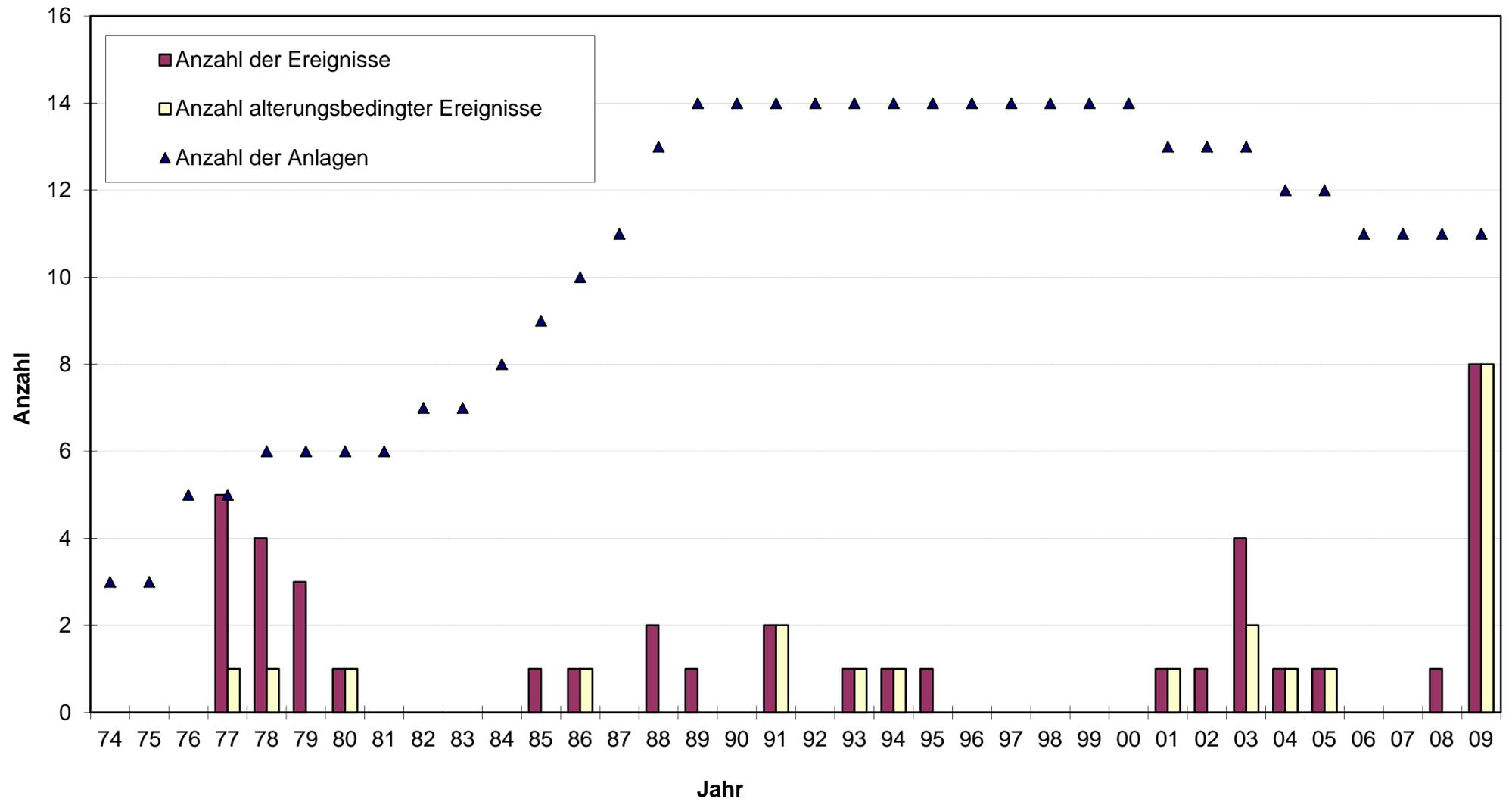


Bild A5 Anzahl der gemeldeten Schadensfälle an Armaturengehäusen von Anlagen mit DWR pro Kalenderjahr (1974-2009)

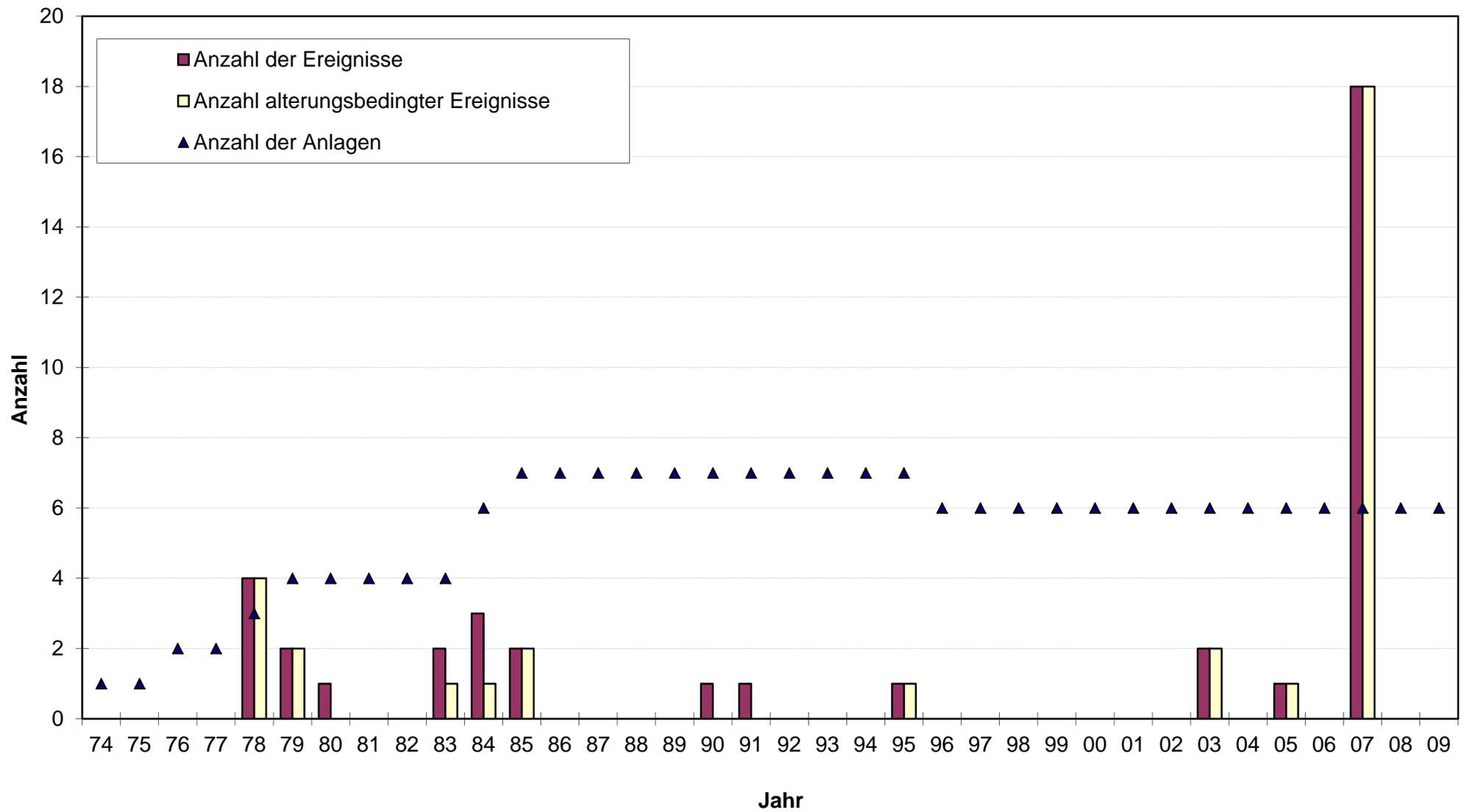


Bild A6 Anzahl der gemeldeten Schadensfälle an Armaturengehäusen von Anlagen mit SWR pro Kalenderjahr (1974-2009)

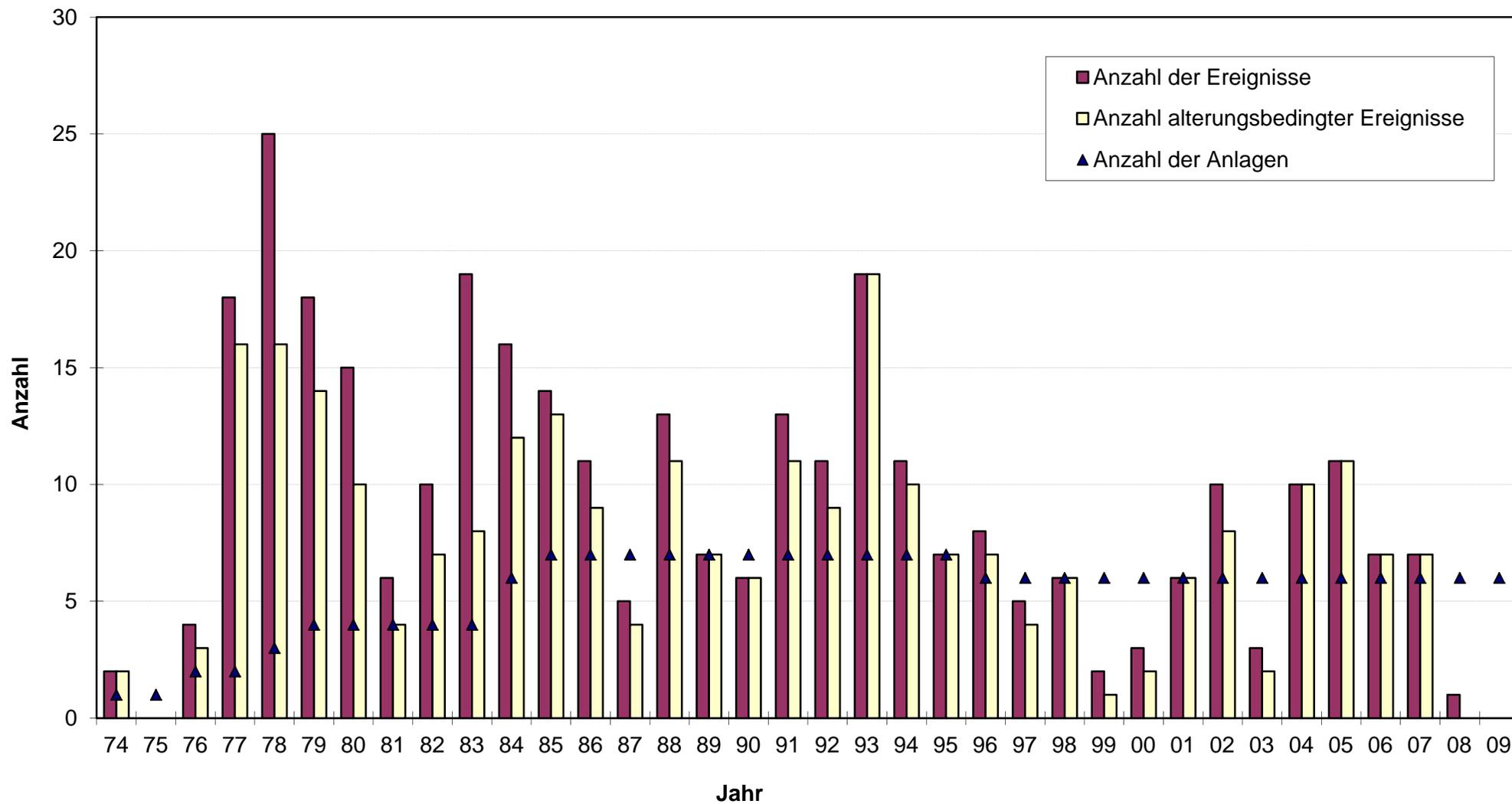
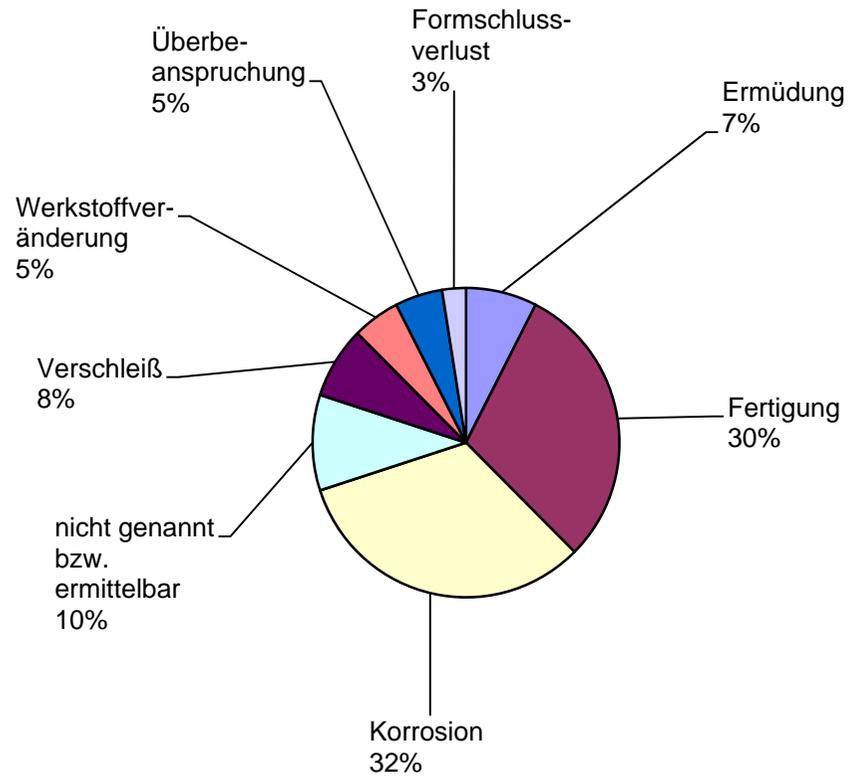


Bild A7 Anzahl der gemeldeten Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR pro Kalenderjahr (1974-2009)

Anlagen mit DWR



Anlagen mit SWR

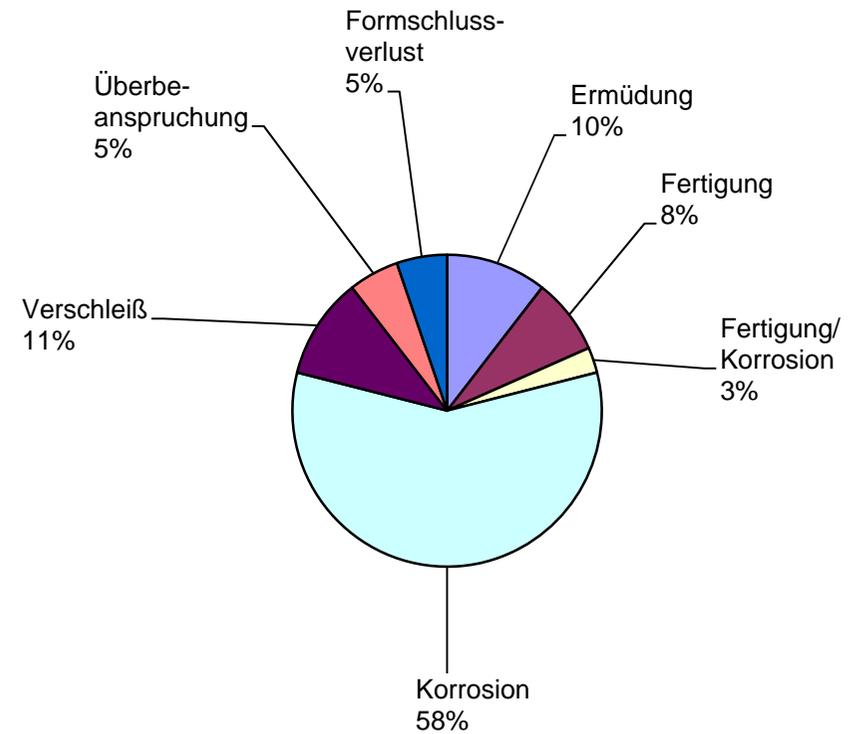


Bild A8 Ursachen von gemeldeten Schadensfällen an Armaturengehäusen von Anlagen mit DWR und SWR (1974-2009)

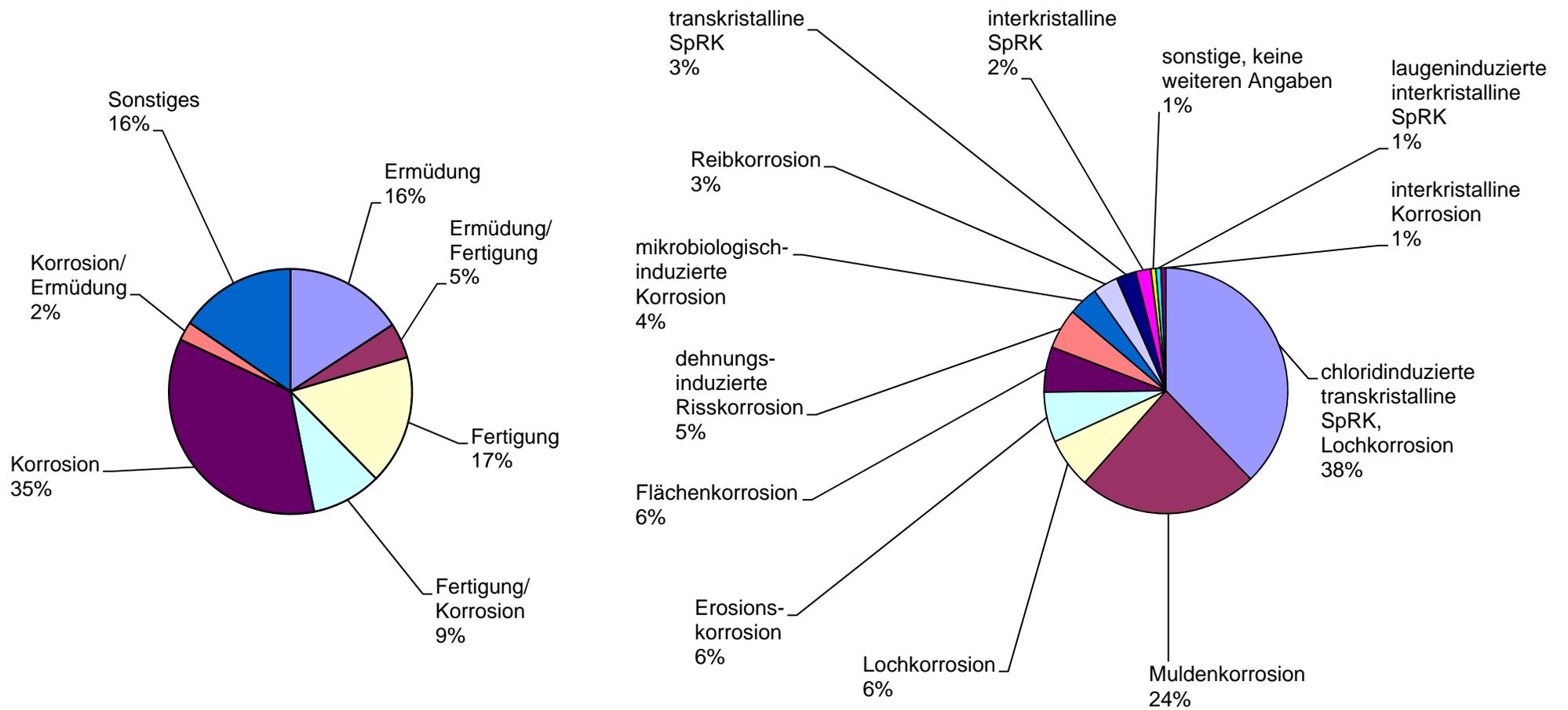


Bild A9 Ursachen von Schäden an Rohrleitungen von Anlagen mit DWR, Kategorie „Korrosion“ (1974-2009)

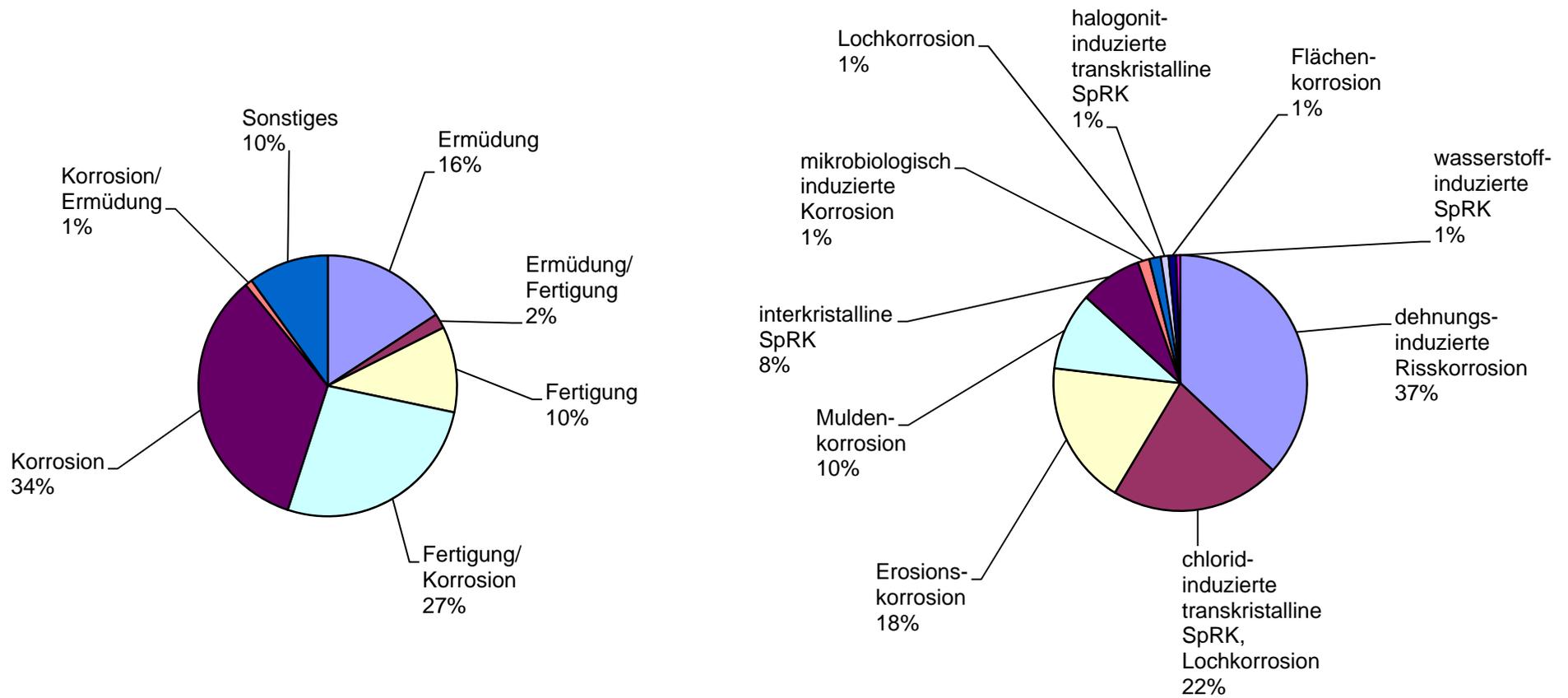


Bild A10 Ursachen von Schäden an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR, Kategorie „Korrosion“ (1974-2009)

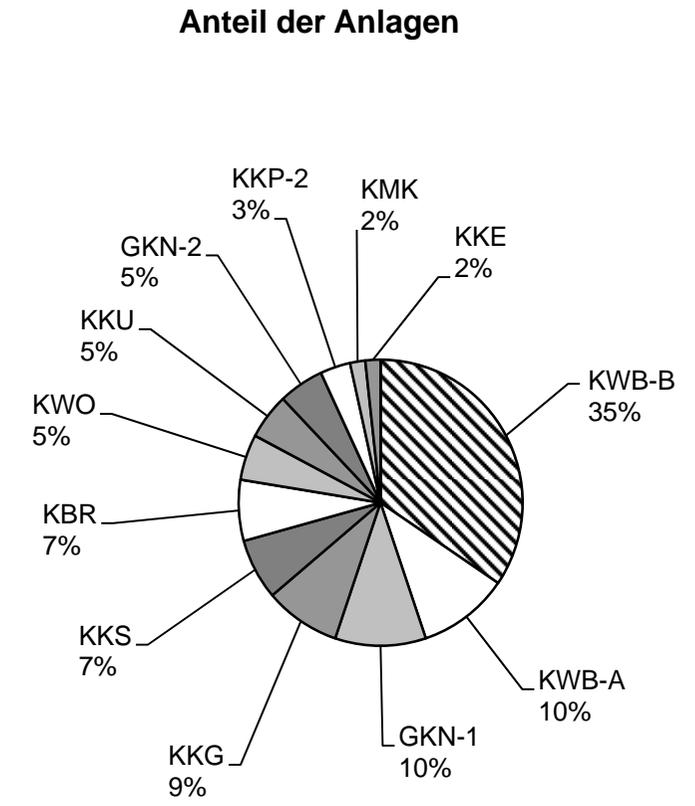
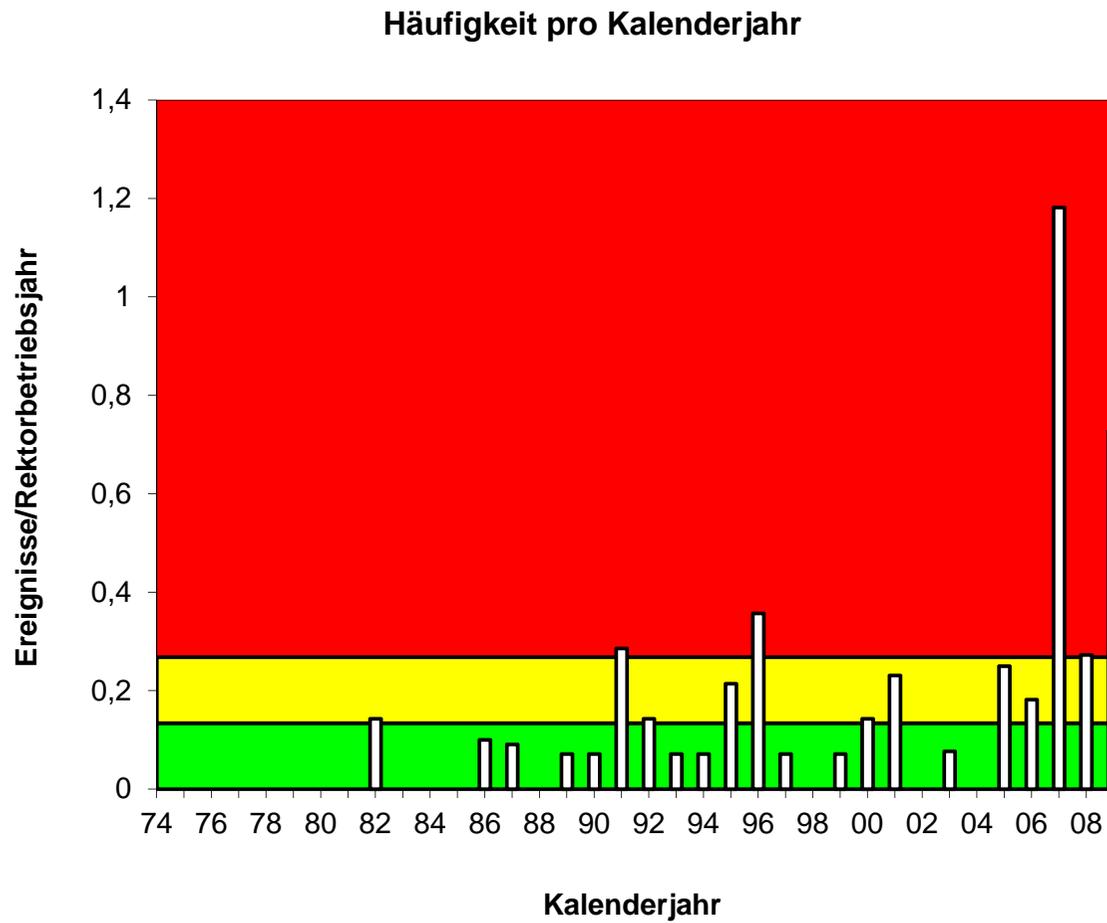
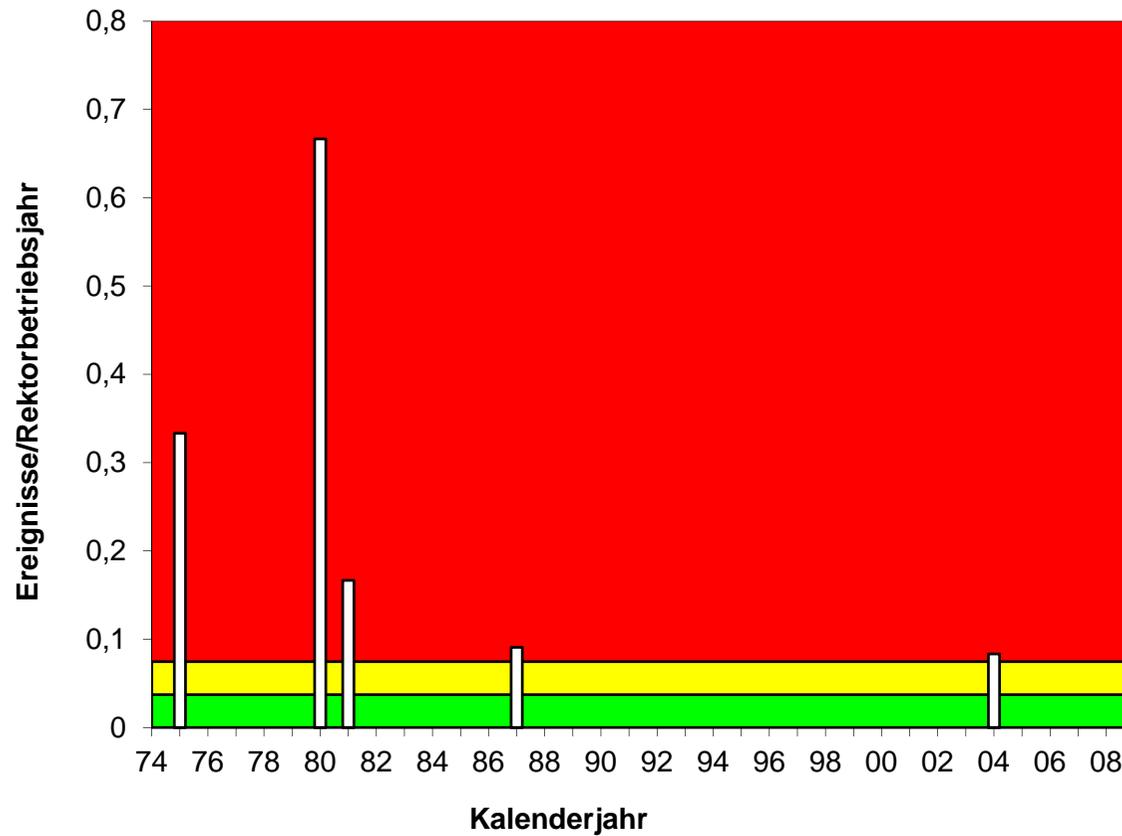


Bild A11 Häufigkeit gemeldeter Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit DWR infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion (1974-2009)

Häufigkeit pro Kalenderjahr



Anteil der Anlagen

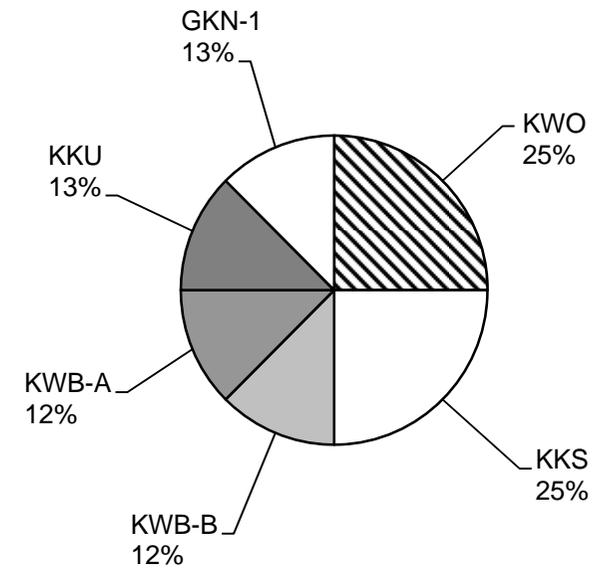


Bild A12 Häufigkeit gemeldeter Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit DWR infolge dehnungsinduzierter Risskorrosion (1974-2009)

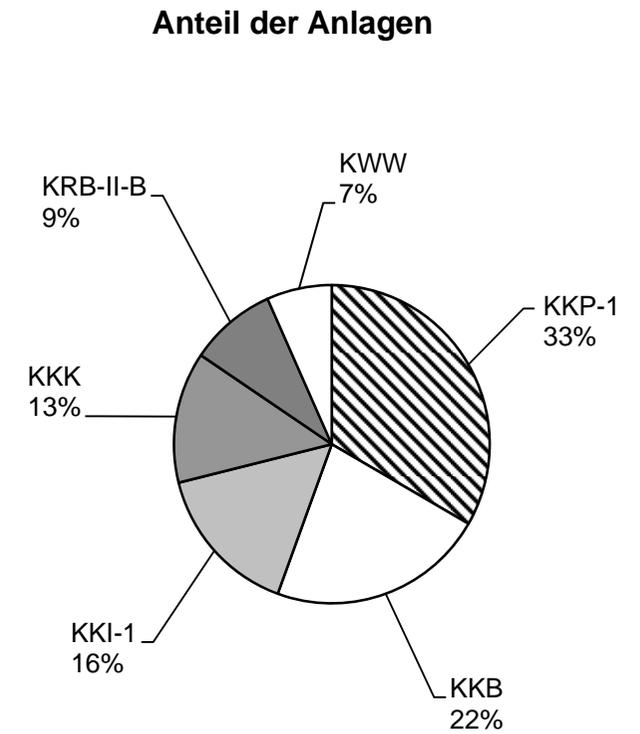
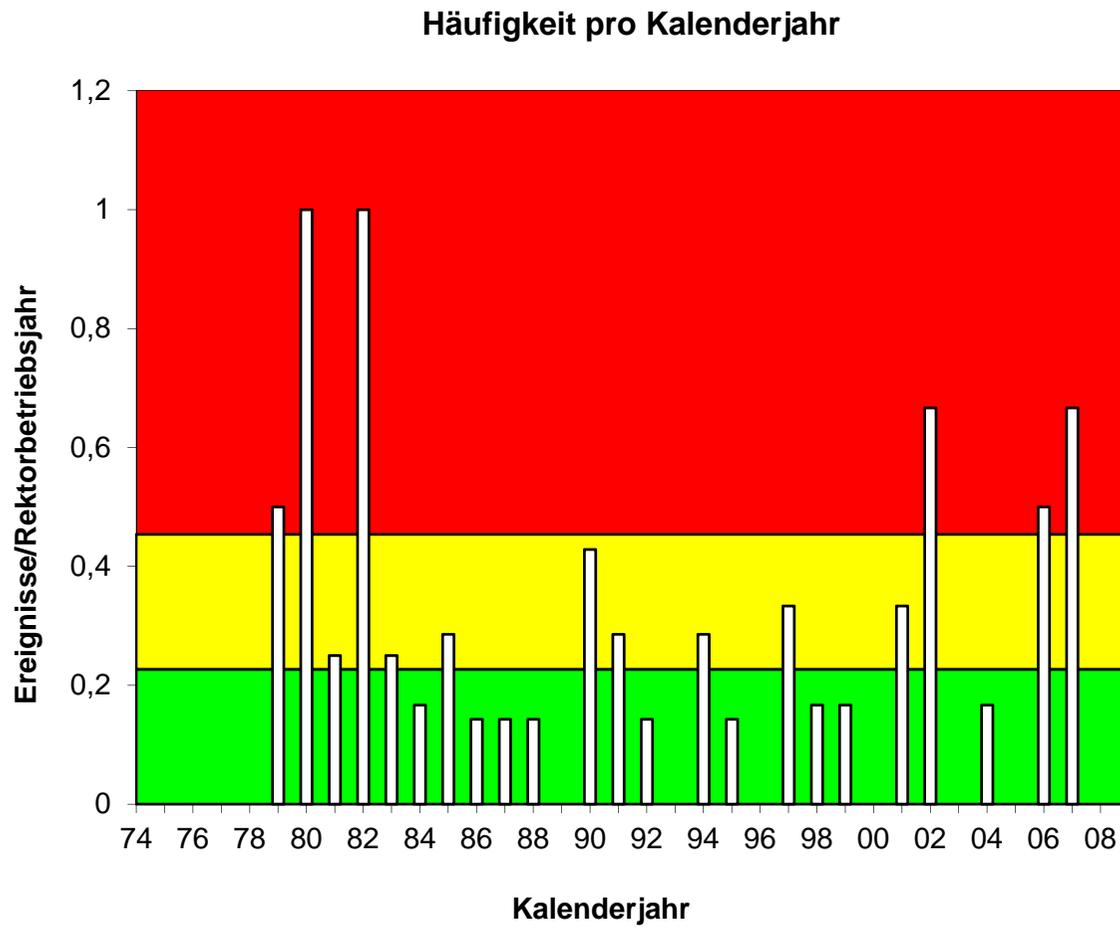
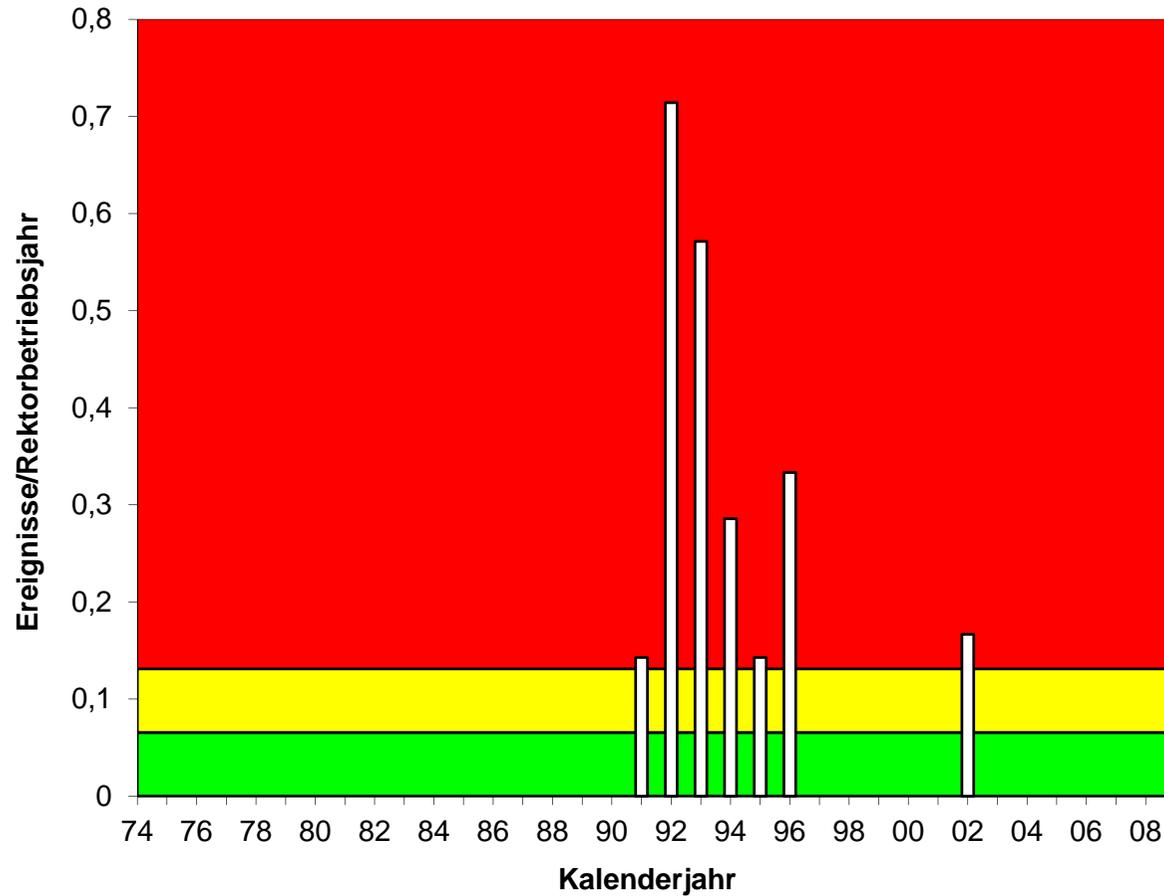


Bild A13 Häufigkeit gemeldeter Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion (1974-2009)

Häufigkeit pro Kalenderjahr



Anteil der Anlagen

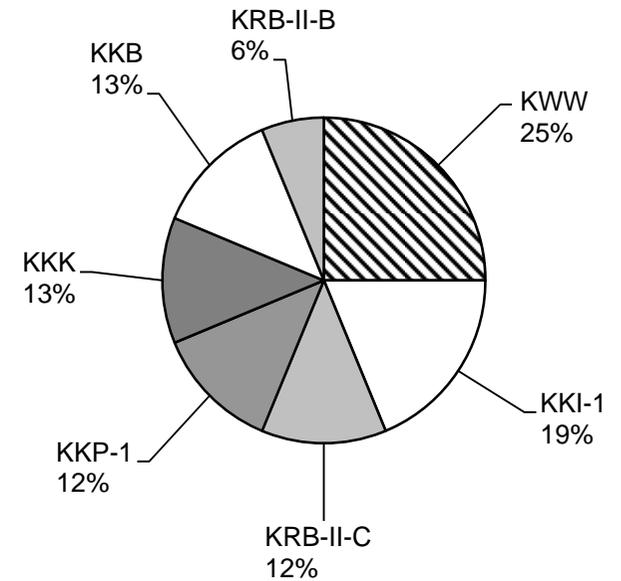
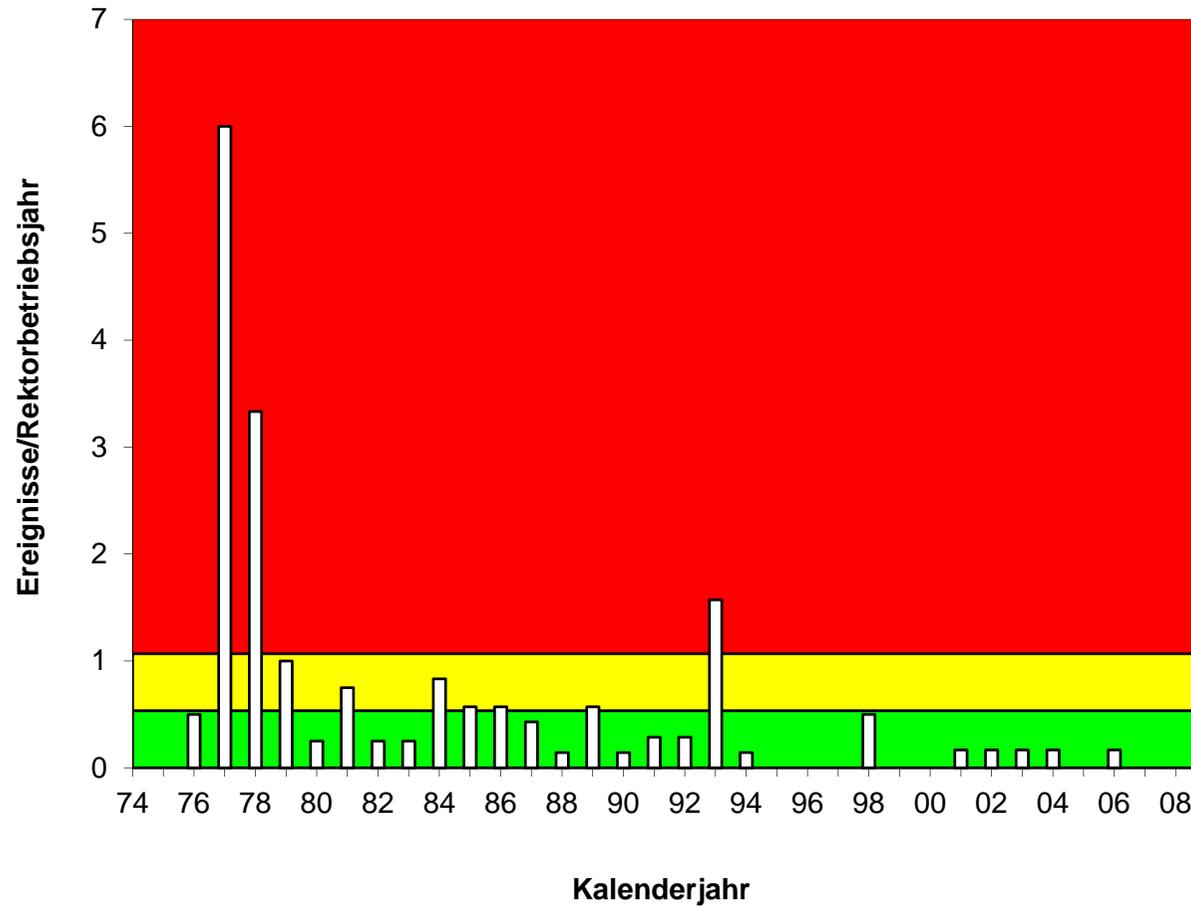


Bild A14 Häufigkeit gemeldeter Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR infolge interkristalliner Spannungsrisskorrosion (1974-2009)

Häufigkeit pro Kalenderjahr



Anteil der Anlagen

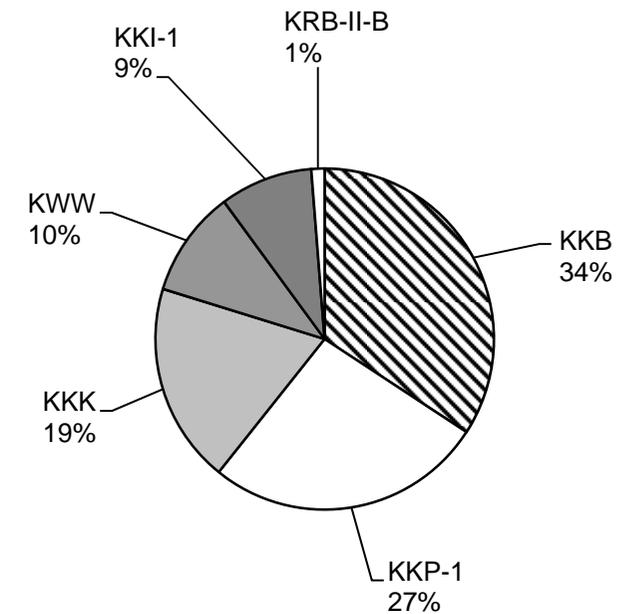


Bild A15 Häufigkeit gemeldeter Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR infolge dehnungsinduzierter Risskorrosion (1974-2009)

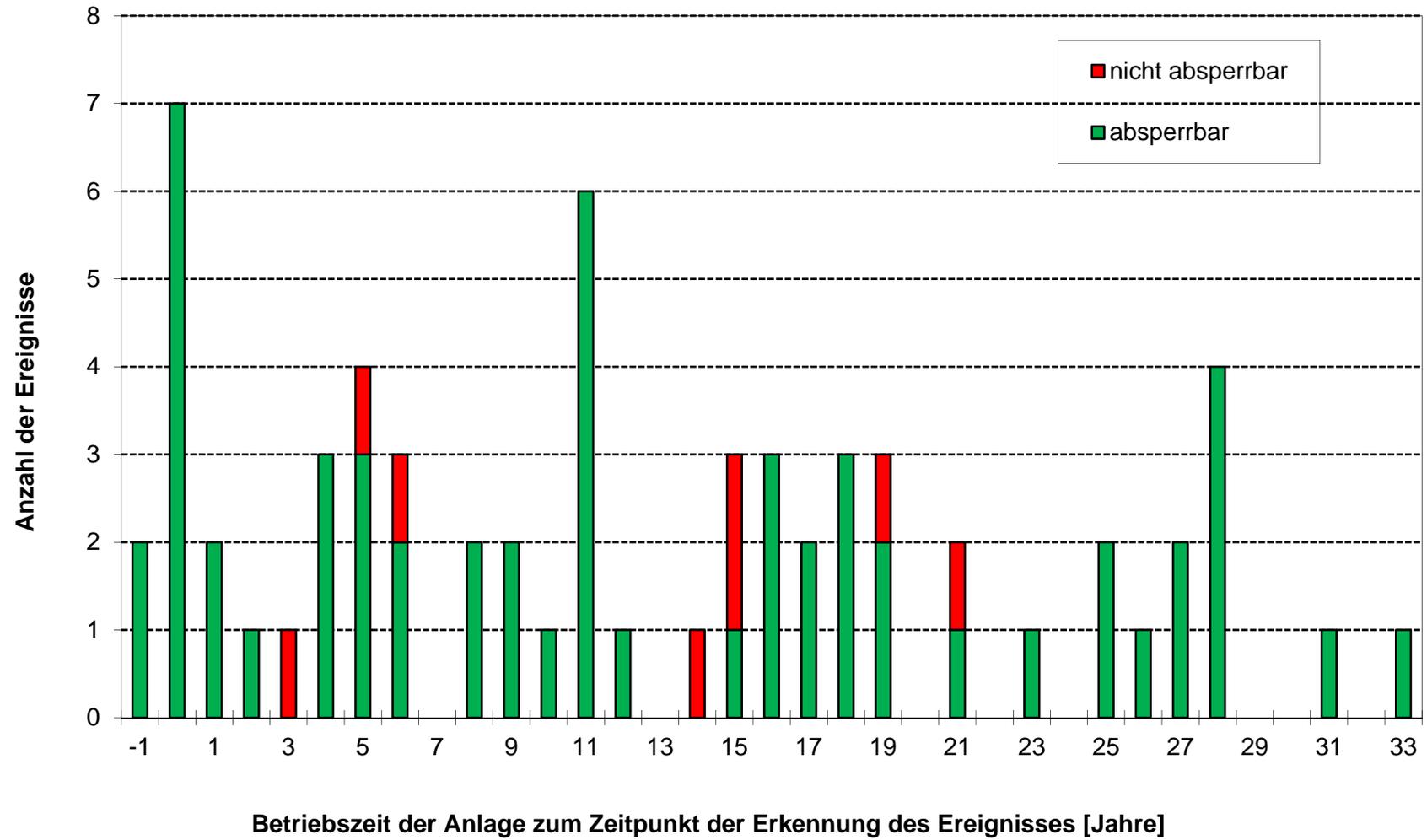


Bild A16

Zeitpunkt der Erkennung von Rohrleitungsschäden in Anlagen mit DWR infolge mechanischer Ermüdung (1974-2009)

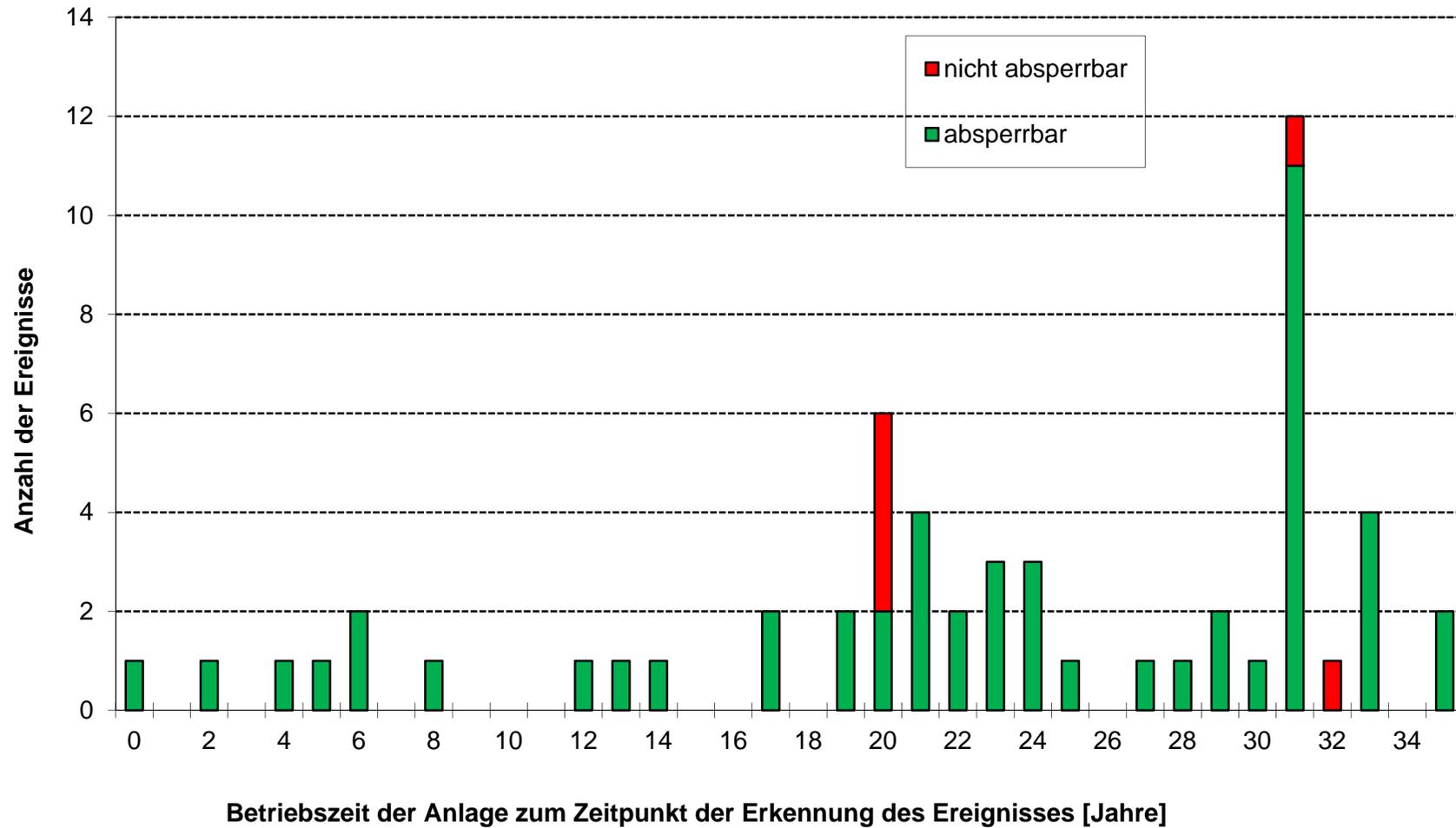


Bild A17 Zeitpunkt der Erkennung von Rohrleitungsschäden in Anlagen mit DWR infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion (1974-2009)

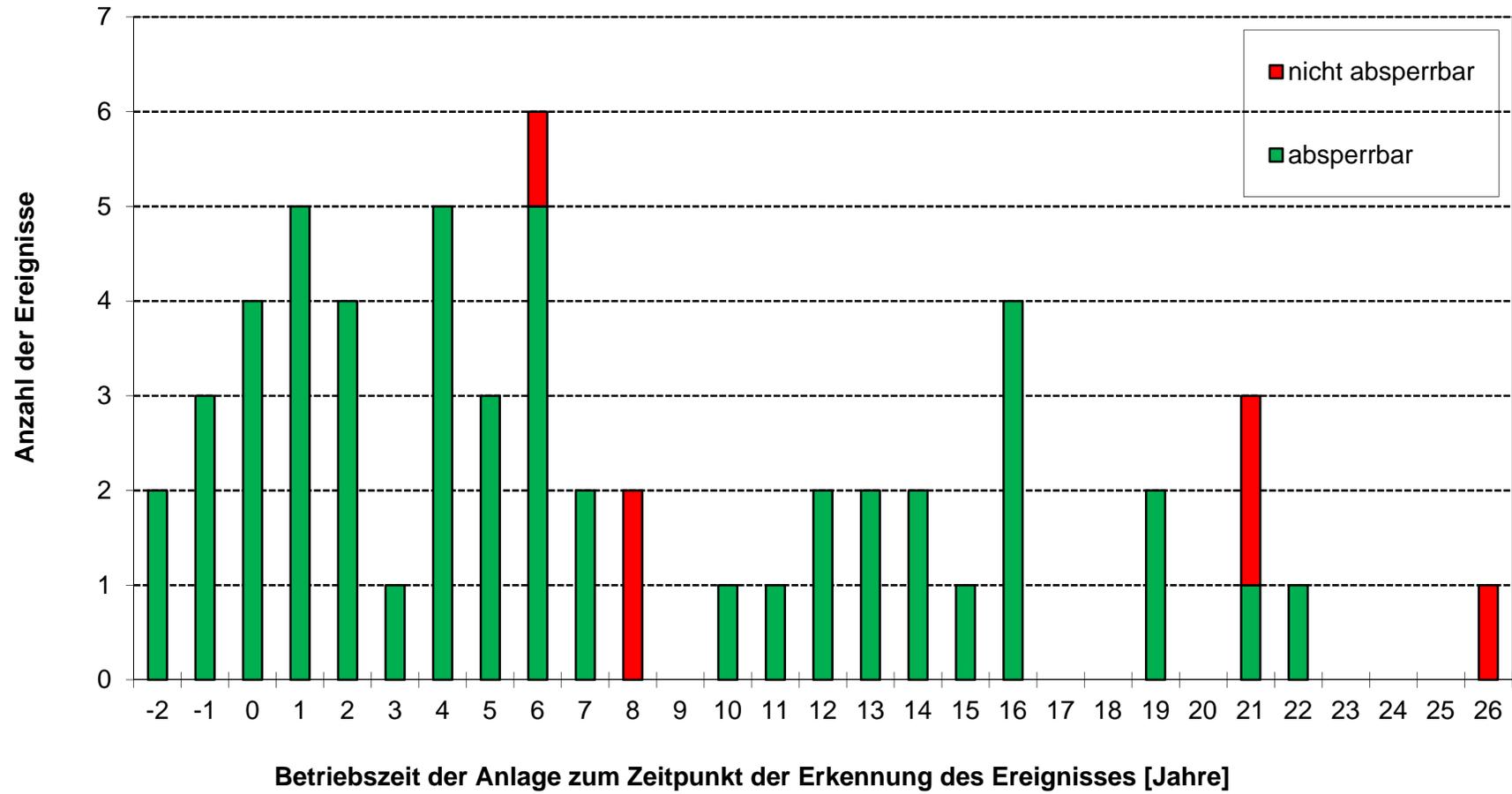


Bild A17 Zeitpunkt der Erkennung von Rohrleitungsschäden in Anlagen mit SWR infolge mechanischer Ermüdung (1974-2009)

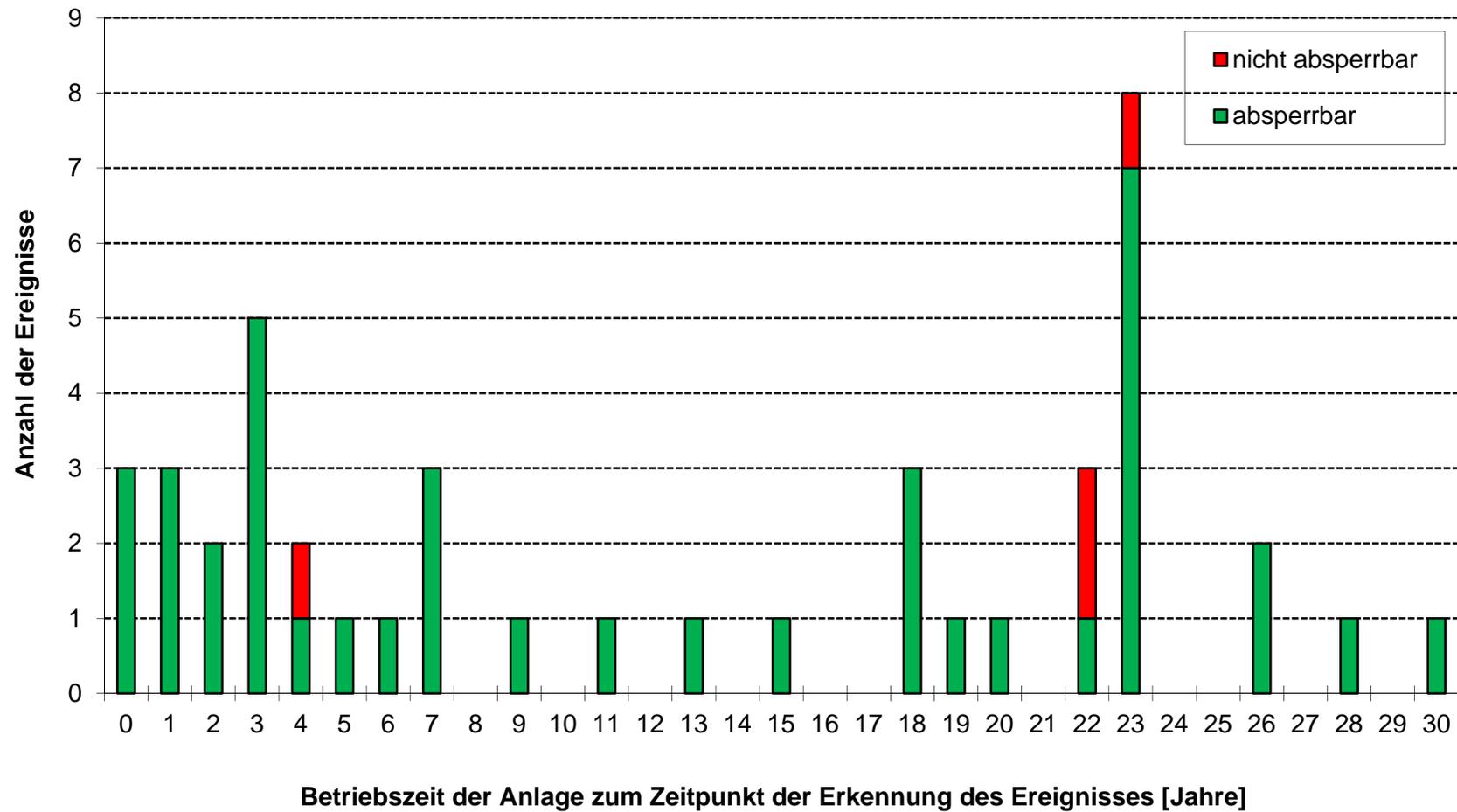


Bild A18 Zeitpunkt der Erkennung von Rohrleitungsschäden in Anlagen mit SWR infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion (1974-2009)

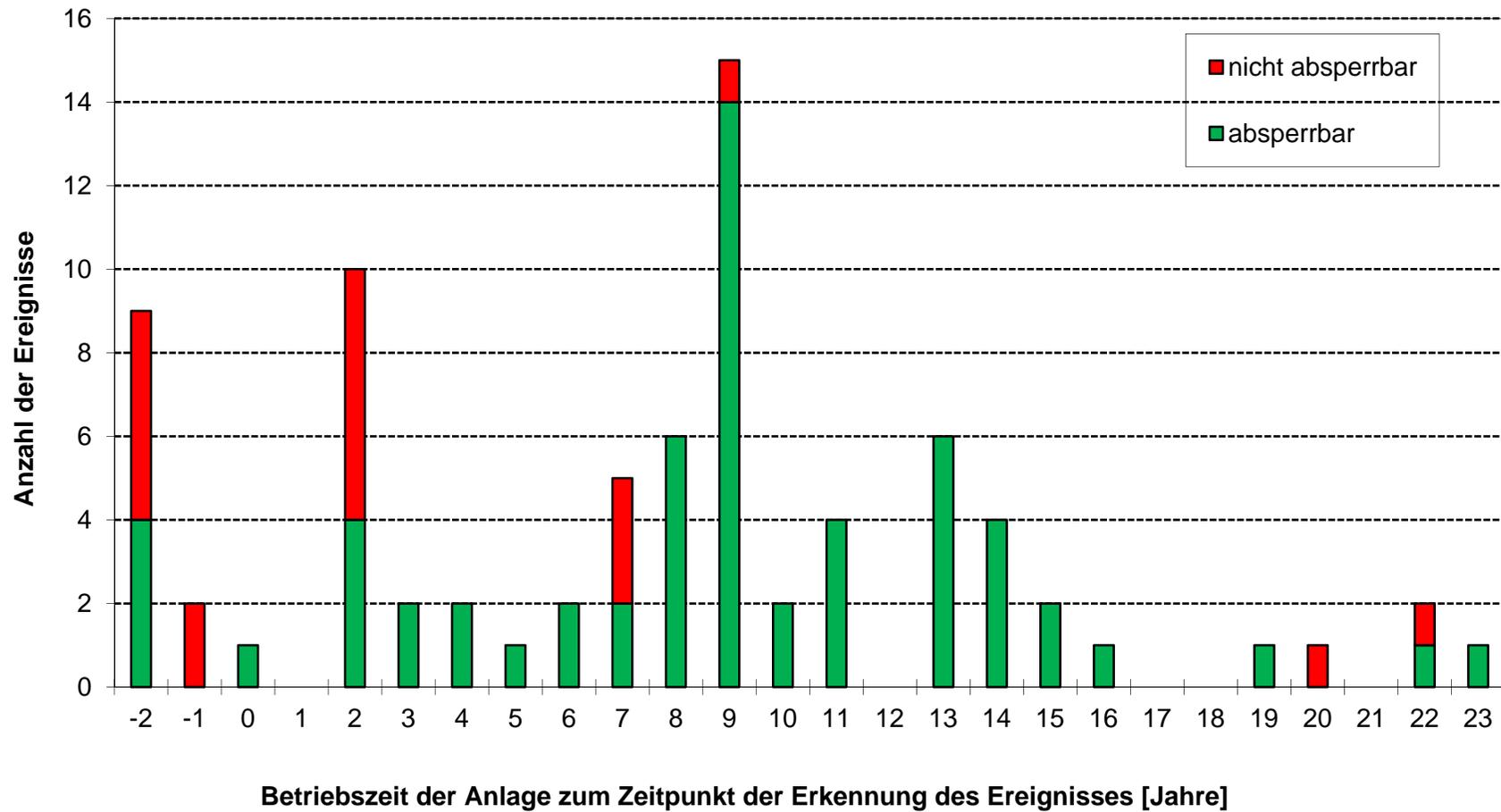


Bild A19 Zeitpunkt der Erkennung von Rohrleitungsschäden in Anlagen mit SWR infolge dehnungsinduzierter Risskorrosion (1974-2009)

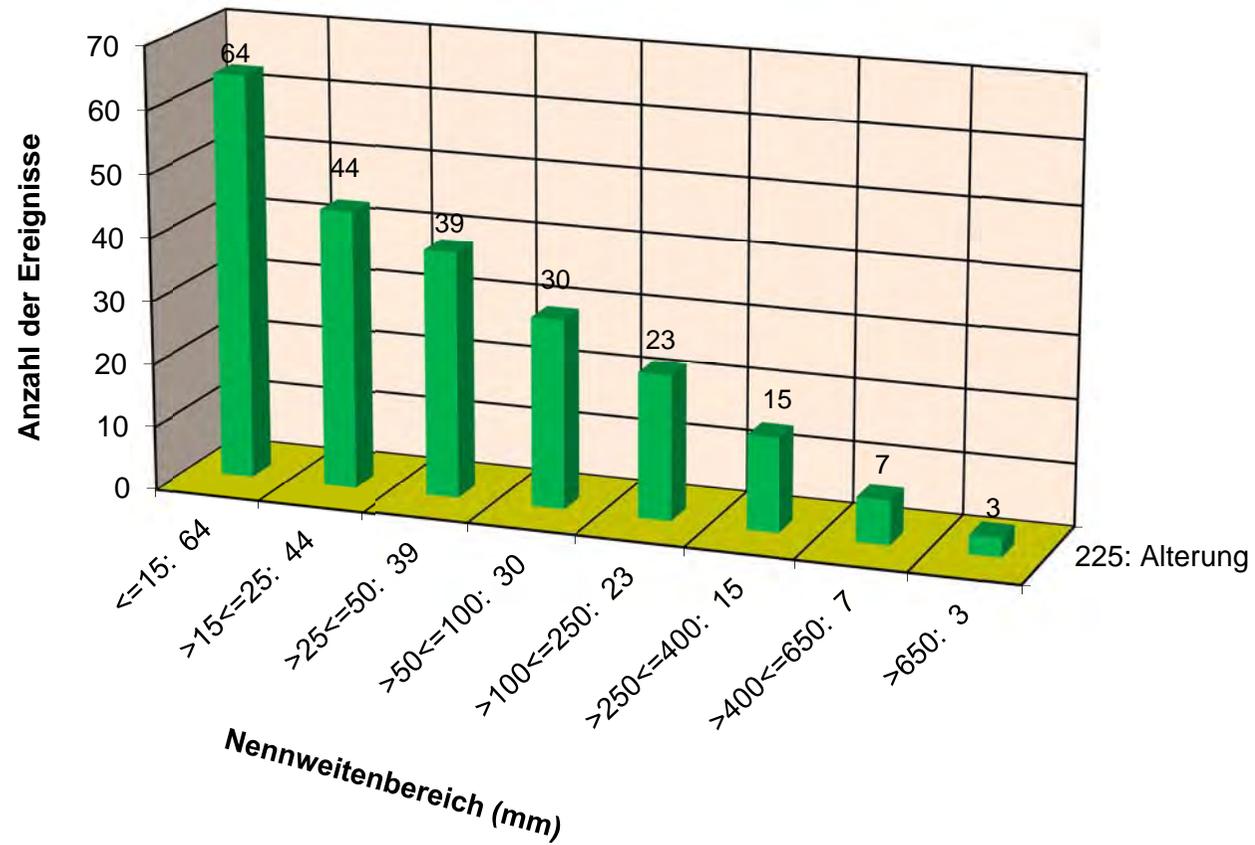


Bild A21

Alterungsbedingte Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit DWR in Abhängigkeit vom Rohrleitungsdurchmesser (1974-2009)

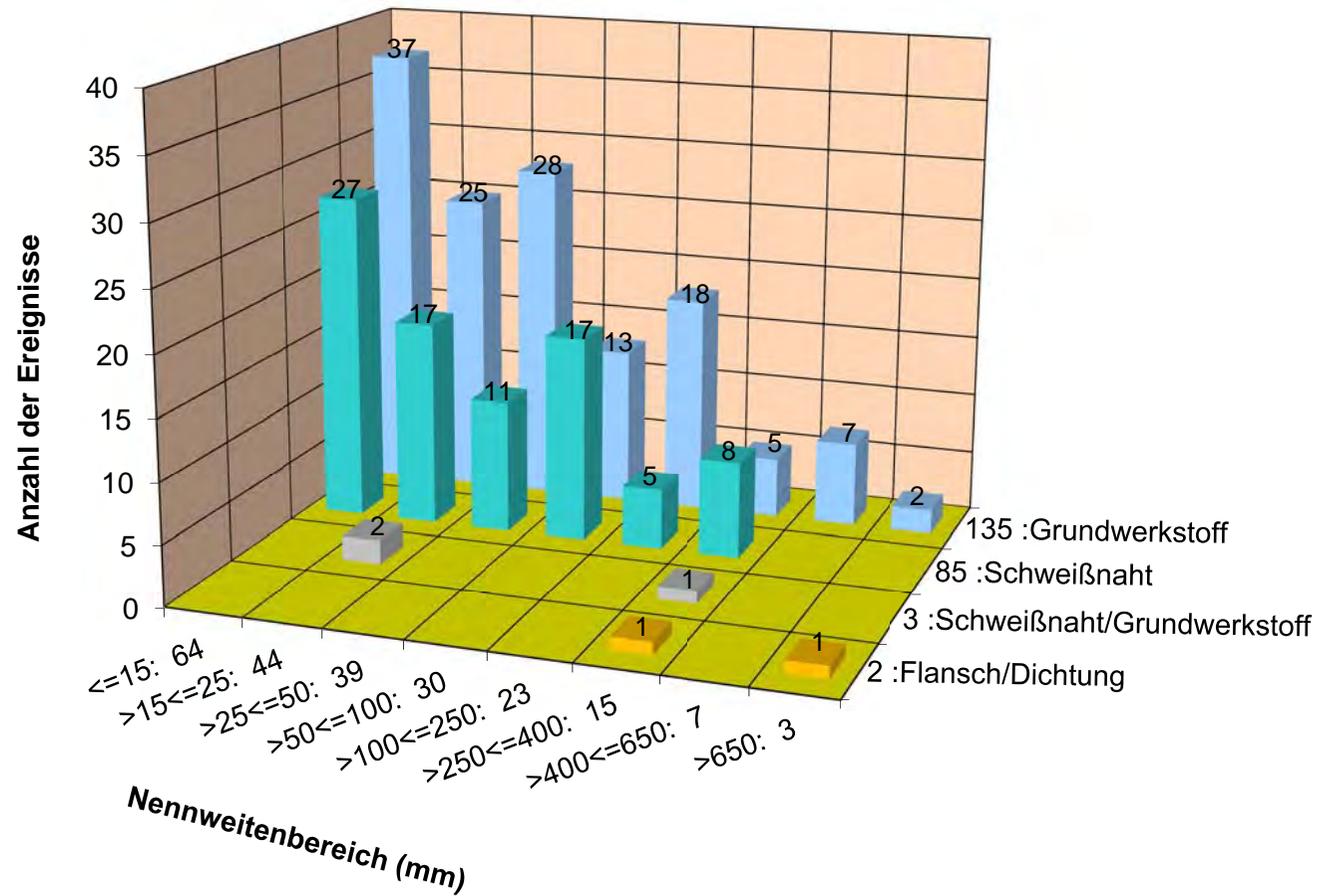


Bild A22 Ort der Schäden bei alterungsbedingten Schadensfällen an Rohrleitungen von Anlagen mit DWR in Abhängigkeit vom Rohrleitungsdurchmesser (1974-2009)

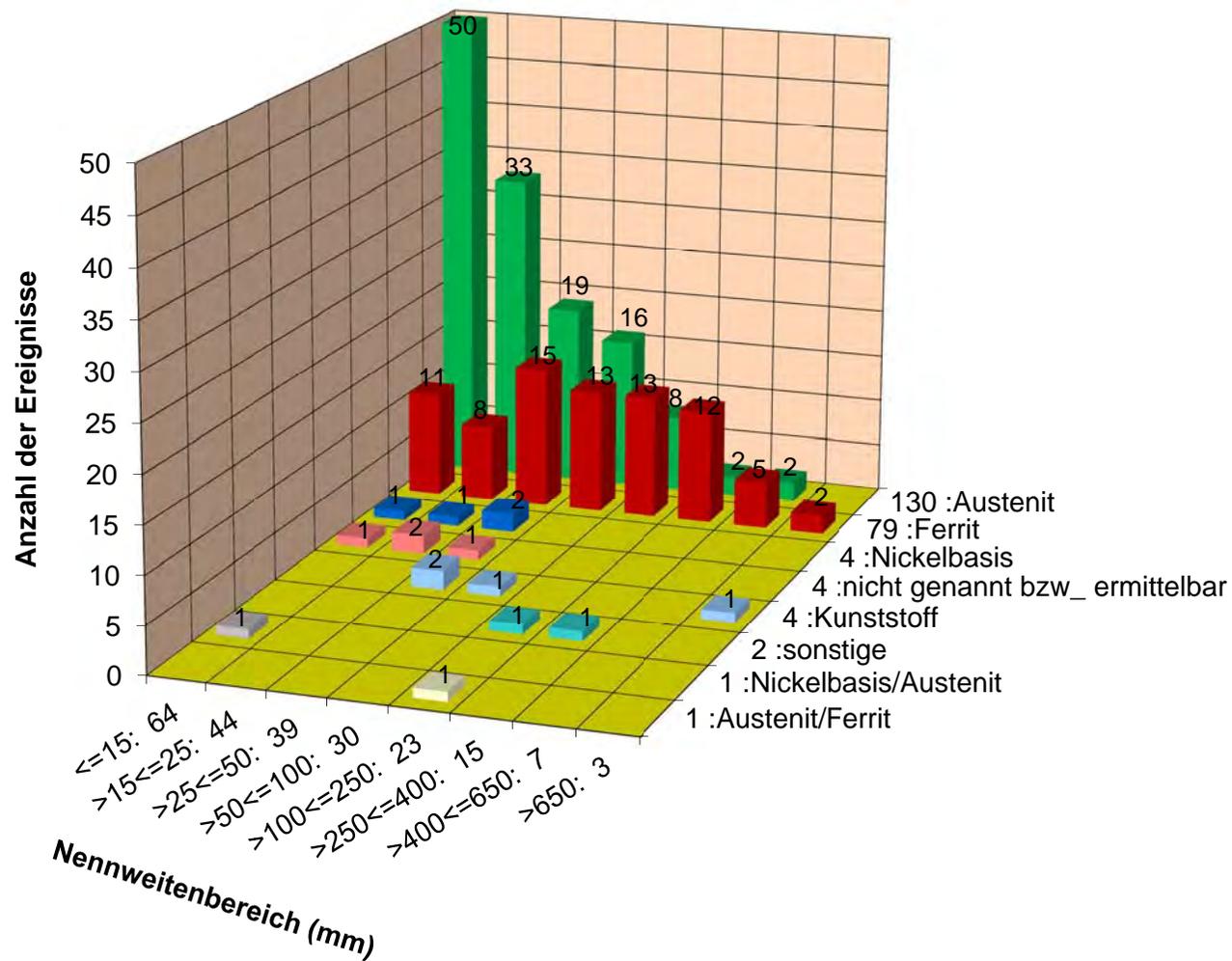


Bild A23 Betroffene Werkstoffgruppe bei alterungsbedingten Schadensfällen an Rohrleitungen von Anlagen mit DWR in Abhängigkeit vom Rohrlungsdurchmesser (1974-2009)

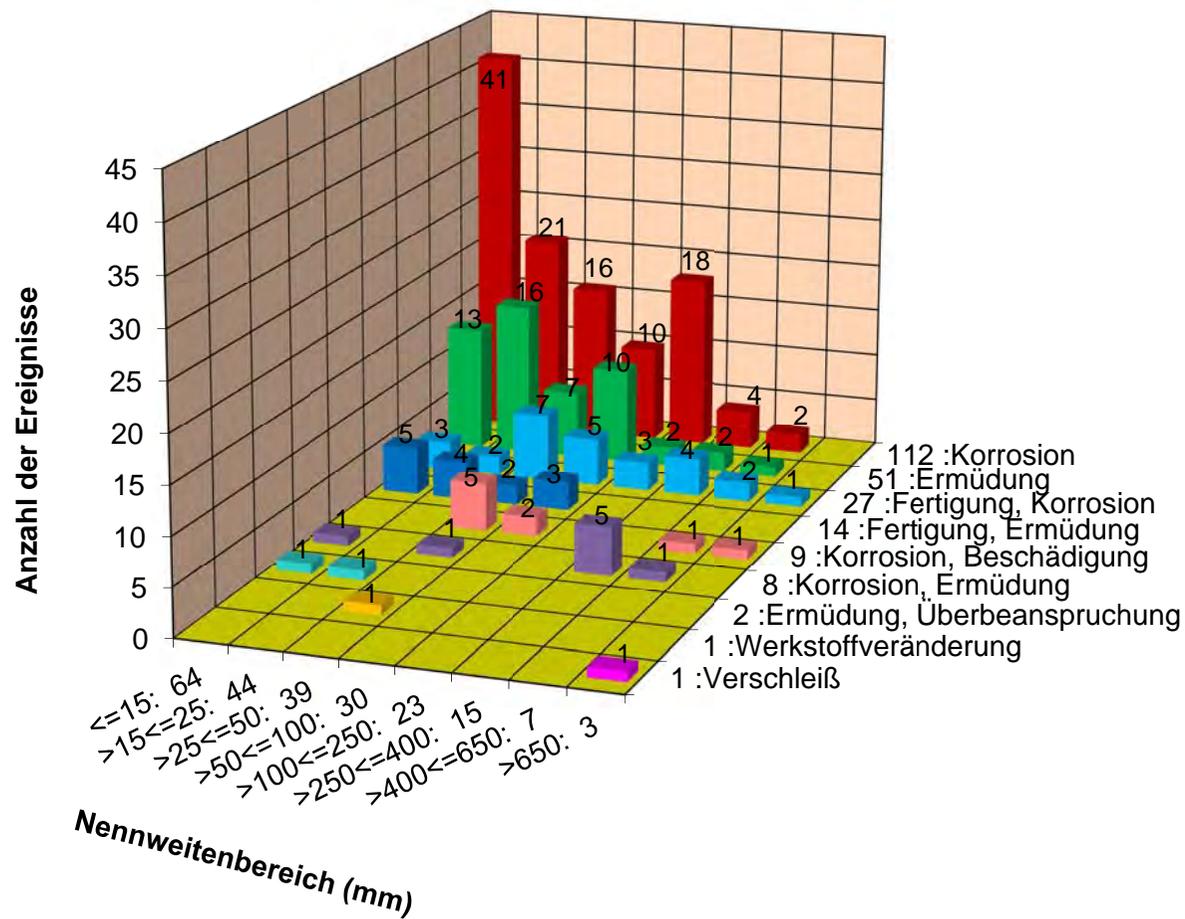


Bild A24

Ursache der Schäden bei alterungsbedingten Schadensfällen an Rohrleitungen von Anlagen mit DWR in Abhängigkeit vom Rohrlinien-durchmesser (1974-2009)

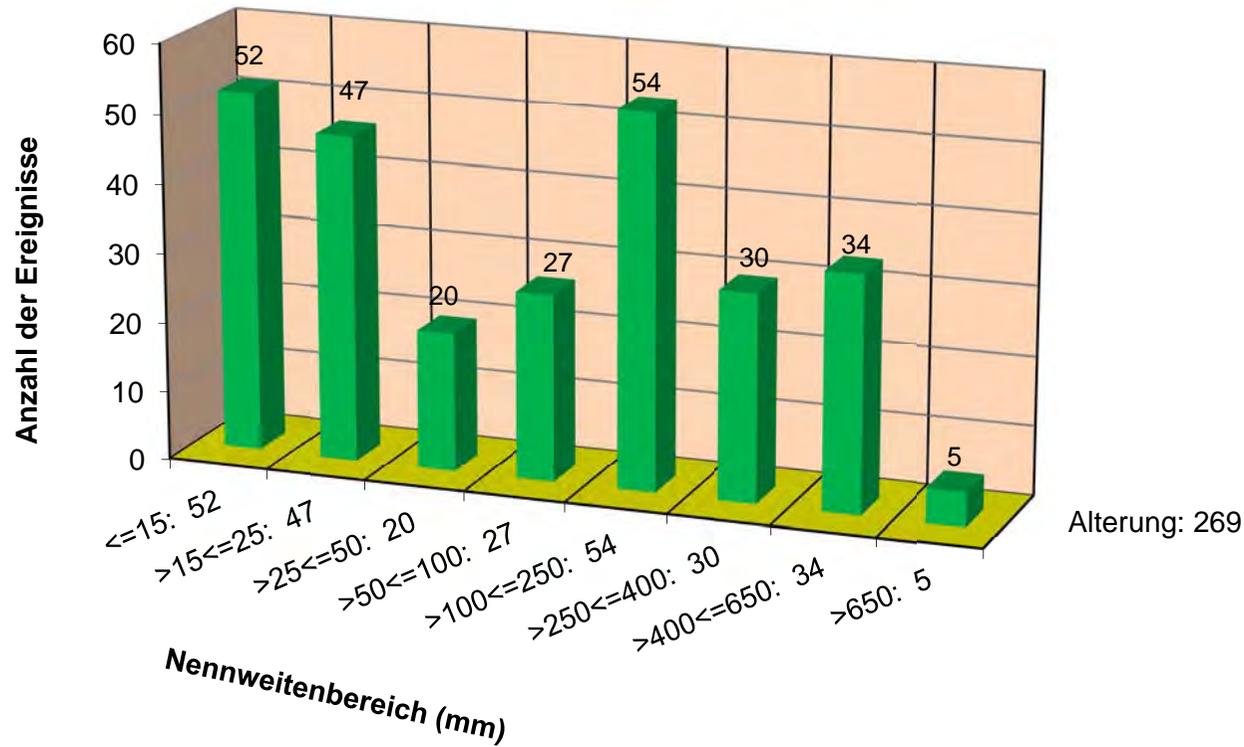


Bild A25

Alterungsbedingte Schadensfälle an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR in Abhängigkeit vom Rohrleitungsdurchmesser (1974-2009)

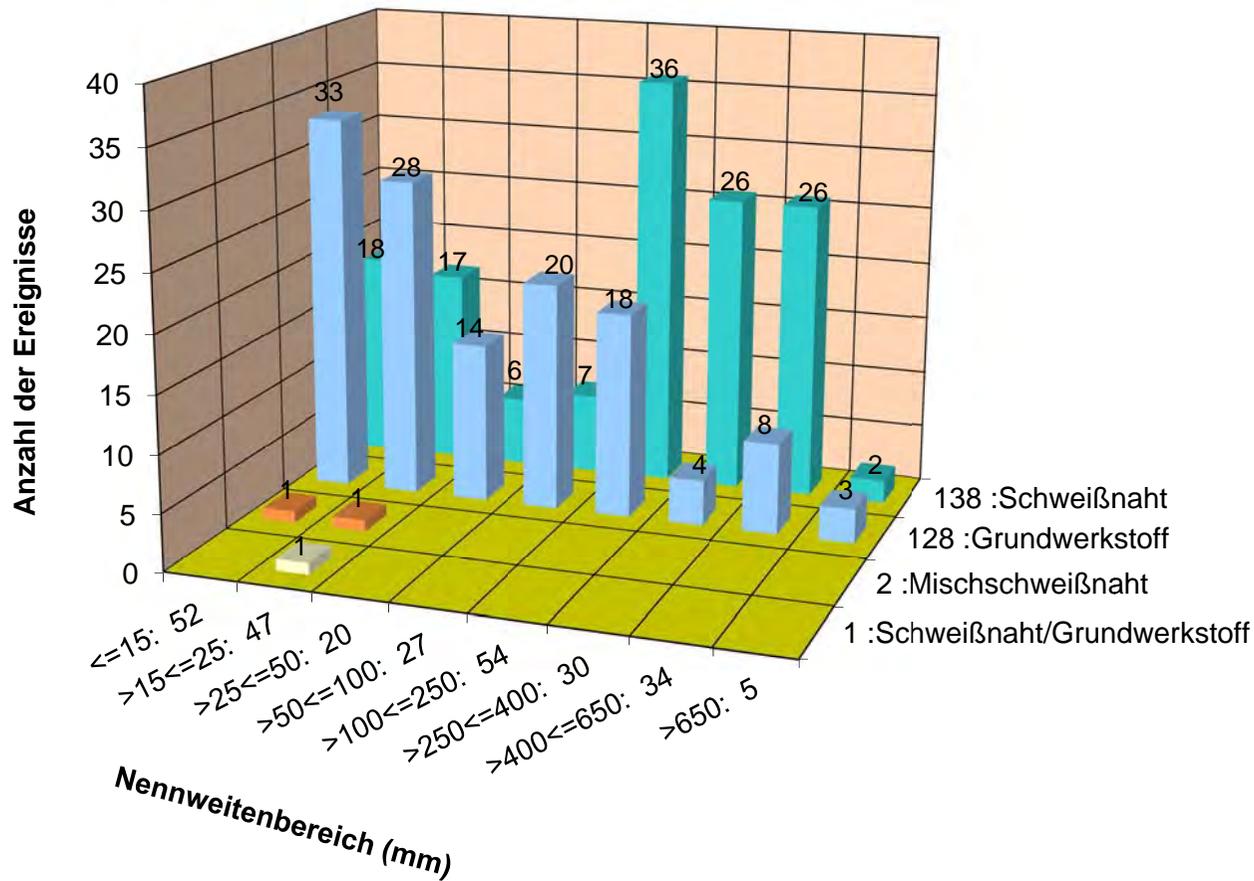


Bild A26 Ort der Schäden bei alterungsbedingten Schadensfällen an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR in Abhängigkeit vom Rohrleitungsdurchmesser (1974-2009)

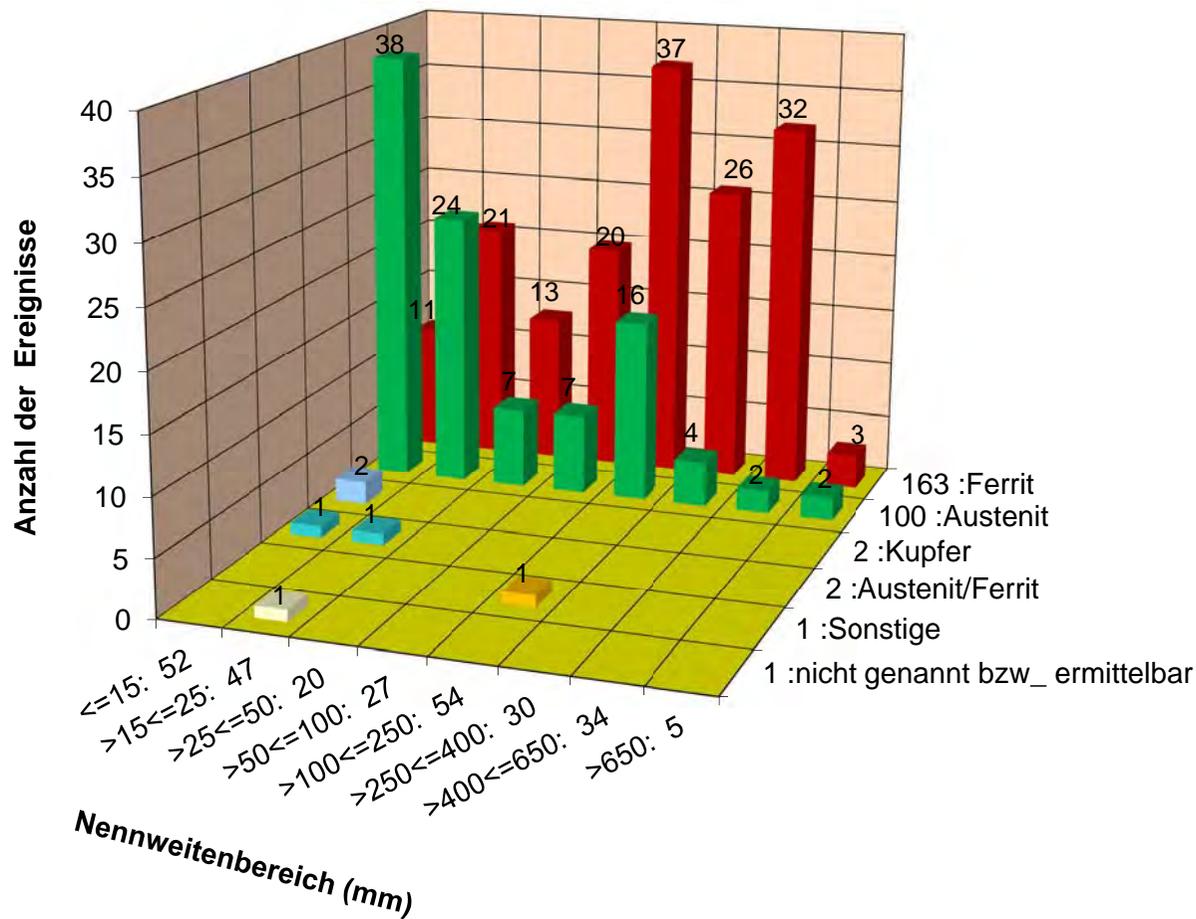


Bild A27 Betroffene Werkstoffgruppe bei alterungsbedingten Schadensfällen an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR in Abhängigkeit vom Rohrlungsdurchmesser (1974-2009)

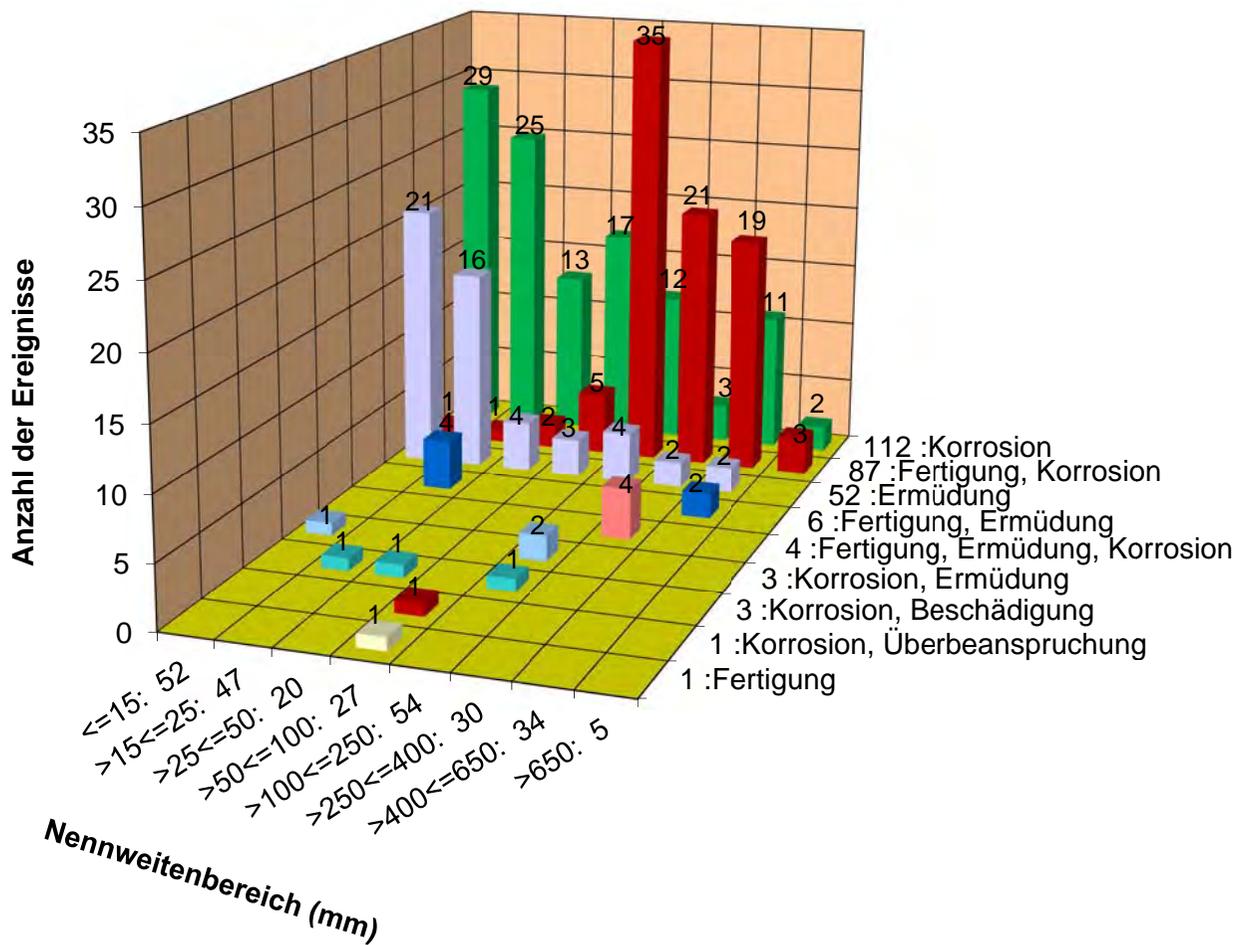


Bild A28

Ursache der Schäden bei alterungsbedingten Schadensfällen an Rohrleitungen von Anlagen mit SWR in Abhängigkeit vom Rohrleitungsdurchmesser (1974-2009)

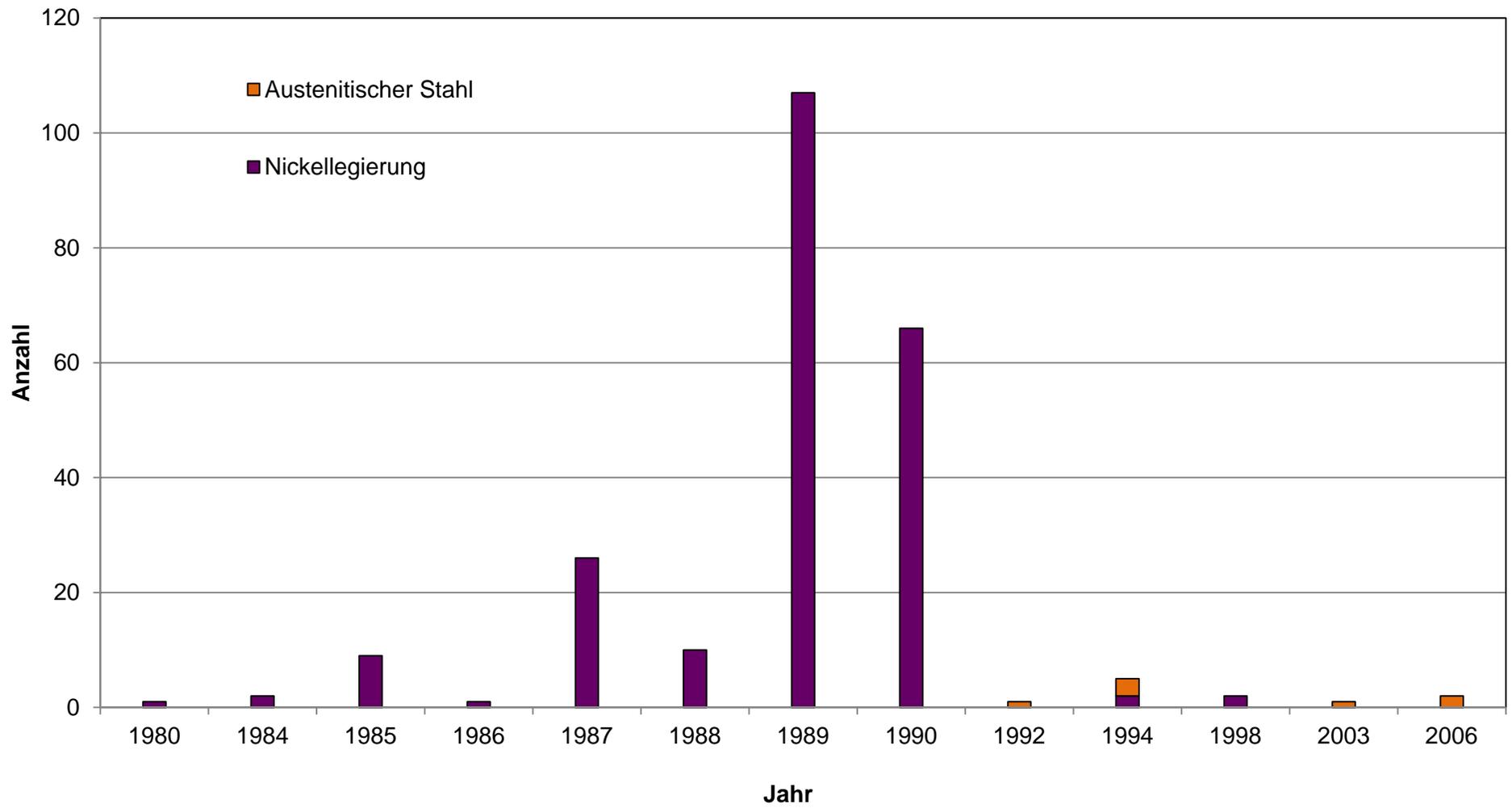


Bild A29 Anzahl gemeldeter Schäden an Brennelementzentrierstiften deutscher Anlagen mit DWR (1973-2009)

Anhang B

Zusammenstellung ausgewählter Ergebnisse der Auswertung der Betriebserfahrung zum Alterungsverhalten aktiver maschinentechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken auf Basis meldepflichtiger Ereignisse

Tabelle B1 Beispiele von Alterung an Funktionsteilen aktiver mechanischer Komponenten

Einwirkung	Schädigungsmechanismus	Beispielhafte Folgen
Mechanische Belastung (Festigkeit)	Plastische Verformung, Ratcheting, Knicken	Versagen der Funktionsglieder durch Überbeanspruchung, Funktionsbeeinträchtigung infolge Geometrieänderung, relevante Veränderung von Spielen und Passungen
Mechanische Belastung (Festigkeit)	Plastische Verformung, Ratcheting	Verlust der Dichtfunktion und Integrität an Absperrerelementen durch wiederholt zu hohe Stellkräfte
Zyklische mechanische Belastung (Festigkeit)	Ermüdung	Versagen von Funktionsteilen aufgrund von Rissen
Zyklische mechanische Belastung (Festigkeit)	Ermüdung, durch inkrementalen Spielzuwachs gestützte dynamische Vorgänge	Verlust von geometrischen Randbedingungen bei formschlüssigen Verbindungen unter zyklischen Belastungen auch bei niedrigen Lasthorizonten, wenn hochzyklische Belastungen vorliegen
Zyklische mechanische Belastung (Festigkeit)	Ermüdung, durch inkrementalen Vorspannungsverlust gestützte dynamische Vorgänge	Lösung von kraftschlüssigen Verbindungen auf Grund von hochfrequenten zyklischen Schwingungen oder wechselnden Belastungen auch bei niedrigen Lasthorizonten
Zyklische mechanische Belastung (Festigkeit/ Kinematik)	Ermüdung, Relaxation	Verlust der Material- und Funktionseigenschaften von Komponenten aus Elastomeren durch mechanische zyklische Belastungen
Mechanische Belastung (Kinematik)	Verschleiß	Abnutzung und Materialabtrag von aneinander reibenden Bauteilen mit hohen Kontaktkräften oder andauernden Beanspruchungen durch tribologische Bedingungen bei niedrigen bis mittleren Kontaktkräften, z. B. in Armaturen, Stell- und Antriebselementen, Pumpen, Verdichtern usw.
Mechanische Belastung (Kinematik)	Reiben, Fressen	Schwergängigkeit durch Veränderung der Reib- und Gleiteigenschaften sowie durch Ablagerung, korrodierte Oberflächen bis hin zum Verschweißen von gegeneinander bewegten Bauteilen
Zyklische mechanische Belastung (Kinetik)	Ermüdung	Funktionsversagen an Pumpen durch dynamische Kräfte aus Kavitation

Tabelle B1 Beispiele von Alterung an Funktionsteilen aktiver mechanischer Komponenten (Fortsetzung)

Einwirkung	Schädigungsmechanismus	Beispielhafte Folgen
Zyklische mechanische Belastung (Kinetik)	Verschleiß	Zunehmende Unwucht durch Lagerverschleiß oder Materialabtrag an rotierenden Bauteilen bzw. daraus resultierende Entwicklung eines Globalschadens/Funktionsverlustes an Komponenten wie Pumpen, Verdichtern, Lüftern, Antriebseinheiten oder sonstigen rotierenden Bauteilen
Mechanische Belastung, Medium	Verschleiß, Abrieb	Verlust der Dichtfunktion oder der Antriebsfunktion (Hydraulik) durch Veränderung von Dichtelementen infolge Bewegung und Medium
Mechanische Belastung, Medium	Materialabtrag	Lokale Undichtheit an Absperrorganen mit zunehmender Zerstörung der Dichtflächen durch wachsende Schleichströmungen
Temperatur, Medium, (Zeit)	Quellen, Schwinden, Verspröden	Veränderung der Material- und Funktionseigenschaften z. B. der Gleiteigenschaften, der Geometrie und der Dichteigenschaften bei Kunststoffen und Elastomeren
Mechanische Belastung, Medium	Verschleiß, Materialabtrag	Funktionsversagen an Pumpenlaufrädern und Leitapparaten durch Kavitation
Mechanische Belastung, Medium	Verschleiß, Erosion	Materialabtrag an festen oder beweglichen Drosseleinbauteilen infolge von Kavitationserosion
Mechanische Belastung, hydraulische Belastung	Reibkorrosion	(Fretting) an Funktionsteilen
Chemische Belastung	Korrosion	Festsitzen von Funktionsteilen
Mechanische Belastung, Temperatur, Zeit	Veränderung der Materialeigenschaften	Veränderung der Viskoseigenschaften bei Stoßbremsen bis zum Verlust der Funktion
Strahlung, Chemie	Spannungsrissskorrosion, Schwellen	Schwellen und Ausbeulen von Steuerstäben infolge von Korrosion und anschließender chemischer Reaktion zwischen dem Fluid und dem Neutronenabsorber mit Verlust der Verfahrbarkeit
Strahlung, Temperatur	Bleibende plastische Verformung	Einschränkung des freien Steuerstabweges durch Verbiegen der Brennelement(BE)-Kästen

Tabelle B2 Identifizierte meldepflichtige Ereignisse mit Alterungsphänomenen an aktiven mechanischen Komponenten (2003 bis 2008)

Anlage	Vork-Nr.	System/Komponente	Komponente/Betriebsmittelart	Bauteil
KWG	2003/003	XJP / Notstromdiesel	KAB/ Hauptanlassventil	Magnetanger
KKK	2003/069	LBK / Frischdampfumleiteinrichtung	KAE/ Umleitventil, elektrohydraulischer Antrieb	Gehäuse , Spindel
KKI-1	2003/107	XJP / Notstromdiesel	MMD / Dieselmotor / Anlassventil	Mutter
KKK	2004/012	LBK / Sicherheits- und Entlastungsventil	KAK / Sicherheitsventil	Feder
KKU	2004/076	PEC / Nebenkühlwassersystem	KPA / Pumpe	Schrauben
KWG	2004/085	KB / Volumenregelsystem	KAK / Sicherheitsventil	Feder
KKK	2004/119	XJA / Notstromdiesel	MMD / Dieselmotor	Stößel
KKG	2005/017	JEH / Druckhaltersystem	KAB./ DH-Abblaseventil	Spindel
KWG	2005/019	XJP / Notstromdiesel	KAB / Dieselmotor / Magnetventil	Sitz/Kegel
KKB	2005/025	PEA / Nebenkühlwassersystem	KT / Feinsiebanlage	Sieb
KKG	2005/035	PEB / nukl. Nebenkühlwassersystem	KAP / Rückschlagklappe	Lager
KKU	2005/056	JNA /.Nachkühlsystem	KPA / Nachkühlpumpe	Well
KKE	2007/109	SAL / Lüftung Notspeisegebäude	KAC / Lüftungsklappe	Lamellen / Halterung
KWB-A	2008/034	KL / Nukleare Lüftung / Spülluft	KA / GBA-Lüftungsklappe	Sitzdichtung

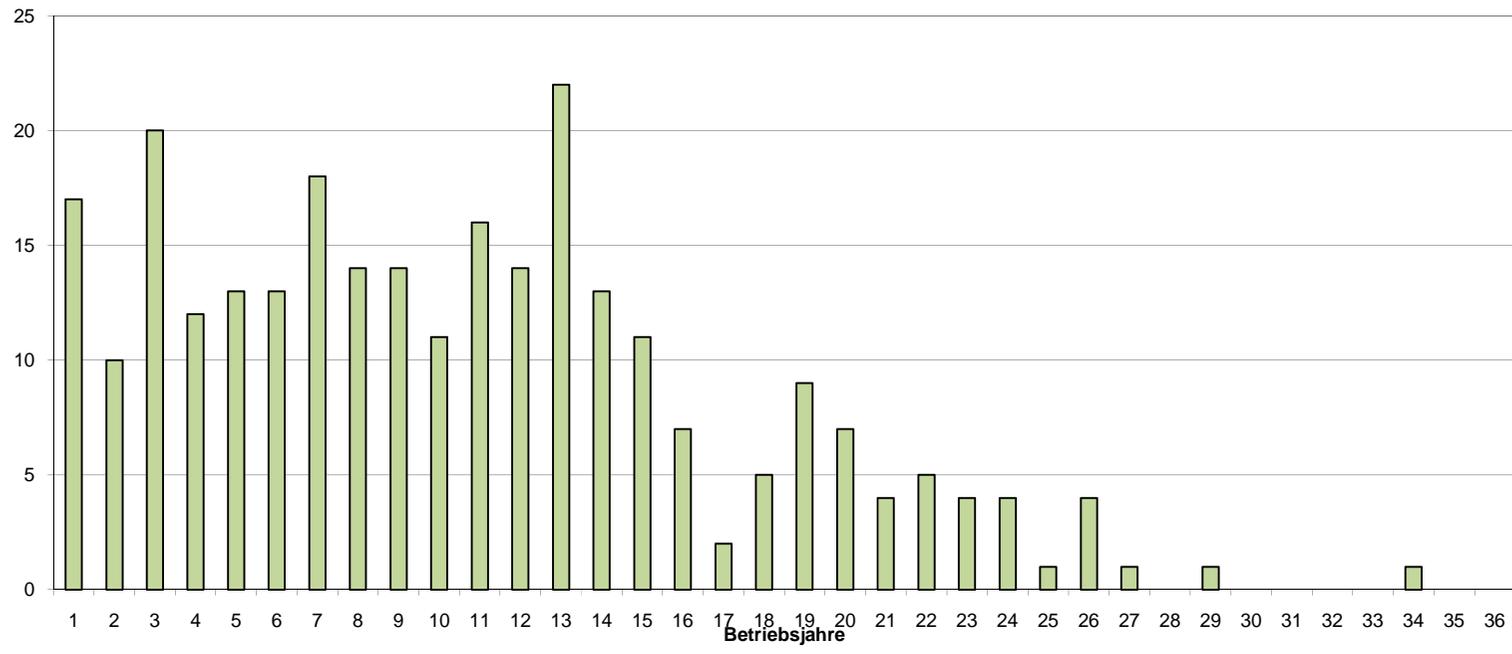


Bild B1 Ereignisse mit Alterungsphänomenen in Abhängigkeit von den Betriebsjahren

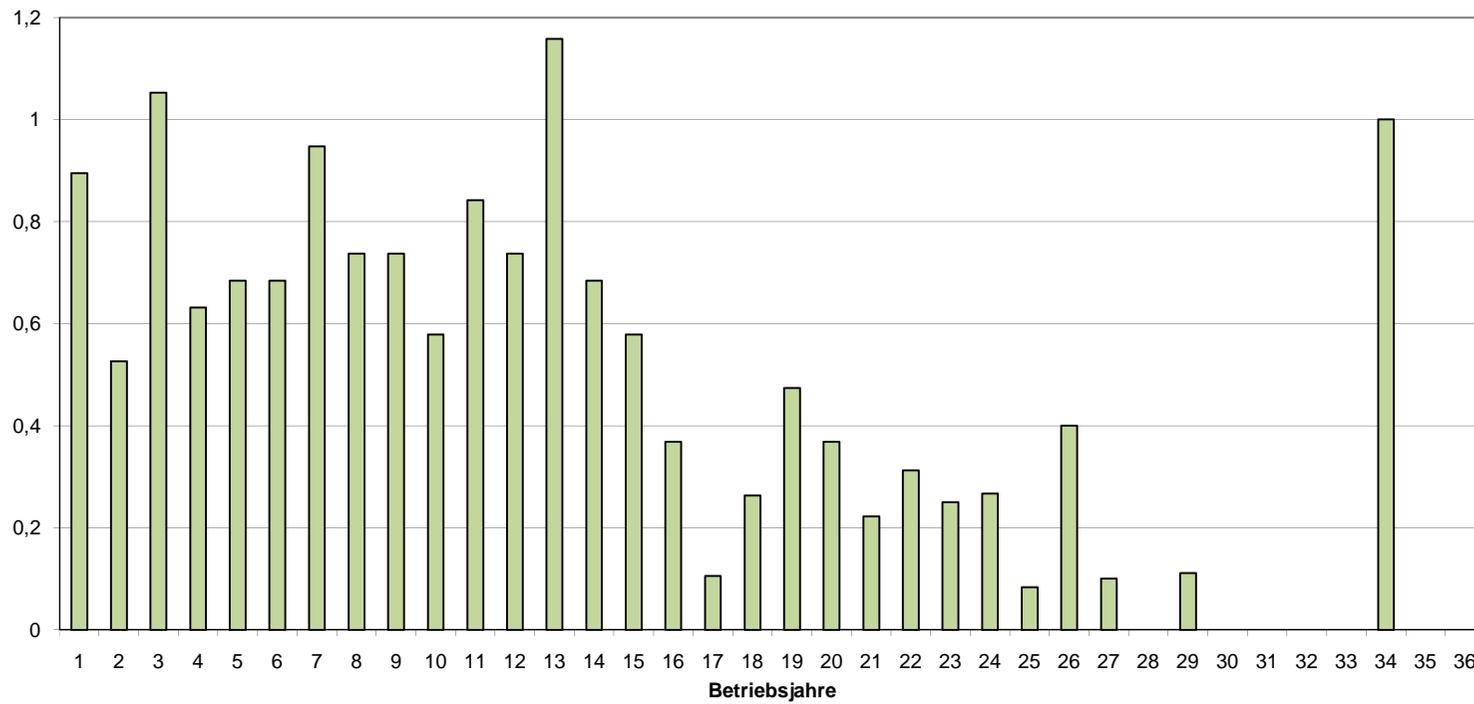


Bild B2 Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen in den Betriebsjahren

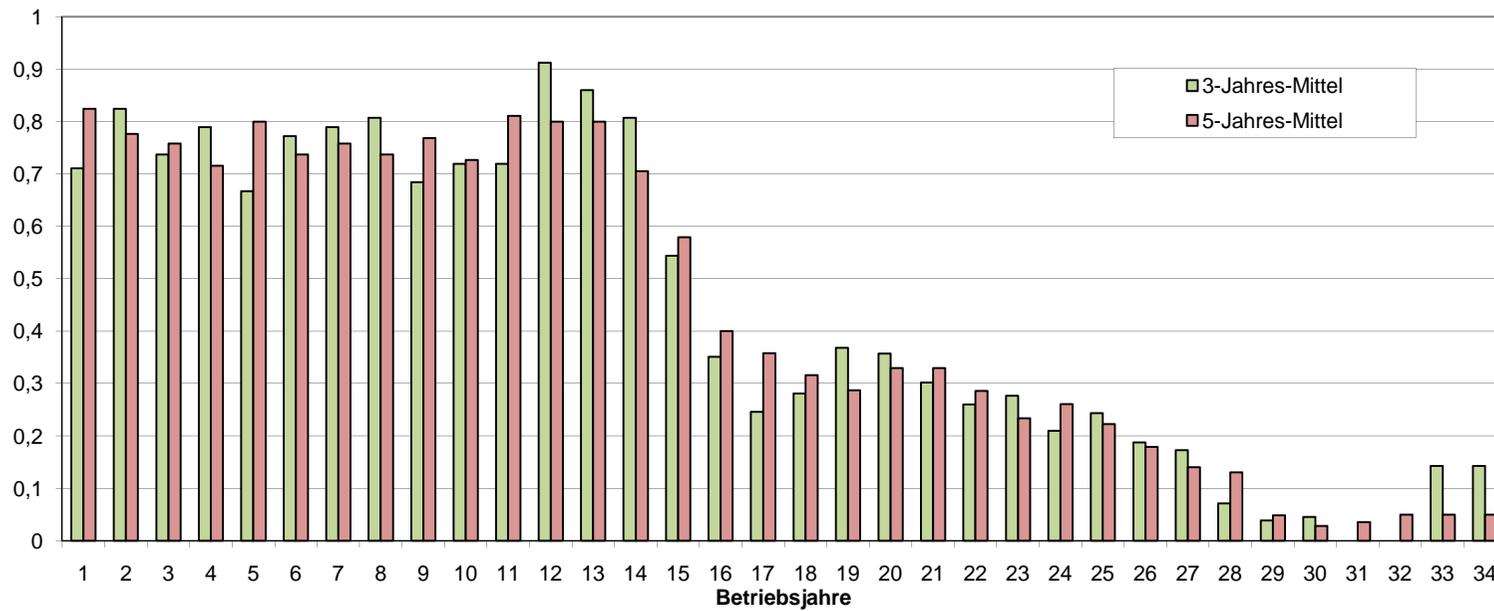


Bild B3 Mehrjähriges Mittel der Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen in den Betriebsjahren

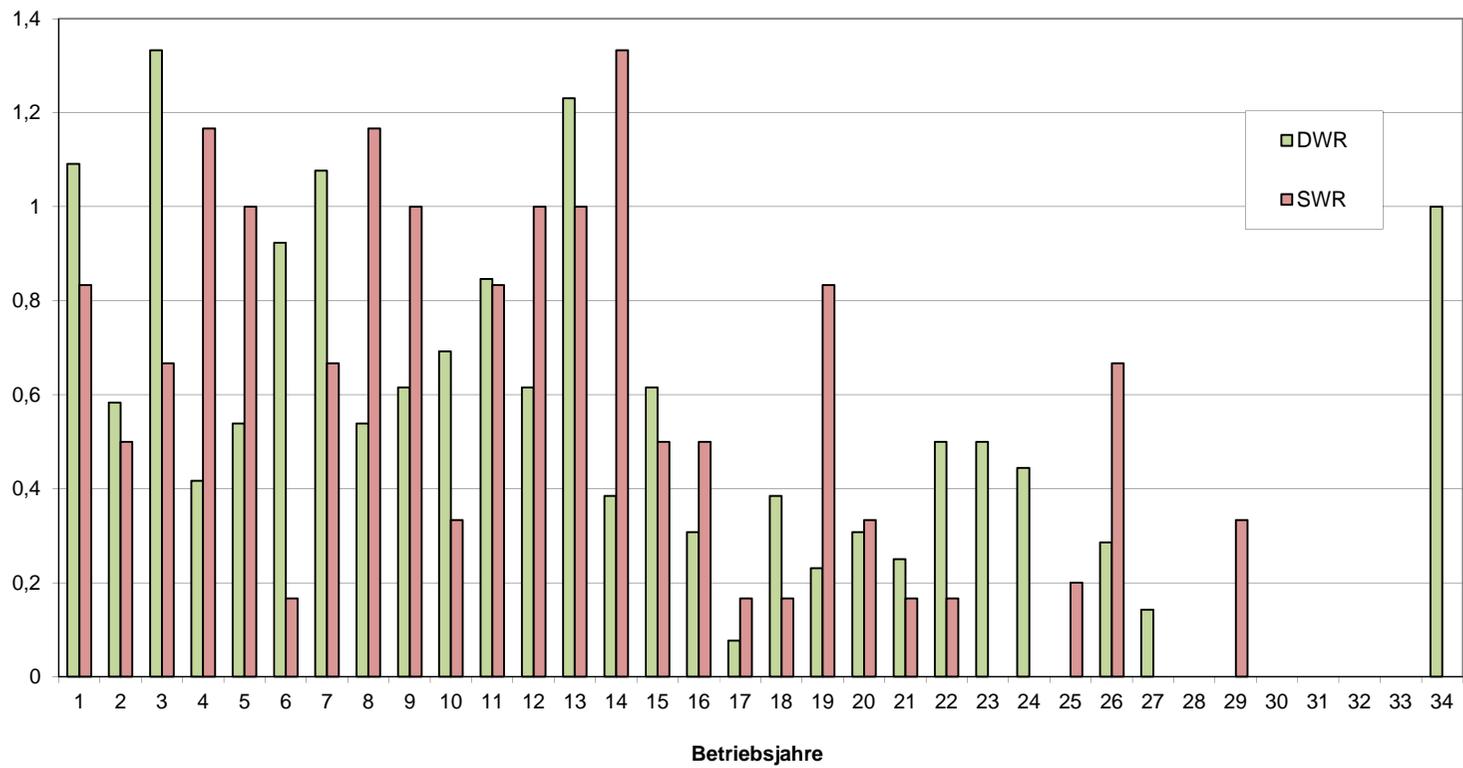


Bild B4 Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Reaktortyp

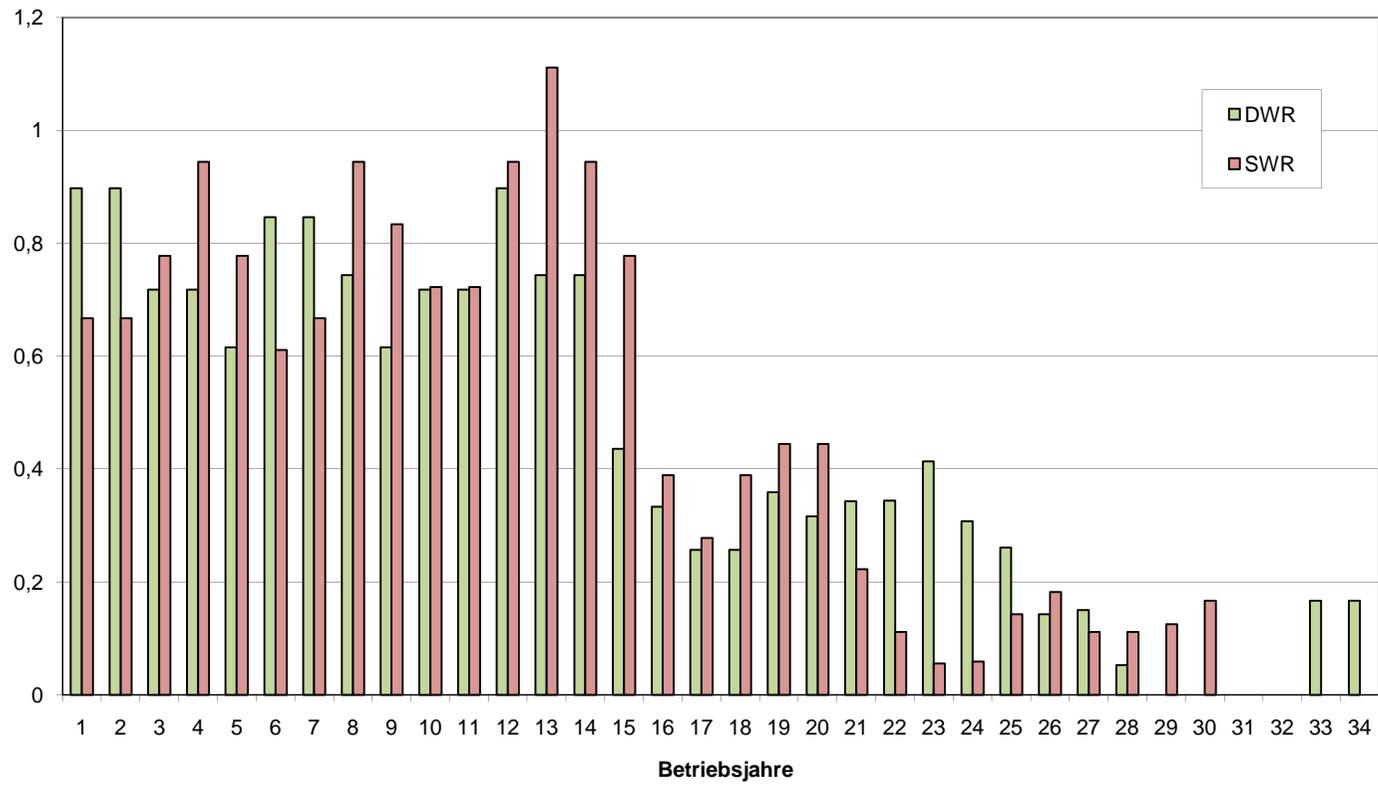


Bild B5 Mehrjähriges Mittel der Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Reaktortyp

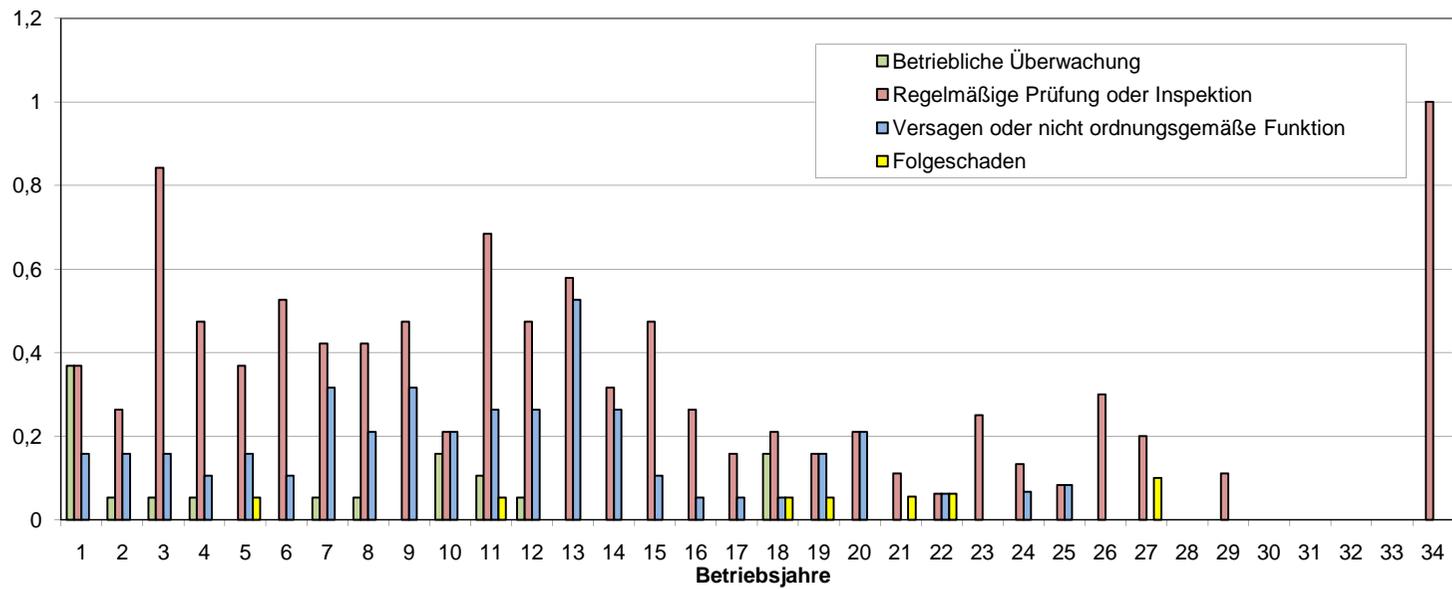


Bild B6 Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Art der Entdeckung

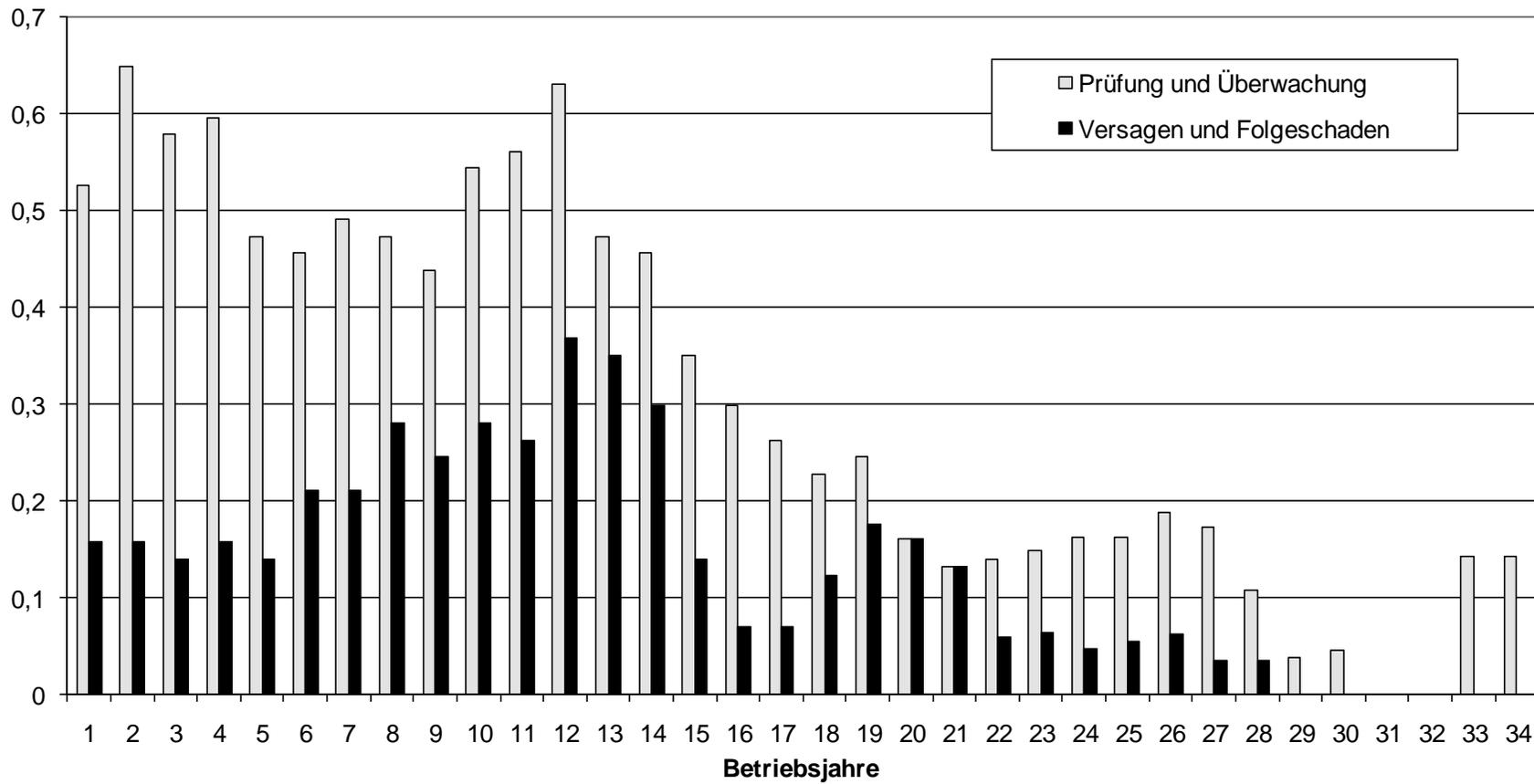


Bild B7 Mehrjähriges Mittel der Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Art der Entdeckung

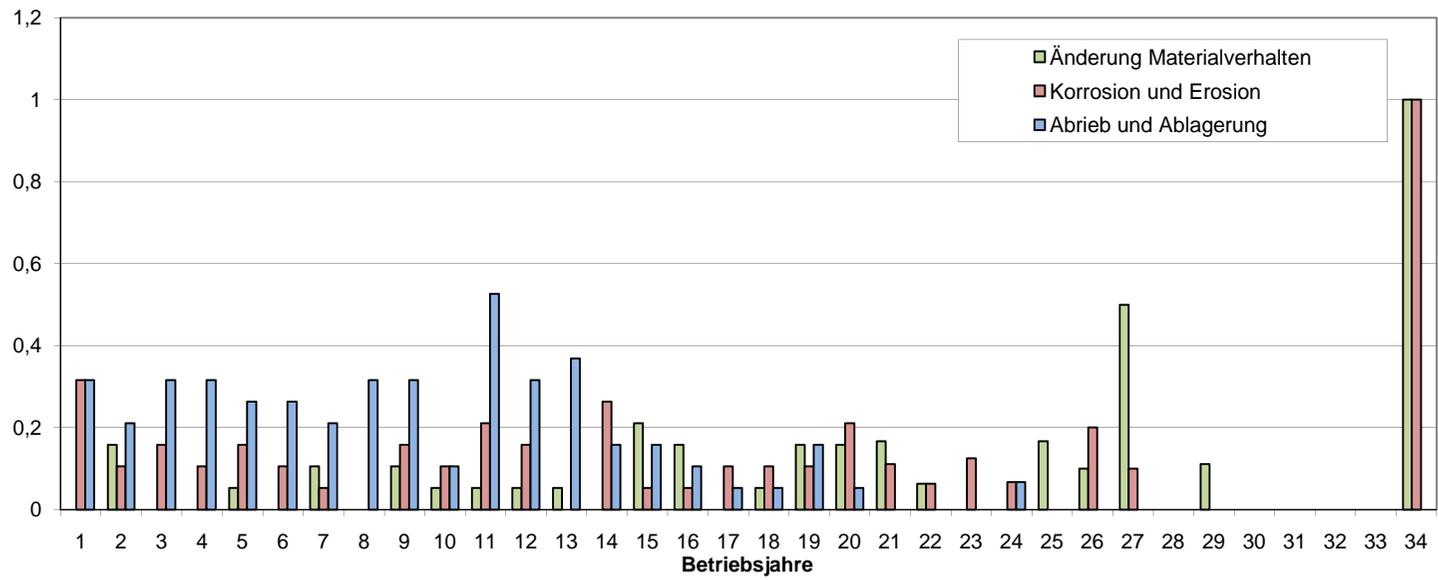


Bild B8 Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Schädigungsmechanismen

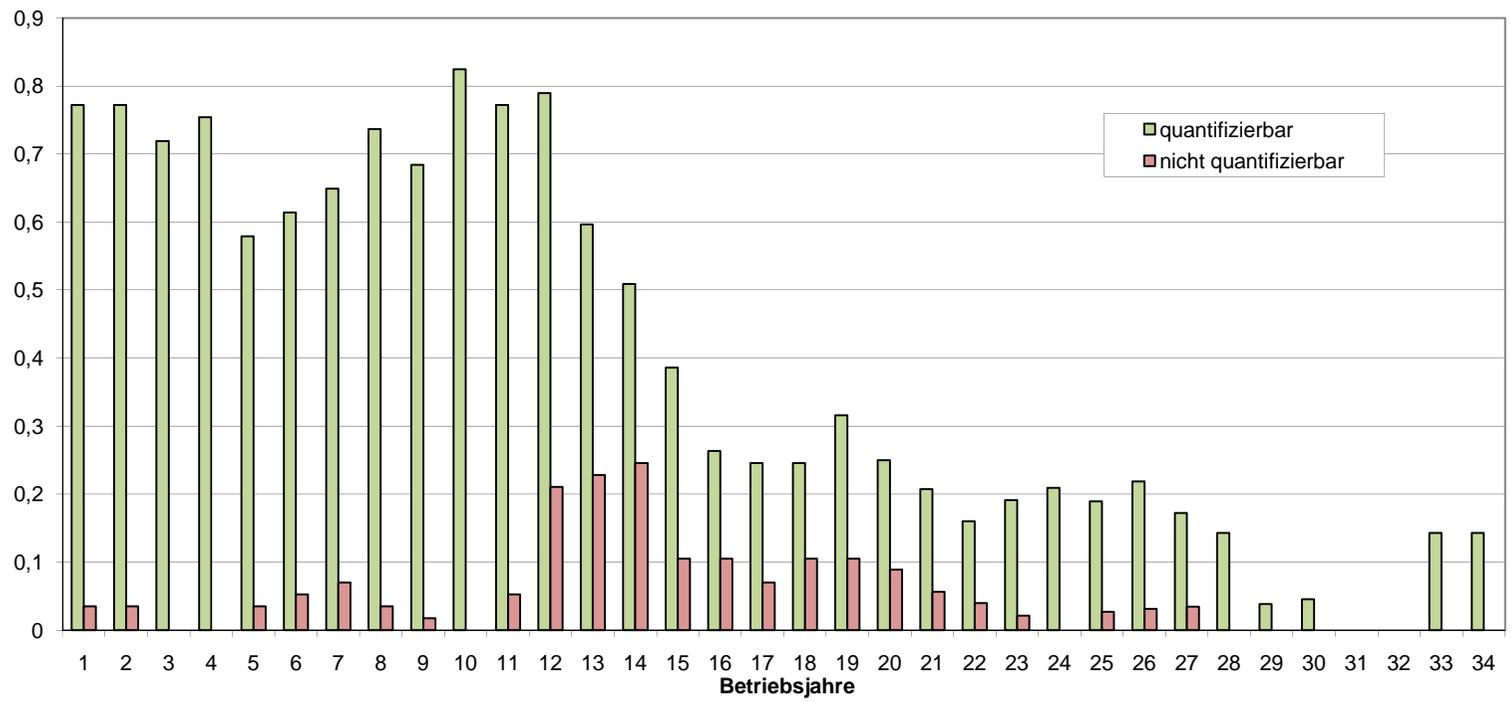


Bild B9 Mehrjähriges Mittel der Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Quantifizierbarkeit

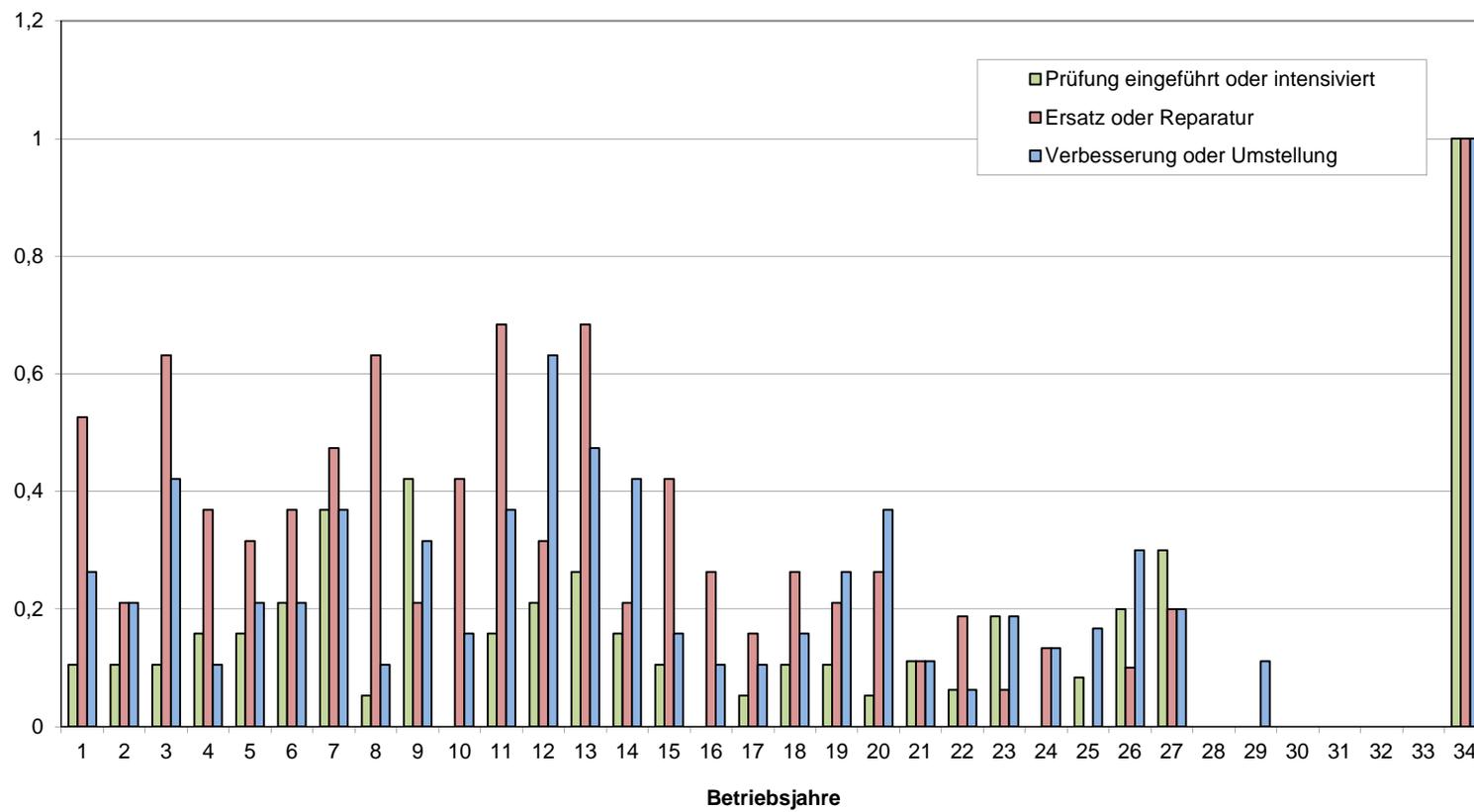


Bild B10 Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Maßnahmen

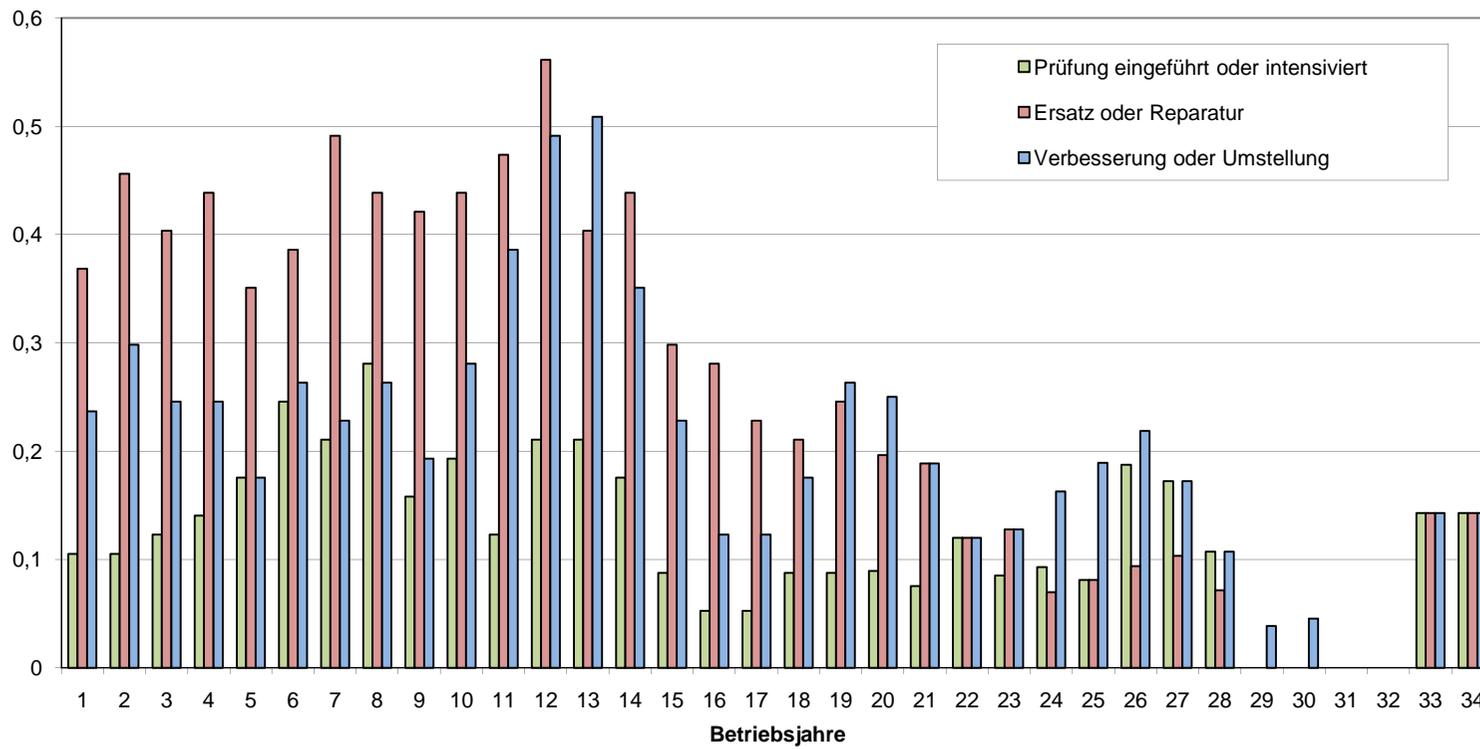


Bild B11 Mehrjähriges Mittel der Ereignisse mit Alterungsphänomenen pro Anzahl der Anlagen unterschieden nach Maßnahmen

Anhang C

Nickellegierungen in Leichtwasserreaktoren: Einsatz und Schädigung durch interkristalline Spannungsrisskorrosion (ISpRK)

Technischer Bericht

U. Jendrich
R. Wenke

Zusammenfassung

Neben den un- und niedrig legierten ferritischen Stählen und den austenitischen Chrom-Nickel-Stählen spielen verschiedene Nickellegierungen als Strukturwerkstoffe in KKW eine wichtige Rolle. Für die verschiedenen Varianten hat sich jedoch in den Anlagen eine unterschiedlich ausgeprägte Neigung zu interkristalliner Spannungsrisskorrosion (ISpRK) in Heißwasser sowohl unter DWR- als auch SWR-typischen Bedingungen herausgestellt. Diese bestätigt weitgehend die auch im Labor gefundene Anfälligkeit. Aufgrund des geringeren Einsatzes dieser Legierungen in Anlagen mit SWR sind von den Vorkommnissen mit Rissbildungen und Leckagen bisher international überwiegend DWR betroffen. Diese traten insbesondere an Druckhalter- und RDB-Durchführungen sowie Dampferzeuger-Heizrohren auf. Dies hat dazu geführt, dass eine große Zahl von Dampferzeugern und RDB-Deckeln ausgetauscht wurden. Sicherheitstechnisch und vor allem auch ökonomisch stellt dies weltweit das wohl gravierendste werkstoffbedingte Problem in DWR dar. Außerdem waren auch eine Reihe von Verbindungselementen und Federn unter den Kernbauteilen und RDB-Einbauten von Schäden betroffen.

Während bei den Kernbauteilen und RDB-Einbauten auch in Deutschland vergleichbare Schäden aufgetreten sind und zu einer Reihe von Austauschmaßnahmen geführt haben, gilt dies nicht für die auch in deutschen Anlagen eingesetzten Schweißverbindungen aus Nickellegierungen an druckführenden Komponenten. Hier steht die bisher positive Betriebserfahrung mit diesen Nickellegierungen in deutschen Anlagen in einem gewissen Gegensatz zu den internationalen Erfahrungen und Laborversuchen. Dieser Gegensatz lässt sich auf der Basis des bisherigen Kenntnisstandes nicht ausreichend erklären, um daraus auch für die Zukunft eine zuverlässige Prognose für das Verhalten dieser Bauteile in deutschen Anlagen abzugeben.

Als Grundlage für die Verfolgung des Kenntnisstandes wird in diesem Bericht ein Überblick gegeben über die in LWR eingesetzten Varianten von Chrom-Nickel-Legierungen einschließlich ihrer Spezifikationen, ihrer Einsatzgebiete, an ihnen aufgetretene Schäden in den Anlagen und den Stand der Untersuchungen zum Schädigungsmechanismus ISpRK in Heißwasser. Da in deutschen Anlagen mit DWR alle Dampferzeuger-Heizrohre aus dem Chrom-Nickel-Stahl Alloy 800 sind, wird in diesem Bericht auf die spezifischen Probleme mit Dampferzeuger-Heizrohren aus Alloy 600 nicht vertieft eingegangen.

Nach einer Einführung in die Metallurgie und Anwendungsbereiche der verschiedenen Nickellegierungen in **Kapitel 2** sind in **Kapitel 3** Informationen zum Schädigungsmechanismus ISpRK unter den Betriebsbedingungen von LWR zusammengestellt. Dabei wird auf den Einfluss verschiedener Faktoren eingegangen wie chemische Zusammensetzung und Gefüge der Legierungen, Eigenschaften des Kühlmittels, Temperatur und mechanische Beanspruchungen. In **Kapitel 4** werden für die verschiedenen Legierungen, die international in LWR zum Einsatz kommen, die Spezifikationen nach den einschlägigen Regelwerken ASME, RCC-M und KTA beschrieben und verglichen. Dabei handelt es sich nach US-amerikanischer Nomenklatur um die Grundwerkstoffe der Typen Alloy 600, 690, 718 und 750 sowie die Schweißzusatzwerkstoffe der Typen Alloy 52, 82, 132, 152 und 182.

In **Kapitel 5** wird ein Überblick über den Einsatz der verschiedenen Legierungen in den Anlagen gegeben. In **Kapitel 6** wird schließlich eine große Auswahl an aufgetretenen Schäden beschrieben, mit dem Ziel, möglichst alle betroffenen Bauteile zu erfassen, ohne jeden Fall im Einzelnen zu beschreiben. Dabei wurde auch in diesen Kapiteln stets nach deutschen und ausländischen Anlagen und nach DWR und SWR differenziert und sowohl druckführende Komponenten als auch RDB-Einbauten und Brennelemente angesprochen. Abschließend werden in **Kapitel 7** mögliche konstruktive und fertigungstechnische Maßnahmen sowie Überwachungs- und Prüfmaßnahmen behandelt und in **Kapitel 8** ein Ausblick auf weiterführende Arbeiten gegeben.

Dieser Technische Bericht wurde im Rahmen des Projektes 3608 R 01314 „Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements von technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ erstellt. Dabei wurden Erkenntnisse aus Vorläuferprojekten (insbesondere SR 2423) und der Auswertung von Betriebserfahrung mit herangezogen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Metallurgie und Anwendungsbereiche der Nickellegierungen	3
2.1	Nicht ausscheidungsgehärtete Legierungen.....	3
2.2	Ausscheidungsgehärtete Legierungen	5
2.3	Schweißbeignung	6
2.4	Anwendungsbereiche der Schweißzusatzwerkstoffe.....	7
3	Schädigungsmechanismus und Einflussfaktoren.....	9
3.1	Grundsätzliches zum Schädigungsmechanismus	9
3.2	Einfluss der chemischen Zusammensetzung	10
3.2.1	Nickel und Chromgehalt	11
3.2.2	Kohlenstoffgehalt und Karbide.....	12
3.2.3	Verunreinigungen	13
3.3	Einfluss des Mediums	13
3.3.1	Sauerstoffgehalt.....	14
3.3.2	pH-Wert	14
3.3.3	Wasserstoffgehalt	16
3.4	Weitere Einflussfaktoren	17
3.4.1	Temperatur	17
3.4.2	Gefüge	17
3.4.3	Mechanische Beanspruchungen.....	18
3.5	Kinetik	19
3.5.1	Inkubationszeit	19
3.5.2	Maximale Risswachstumsgeschwindigkeit	20
4	Spezifikationen in den Regelwerken.....	23
4.1	ASME II.....	24
4.2	RCC-M.....	25
4.3	KTA.....	27

5	Einsatz der Nickellegierungen in KKW	29
5.1	Anlagen mit SWR	29
5.1.1	Ausländische Anlagen mit SWR	29
5.1.2	Deutsche Anlagen mit SWR	30
5.2	Anlagen mit DWR	31
5.2.1	Ausländische Anlagen mit DWR	31
5.2.2	Deutsche Anlagen mit DWR	33
6	Rissbildung durch ISpRK in SWR und DWR.....	35
6.1	Befunde in SWR	35
6.2	Befunde in DWR	37
6.2.1	Dampferzeuger-Heizrohre	37
6.2.2	Druckhalterstutzen	38
6.2.3	Stutzen im Deckel des Reaktordruckbehälters	42
6.2.4	Stutzen am Boden des Reaktordruckbehälters	49
6.2.5	Mischnähte zwischen Dampferzeugerstutzen und Hauptkühlmittleitung	53
6.2.6	RDB-Einbauten und Kernbauteile.....	54
6.2.7	Sonstiges	56
7	Mögliche Maßnahmen	57
7.1	Konstruktive und fertigungstechnische Maßnahmen	57
7.2	Überwachung und Prüfung	57
8	Ausblick.....	59
9	Literaturverzeichnis.....	61
10	Tabellen	77
11	Bilder.....	87

1 Einleitung

Verschiedene Nickellegierungen spielen als Strukturwerkstoffe in KKW neben den un- und niedrig legierten ferritischen Stählen und den austenitischen Chrom-Nickel-Stählen noch eine wichtige Rolle. Dabei handelt es sich bei den mit Heißwasser und Dampf beaufschlagten Teilen im Wesentlichen um verschiedene Varianten von Chrom-Nickel-Legierungen mit etwa 15 bis 30 % Chrom. Diese wurden ursprünglich als sogenannte „Superlegierungen“ für den Einsatz bei hohen Temperaturen entwickelt. Sie verbinden eine im Vergleich zu Eisenlegierungen höhere Festigkeit und Kriechfestigkeit bei hohen Temperaturen mit einer allgemein sehr guten Korrosionsbeständigkeit. Daneben wurden in verschiedenen Hilfssystemen mit niedrigeren Betriebstemperaturen, aber erhöhten Anforderungen an die Korrosionsbeständigkeit auch Nickel-Kupfer-Legierungen eingesetzt. Diese werden in diesem Bericht jedoch nicht weiter betrachtet.

Leckagen durch ISpRK an Komponenten aus Inconel 600 in Anlagen mit DWR

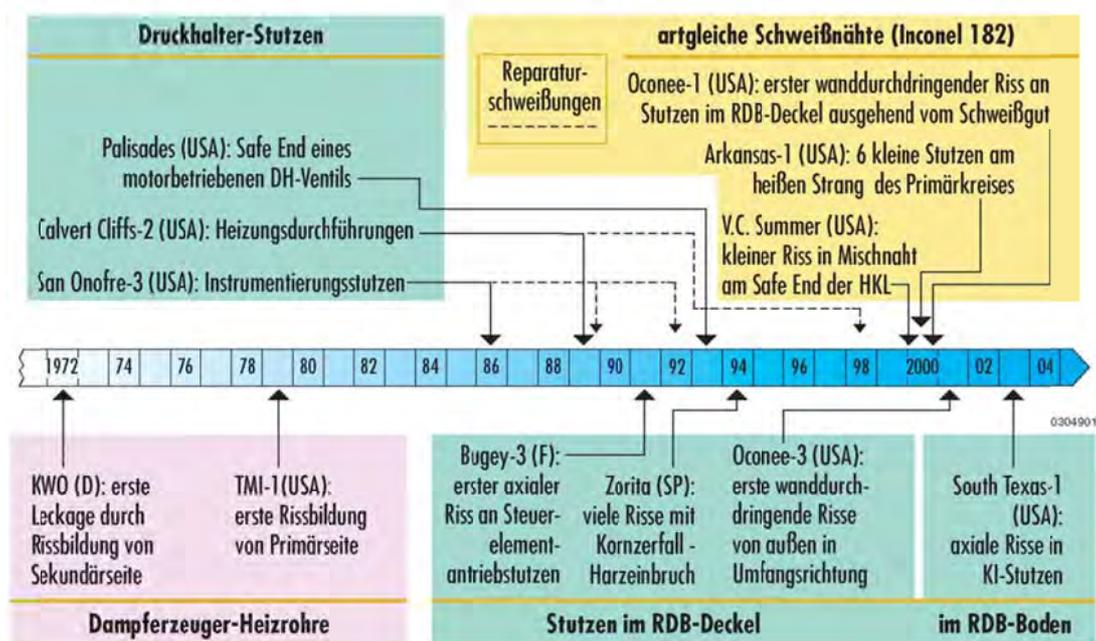


Abb. 1-1 Erstmaliges Auftreten von Leckagen an verschiedenen Bauteilen durch ISpRK an Nickellegierungen in DWR

Der thermische Ausdehnungskoeffizient aller dieser Nickellegierungen liegt nur wenig über dem der ferritischen Stähle und damit deutlich unter dem der austenitischen Stähle. Außerdem sind die weniger festen (nicht gehärteten) unter den Chrom-Nickel-Legierungen schweißtechnisch verträglich sowohl mit den austenitischen Chrom-Nickel-Stählen als auch

mit ferritischen Stählen. Deshalb wurden die nicht gehärteten Varianten dieser Legierungen vielfach für Bauteile oder Schweißungen in direktem Kontakt mit ferritischen Komponenten eingesetzt und zwar für Durchführungen, Pufferschweißungen und Verbindungsschweißungen in Mischnähten, für Dampferzeuger-Heizrohre (DE-HR) sowie Plattierungen. Dabei kamen vor allem die Legierung Alloy 600 und die „passenden“ Schweißzusatzwerkstoffe Alloy 182 und 82 zum Einsatz. Die höherfesten, gehärteten Varianten der Typen Alloy 750 oder 718 fanden hauptsächlich als Verbindungselemente oder Federn der RDB-Einbauten Verwendung. Alle diese Legierungen sind auch unter ihren Herstellerbezeichnungen als „Inconel“ mit den Nummern 600, 182, 82, X750 und 718 bekannt.

Als wesentliches sicherheitstechnisches Problem hat sich im Laufe des Einsatzes die bei den verschiedenen Varianten unterschiedlich ausgeprägte Neigung zu interkristalliner Spannungsrisskorrosion (ISpRK) gezeigt. Die internationale Betriebserfahrung zeigt eine erhebliche Zahl von Vorkommnissen mit Rissbildungen an diesen Nickellegierungen seit dem Anfang der 70iger Jahre auf (siehe **Abb. 1-1**). Von den Vorkommnissen mit Leckagen sind bisher überwiegend DWR betroffen. Die Vorkommnisse traten insbesondere an Druckhalter- und RDB-Durchführungen und Dampferzeuger-Heizrohren auf. Dabei spielt der Werkstoff Alloy 600 eine dominante Rolle. Brüche an Verbindungselementen der RDB-Einbauten, meist aus dem Werkstoff Alloy 750, sind vor allem Ende der 70iger und in den 80iger Jahren, gleichermaßen in Anlagen mit SWR und DWR aufgetreten. Vorkommnisse mit Rissbildungen an Schweißgütern des Typs Alloy 182 in Mischnähten innerhalb der druckführenden Umschließung sowohl von DWR als auch von SWR in den Jahren 1999 bis 2001 zeigen, dass auch diesem Werkstoff erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden muss.

Dieser Bericht gibt einen Überblick über die in LWR eingesetzten Chrom-Nickel-Legierungen, ihre Einsatzgebiete, aufgetretene Schäden und den Stand der Untersuchungen zum Schädigungsmechanismus der ISpRK. Da in deutschen Anlagen mit DWR alle Dampferzeuger-Heizrohre aus dem Chrom-Nickel-Stahl Alloy 800 sind, wird in diesem Bericht auf die spezifischen Probleme mit DE-HR aus Alloy 600 nicht vertieft eingegangen. Weiterhin werden Anlagen russischer Hersteller hier nicht weiter betrachtet, da diese generell in ihren Anlagen der Typen VVER und RBMK keine Nickellegierungen eingesetzt haben. Der Bericht wurde im Rahmen des Projektes 3608 R 01314 „Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements von technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ erstellt. Dabei wurden Erkenntnisse aus Vorläuferprojekten (insbesondere SR 2423) und der Auswertung von Betriebserfahrung mit herangezogen.

2 Metallurgie und Anwendungsbereiche der Nickellegierungen

In LWR werden die in **Tab. 10-3** aufgeführten Legierungstypen eingesetzt. Alle diese Werkstoffe basieren auf einem Cr-Ni-Mischkristall mit einer kubisch-flächenzentrierten Gitterstruktur, die dem des reinen Nickels entspricht. Daher unterscheidet sich auch der thermische Ausdehnungskoeffizient nur wenig von dem des Nickels und liegt damit nur wenig über dem der ferritischen Stähle (siehe **Tab. 10-1**). Dies gilt allerdings nicht für die thermische Leitfähigkeit, die bei Mischkristallen stets deutlich niedriger ist als die der relativ reinen Werkstoffe. Die Wärmeleitfähigkeit ist daher ähnlich niedrig wie die der austenitischen Chrom-Nickel-Stähle (siehe **Tab. 10-1**).

Darüber hinaus lassen sich die in **Tab. 10-3** aufgeführten Legierungstypen in nicht ausscheidungsgehärtete und ausscheidungsgehärtete Legierungen einteilen, die sich in ihrem Festigkeitsniveau unterscheiden. Letztere können als Weiterentwicklung der ersteren verstanden werden, da alle diese Legierungen primär auf eine möglichst hohe Festigkeit und Kriechfestigkeit bei hohen Temperaturen bei gleichzeitig guter Korrosionsbeständigkeit entwickelt worden sind.

2.1 Nicht ausscheidungsgehärtete Legierungen

Dieser Legierungstyp verdankt seine Festigkeit weitgehend einer reinen „Mischkristall-Härtung“ durch Mischung der Elemente Chrom und Nickel. Kobalt und Molybdän lassen sich diesem Mischkristall noch weiter festigkeitssteigernd zulegieren. Auch Eisen löst sich gut in diesem Mischkristall, trägt jedoch wenig zu einer Steigerung der Festigkeit bei und wird eher aus ökonomischen Gründen zulegiert. Den Schweißzusatzwerkstoffen wird meist noch Mangan zulegiert, da es die Neigung zu Rissbildung vermindert /BET 92/, /LAM 97/.

Der Hauptvertreter dieser Werkstoffgruppe in **Tab. 10-3** ist Alloy 600. In DWR wird Alloy 600 wegen seiner Anfälligkeit gegen ISpRK in Heißwasser bei Austausch- und Reparaturmaßnahmen zunehmend durch Alloy 690 ersetzt. Zum Vergleich ist in **Tab. 10-3** auch Alloy 800, das in Anlagen des Herstellers Siemens für die DE-HR eingesetzt wurde, mit aufgeführt. Da diese Legierung als Hauptelement Eisen enthält, handelt es sich streng genommen nicht um eine Nickellegierung, sondern um einen hoch legierten Chrom-Nickel-Stahl (bzw. eine FeNiCr-Legierung). Zusammen mit den austenitischen Chrom-Nickel-Stählen basieren jedoch alle diese Legierungen auf einem Mischkristall aus Eisen, Chrom und Nickel mit je-

weils verschiedenen Anteilen dieser Elemente, die alle einem geschlossenen Phasengebiet in einem ternären Fe-Cr-Ni-Phasendiagramm angehören.

Als Ausscheidungen finden sich in diesen Mischkristalllegierungen nur einige Titan-Karbonitride (Ti-C-N-Verbindungen) und Chromkarbide. Während sich die Titan-Karbonitride als Primärkarbide direkt beim Abkühlen aus der Schmelze bilden und dann bei allen Temperaturen bis zum Schmelzpunkt stabil bleiben, bilden sich sogenannte Sekundärkarbide nur beim langsamen Abkühlen oder späterer Auslagerung bei erhöhten Temperaturen und lösen sich oberhalb 1000 °C wieder auf. In diesen Karbiden wird das Metall vorwiegend durch Chrom dargestellt, weshalb die Sekundärkarbide oft direkt als Chromkarbide angesprochen werden /BET 92/, /SMC 09/.

Ausgehend von einem homogenen Anfangszustand spielen sich in Alloy 600 die folgenden typischen mikrostrukturellen Veränderungen bei verschiedenen Glühtemperaturen ab (nach Angaben des Herstellers /SMC 09/):

- Ausscheidung von Chromkarbiden ab etwa 540 °C,
- Umwandlung der Karbide ab ca. 980 °C und dadurch beginnendes Kornwachstum,
- Auflösung der Karbide ab ca. 1040 °C, dadurch stärkeres Kornwachstum.

Daraus ergeben sich Empfehlungen des Herstellers für die Glühtemperaturen:

- Weichglühen bei 1010 °C bis 1040 °C,
- Lösungsglühen mit Kornvergrößerung bei 1090 – 1150 °C.

Die Morphologie der Chromkarbide lässt sich also gezielt beeinflussen. Dabei sind Ketten von einzelnen Karbidpartikeln auf den Korngrenzen (interkristalline Karbide) erwünscht, da sie die Festigkeit, Kriechfestigkeit und Beständigkeit gegen ISpRK steigern, ohne die Zähigkeit und Duktilität deutlich zu vermindern. Unerwünscht sind dagegen Karbidfilme auf den Korngrenzen, da sie die Zähigkeit deutlich herabsetzen. Desgleichen unerwünscht sind Ausscheidungen von Sekundärkarbiden innerhalb der Körner (intrakristalline Karbide), da sie die Kriechfestigkeit nicht erhöhen und sich ungünstig auf die Beständigkeit gegen ISpRK auswirken. Dagegen hat die Morphologie der Primärkarbide, die sowohl inter- als auch intrakristallin vorliegen können, auf diese Eigenschaften nur geringen Einfluss /BET 92/, /JEN 02/, /SHA 93/.

Alloy 600 weist eine gute Verformbarkeit auf, lässt sich schmieden, walzen und schweißen. Im weichgeglühten Zustand hat der Werkstoff eine relativ niedrige Streckgrenze von etwa 200 MPa. Im gewalzten oder geschmiedeten und anschließend geglühten Zustand, der dem der meisten relativ dickwandigen Bauteile in KKW wie Stutzenrohren entspricht, sind je nach Glühbehandlung Streckgrenzen von 250 bis etwa 500 MPa üblich. Durch Kaltverformung und Wärmebehandlung können bei kleinen Querschnitten Streckgrenzen von über 600 MPa und Festigkeiten von über 1000 MPa erreicht werden. In diesem Zustand eignet sich diese Legierung auch als Schrauben- und Federwerkstoff, wurde jedoch in KKW als solcher nur wenig eingesetzt /BET 92/, /JEN 02/, /SHA 94/, /SMC 09/.

2.2 Ausscheidungsgehärtete Legierungen

Neben diesen Werkstoffen werden weitere von ähnlicher Grundzusammensetzung, aber mit Zusätzen von Aluminium, Titan und Niob eingesetzt. Diese Elemente können mit Nickel intermetallische Phasen bilden, die sich bei einer speziellen Glühung ausscheiden und zur Härtung der Legierung führen.

Besonders wirksam sind dabei die sich kohärent, meist quaderförmig ausscheidenden γ' -Phasen des Typs $\text{Ni}_3(\text{Al},\text{Ti})$ wie in Alloy 750. Durch diese Ausscheidungen wird eine höhere Festigkeit auch bei höheren Temperaturen erreicht. Diese γ' -Phase unterscheidet sich kristallographisch nur durch leicht abweichende Gitterabstände von der vorherrschenden, kubisch-flächenzentrierten Phase des Cr-Ni-Mischkristalls, die allgemein als γ -Phase bezeichnet wird. Dabei ist das Verhältnis der Elemente Al und Ti wichtig für die Wirksamkeit der Ausscheidungshärtung, da es die „Fehlpassung“ der Gitterabstände der γ' -Phase gegenüber denen der γ -Matrix bestimmt und damit die festigkeitssteigernden Verzerrungen der Matrix in der Umgebung der Ausscheidungen. Bei Abwesenheit von Al können sich nicht-isomorphe, lamellenförmige Ausscheidungen der γ'' -Phase Ni_3Ti bilden. Diese wirken zwar ebenfalls festigkeitssteigernd, vermindern jedoch die Kriechfestigkeit und die Duktilität und sind daher im Allgemeinen nicht erwünscht.

Einige Legierungen, wie z.B. Alloy 718, werden auch durch Ni_3Nb -Ausscheidungen gehärtet. Ni_3Nb wird auch als δ -Phase bezeichnet, kann auch mit $\text{Ni}_3(\text{Al},\text{Ti})$ koexistieren bzw. Al und Ti aufnehmen und schreibt sich dann $\text{Ni}_3(\text{Nb},\text{Al},\text{Ti})$. Auch hier sind kohärente Ausscheidungen erwünscht und die Härtungsmechanismen entsprechen den oben beschriebenen. Geringfü-

gige Zusätze von Bor und Zirkonium haben sich als steigend sowohl für die Kriechfestigkeit als auch für die Duktilität herausgestellt /BET 92, JAC 02, LAM 97/.

2.3 Schweißeignung

Die nicht ausscheidungsgehärteten Legierungstypen lassen sich im lösungsgeglühten und leicht kaltverformten Zustand relativ einfach schweißen, im Allgemeinen ohne Vorwärmen oder thermische Nachbehandlung. Bei starker Kaltverformung ist allerdings eine vorherige Weichglühung angezeigt /HEU 02/. Metallurgisch sind die Chrom-Nickel-Mischkristalle sowohl mit den austenitischen Chrom-Nickel-Stählen als auch mit den ferritischen Stählen verträglich. Daher sind diese Legierungen auch für Aufschweißungen auf die beiden genannten Stahltypen geeignet und eignen sich insbesondere auch als Puffer- und Schweißzusatzwerkstoff für Mischnähte zwischen beiden. Für warmgehende Bauteile wirkt sich dabei der Wert des thermischen Ausdehnungskoeffizienten günstig aus, da er zwischen denen der austenitischen und ferritischen Stähle liegt /LAM 97/.

In einzelnen Fällen kann es allerdings in der Wärmeeinflusszone (WEZ) bei hohen Wärmebringungen zu interkristallinen Aufschmelzrissen kommen /LAM 97/. Die Anfälligkeit gegen die Bildung von Erstarrungsrissen und Aufschmelzrissen ist nach speziellen Test bei Alloy 52 besonders gering, gefolgt von Alloy 82, 152 und 182 /HOO 95/. Dabei wurden diese Schweißgüter mit Wolfram Inertgas (WIG, englisch GTAW) und Unterpulververfahren (englisch SMAW) auf verschiedene Grundwerkstoffe geschweißt.

Außerdem wird auf die hohe Empfindlichkeit der Schweißnahtgüte gegen Verunreinigungen, insbesondere schwefelhaltige Verunreinigungen, wie sie häufig in Öl-, Schmier- und Reinigungsmitteln enthalten sind, hingewiesen /ASM 98/, /LAM 97/. Schwefel diffundiert in Nickellegierungen ab etwa 550 °C in den Werkstoff bevorzugt entlang der Korngrenzen ein und bildet mit Nickel ein niedrig schmelzendes Eutektikum ($\text{Ni-Ni}_3\text{S}_2$, Schmelzpunkt 645 °C) /HEU 02/. Dies ist vermutlich der Grund dafür, dass schwefelhaltige Verunreinigungen unter Umständen zur Bildung von Heißrissen führen können; insbesondere Plattierungen gelten hier als empfindlich /CLA 01/. Erhöhte Anforderungen an die Schwefelfreiheit der Umgebung gelten aus dem gleichen Grund auch für jegliche Glühbehandlung.

Die hier vertretenen, durch die γ' -Phasen $\text{Ni}_3(\text{Al,Ti})$ gehärteten Legierungstypen sind meist nur im lösungsgeglühten Zustand schweißbar, wobei im Allgemeinen Vorwärmen und eine

thermische Nachbehandlung notwendig sind. Mit zunehmendem Gehalt an Al+Ti wird die Empfindlichkeit gegen dehnungsinduzierte Alterung grösser. Ähnlich wie in einigen sekundärkarbidbildenden Werkstoffen wird die Matrix durch die $Ni_3(Al,Ti)$ -Ausscheidungen innerhalb der Körner verfestigt, was beim Abkühlen oder Spannungsarmglühen zu einer Dehnungskonzentration nahe der Korngrenzen und damit zu Rissbildung führen kann. Die Neigung zu dieser Art von Rissbildung kann durch vorherige Überalterung¹ des Werkstoffs vermindert werden. Im Unterschied dazu lässt sich die durch Ni_3Nb gehärtete Legierung Alloy 718 auch im gehärteten Zustand schweißen, da die Ausscheidung von Ni_3Nb wesentlich langsamer verläuft und damit auch die erneute Bildung von Ni_3Nb , welches durch den Wärmeeintrag in der WEZ aufgelöst wurde /LAM 97/.

2.4 Anwendungsbereiche der Schweißzusatzwerkstoffe

Neben den Spezifikationen enthält ASME II auch Richtlinien, die nur zur Information beiliegen. Diese geben Hinweise für die Anwendungsbereiche der Schweißzusatzwerkstoffe. Die empfohlenen Einsatzgebiete und Werkstoffkombinationen werden in **Tab. 10-2** aufgelistet. Die dort aufgelisteten Einsatzgebiete umfassen jedoch nur Kombinationen mit Nickellegierungen, nicht die Mischnähte zwischen austenitischen Cr-Ni-Stählen mit ferritischen Stählen, die ebenfalls eines der Haupteinsatzgebiete dieser Werkstoffe in KKW darstellen.

- **Alloy 182 und Alloy 152 nach ASME II**

Bei diesen Schweißzusatzwerkstoffen handelt es sich um ummantelte Elektroden. Nach der entsprechenden Richtlinie² in /ASM 98/ können beide mit Elektroden bis 3,2 mm Durchmesser in allen Positionen benutzt werden, größere Elektroden sollen nur für Schweißungen in horizontaler, flacher Position eingesetzt werden. Für Alloy 182 ist der Anwendungsbereich von tiefen Temperaturen bis 480 °C beschränkt. Der hohe Mangangehalt dieser Legierung vermindert offensichtlich, wie auch in austenitischen Chrom-Nickel-Stählen /DVS 00/, die (Heiß-)Rissbildungen im Schweißgut (siehe **Abschnitt 2.3**). Gegenüber den ähnlichen Schweißzusätzen ENiCrFe-1 (Alloy 132) und -2, die weniger Mangan (< 3,5 %) und mehr Nickel (> 62 %) enthalten, sind für Alloy 182 weniger Rissbildungen zugelassen.

¹ Auslagerung des Werkstoffs bei erhöhten Temperaturen führen zur Vergrößerung der Ausscheidungen und damit Verminderung ihrer Dichte (Ostwald Reifung). Dadurch wird auch der Härtungseffekt vermindert.

² Siehe ASME II, Part C, SFA 5.11, Annex: „Guide to AWS Specification for Nickel and Nickel-Alloy Welding Electrodes for Shielded Metal Arc Welding“

- **Alloy 82 und Alloy 52 nach ASME II**

Bei diesen Werkstoffen Alloy 82 und 52 handelt es sich um nicht ummantelte Elektroden. Nach der entsprechenden Richtlinie³ in /ASM 98/ eignen sich diese für die Schweißverfahren GTAW, GMAW und SAW, sowie PAW.

- **Einsatz von Alloy 182 und Alloy 82 in KKW**

Tatsächlich wurden in den KKW die Durchführungen aus Alloy 600 hauptsächlich mit Alloy 182 in die ferritischen Komponenten eingeschweißt. Für die Mischnähte zwischen ferritischen und austenitischen Chrom-Nickel-Stählen wurden in den KKW entweder austenitische Schweißzusätze oder Alloy 182 und/oder 82 in verschiedenen Kombinationen als Puffer- und Verbindungsschweißnahtwerkstoffe eingesetzt. Dabei unterscheiden sich die Vorgehensweisen der verschiedenen Hersteller. Außerdem ist auch eine zeitliche Entwicklung der Schweißtechnik zu beachten: Alloy 182 wurde schon früher als Alloy 82 eingesetzt, da Alloy 182 schon früh für manuelle Schweißungen mit ummantelter Elektrode entwickelt wurde. Außerdem konnte man Alloy 182 schon relativ früh ausreichend schnell automatisch schweißen, so dass es sich auch für große Schweißvolumina eignete. Dagegen wurde Alloy 82 zunächst WIG (Wolfram Inertgas) geschweißt, was lange Zeit nur mit einem relativ dünnen Draht möglich war. Deshalb dauerte die Schweißung dann lange und war damit für große Schweißvolumina relativ teuer und führte zwangsläufig zu einer größeren Wärmeeinbringung im Schweißbereich. Sie wurde daher von einigen Herstellern erst für größere Teile eingesetzt, als man die WIG-Technik dahingehend verbessert hatte, dass sie auch mit einem deutlich dickeren Draht geschweißt werden konnte, was eine höhere Geschwindigkeit erlaubte /MON 00/.

- **Einsatz von Alloy 152 und Alloy 52 in KKW**

Diese Schweißzusatzwerkstoffe mit höherem Chromgehalt von etwa 30 % wurden speziell für die Schweißung von Bauteilen aus Alloy 690 entwickelt. Sie werden daher seit Anfang der 90iger Jahre bei Austausch und Reparaturmaßnahmen eingesetzt, bei denen Alloy 600 durch Alloy 690 ersetzt wird.

³ Siehe ASME II, Part C, SFA 5.14, Annex: „Guide to AWS Specification for Nickel and Nickel-Alloy Bare Welding Electrodes and Rods“

3 Schädigungsmechanismus und Einflussfaktoren

3.1 Grundsätzliches zum Schädigungsmechanismus

Bei SpRK handelt es sich um eine lokale Form der Korrosion, die zur Bildung feiner Risse führt, trotz der ansonsten möglicherweise guten Beständigkeit des Werkstoffes gegen flächigen Abtrag. Voraussetzungen für das Auftreten von SpRK sind die drei Bedingungen:

- das Anliegen einer ausreichend hohen statischen Zugspannung (wobei es sich auch um Eigenspannungen handeln kann),
- ein bei der gegebenen Temperatur „aggressives“ Medium und
- ein unter den gegebenen Bedingungen sensibler Werkstoff.

Soweit sind die Voraussetzungen und Schadensbilder der SpRK an austenitischen Chrom-Nickel-Stählen und Nickellegierungen sehr ähnlich. Diese Ähnlichkeit gilt auch für die gute Beständigkeit gegen flächige Korrosion, die bei beiden Legierungstypen durch dünne, fest haftende und daher schützende Oxidschichten (Passivschichten) an der Oberfläche gewährleistet wird. Nach Oxidation in Heißwasser sind diese bei Nickellegierungen nur etwa 100 nm dick und deutlich chromreicher und nickelärmer als das Metall selbst. Die chemische und mechanische Stabilität dieser Schicht ist auch mitentscheidend für die Anfälligkeit gegen ISpRK /SOU 99/.

Es ist jedoch weiter zu differenzieren zwischen der interkristallinen SpRK (ISpRK, englisch IGSCC – intergranular stress corrosion cracking), bei der die Risse entlang der Korngrenzen des Werkstoffes verlaufen und der transkristallinen SpRK (TSpRK, englisch TGSCC – transgranular stress corrosion cracking), bei der die Risse quer durch die Körner verlaufen. In austenitischen Chrom-Nickel-Stählen können beide Formen der SpRK auftreten: Chrom-Nickel-Stähle neigen in chloridhaltigem Wasser generell bei Temperaturen ab etwa 50 °C zu TSpRK. ISpRK tritt dagegen bei diesen Stählen insbesondere in Anwesenheit von Sauerstoff (bzw. unter oxidierenden Bedingungen) und bei gegebener „Sensibilisierung“ auf. Für diese wird im Allgemeinen eine Chromverarmung in der Nähe der Korngrenzen durch Bildung von Chromkarbiden auf den Korngrenzen verantwortlich gemacht. Daneben kann auch Kaltverformung eine Rolle spielen.

Demgegenüber neigen Nickellegierungen in Heißwasser im Wesentlichen zu ISpRK. In einigen Fällen wird auch über geringe transkristalline Bruchanteile berichtet, vorwiegend transkristalline SpRK tritt jedoch nur unter besonderen Bedingungen (z. B. Anwesenheit von PbO und Chloriden) auf. ISpRK kann sowohl in Abwesenheit von Sauerstoff (reduzierende Bedingungen wie im Primärkreis von DWR), als auch in Anwesenheit von Sauerstoff (oxidierende Bedingungen wie im Wasser-Dampfkreislauf von SWR) auftreten. Im Unterschied zu austenitischen Chrom-Nickel-Stählen sind Chromkarbide auf den Korngrenzen bei Nickellegierungen kein Indiz für eine Sensibilisierung, sondern für eine relativ geringe Anfälligkeit gegen ISpRK.

Eine zur Vorhersage ausreichende Modellvorstellung der Vorgänge bei der Rissbildung existiert bisher nicht, trotz jahrzehntelanger Forschung vor allem auf dem Gebiet der austenitischen Werkstoffe. Nach wie vor werden mehrere konkurrierende Modelle zur Beschreibung einzelner Experimente herangezogen, welche von unterschiedlichen Korrosionsmechanismen ausgehen und mitunter Annahmen über die chemischen Vorgänge und Massenströme an der Rissspitze treffen müssen. Neben der Komplexität des Phänomens mit multiplen Interdependenzen erschweren auch experimentelle Schwierigkeiten, wie die in situ Messung chemischer Potentiale in der Rissspitze, die Erkennung der Abhängigkeiten von einzelnen Parametern.

Der gegenwärtige Wissensstand über die wesentlichen Einflussgrößen auf die Zeit bis zur Rissentstehung (Inkubationszeit) und auf die Risswachstumsgeschwindigkeit (CGR – „crack growth rate“) wird soweit möglich, in den folgenden Abschnitten kurz dargestellt, ohne auf die Modellierungen im Detail einzugehen. Praktisch ist die Inkubationszeit allerdings oft nur schwer von der Risswachstumsphase abzugrenzen. Das gilt nicht nur für Rissbildungen in den Anlagen, sondern auch für Laborversuche.

3.2 Einfluss der chemischen Zusammensetzung

Die unterschiedliche Anfälligkeit der verschiedenen Nickellegierungen Alloy 600, 690, 182, 82 und 750 gegenüber SpRK ist in der chemischen Zusammensetzung der Legierungen mit begründet.

Neben einem ausreichend hohen Chromgehalt scheinen gerade diejenigen Legierungselemente, welche in Verbindung mit der Karbidbildung stehen, einen großen Einfluss auf die Anfälligkeit für SpRK zu haben (siehe **Tab. 10-3**).

3.2.1 Nickel und Chromgehalt

Erste Hinweise auf die Empfindlichkeit des Werkstoffs Alloy 600 für interkristalline Spannungsrisskorrosion wurden bereits 1959 vorgetragen /COR 60/. Gezielte weitere Experimente von Coriou und anderen in den folgenden Jahren zeigten klar die Abhängigkeit der Empfindlichkeit von Eisen-Chrom-Nickel-Legierungen gegen die transkristalline und interkristalline Form der SpRK in Heißwasser vom Nickelgehalt /COR 66/.

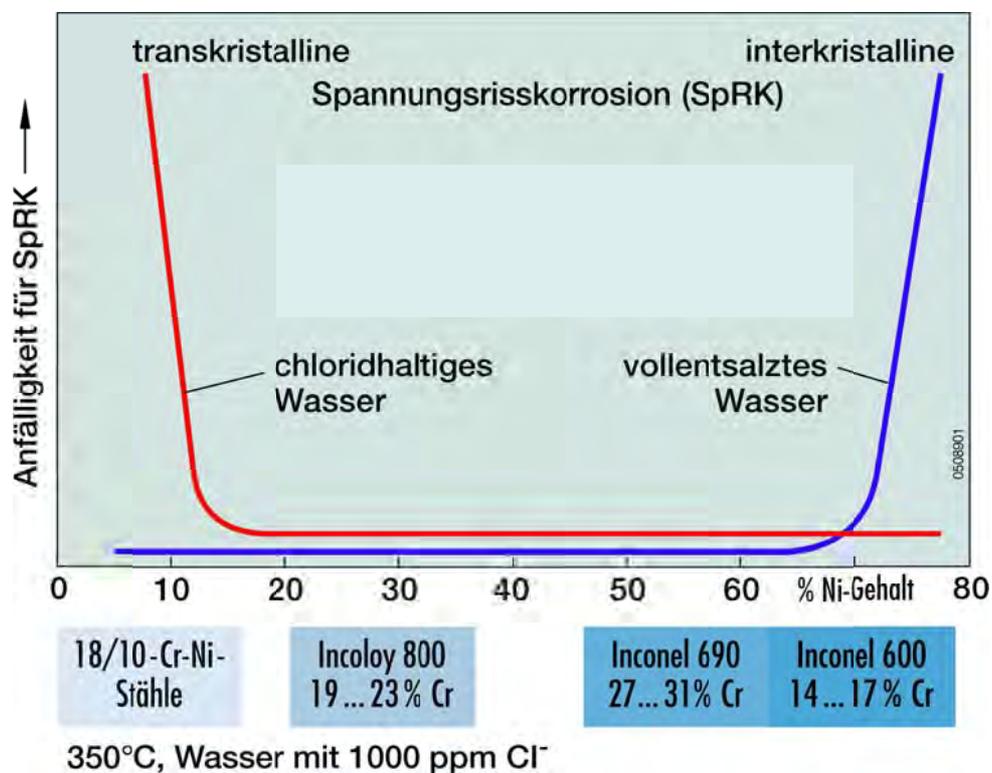


Abb. 3-1 Rissanfälligkeit von Eisen-Chrom-Nickel-Legierungen für chloridhaltige Lösungen und reines Wasser

Diese Abhängigkeit lässt sich in Form einer Art „Badewannenkurve“ darstellen, wie sie unter anderem in /HÜT 97/ wiedergegeben ist (s. **Abb. 3-1**). Sie zeigt den starken Anstieg der Anfälligkeit gegen TSpRK in chloridhaltigem Wasser für Nickelgehalte kleiner als etwa 15 % sowie den starken Anstieg der Anfälligkeit gegen ISpRK in reinem Wasser für Nickelgehalte größer als etwa 70 %.

Für das Ausmaß der Anfälligkeit spielt allerdings der Chromgehalt die wesentliche Rolle, mit einer starken Abnahme der Anfälligkeit gegen ISpRK bei Chromgehalten von größer als 18 %. Damit sind insbesondere Alloy 600 und das Schweißgut Alloy 182, aber auch Alloy 750 mit Chromgehalten unter 17 % anfällig gegen ISpRK in reinem Heißwasser und Dampf. Dagegen sind die Legierungen Alloy 690 und 82 sowie 718 wesentlich weniger anfällig /AMZ 02, DON 88, GRA 93/. Im Experiment weist Alloy 690 nach Oxidation in Heißwasser zwar dünnere, aber weniger von den genauen wasserchemischen Bedingungen abhängige und chromreichere Oxidschichten auf als Alloy 600 /SOU 99/. Solche chemisch stabileren und besser schützenden Oxidschichten sind vermutlich ein wesentlicher Grund für die geringere Anfälligkeit der chromreicheren Legierungstypen gegen ISpRK.

Das günstigere Verhalten des Schweißgutes Alloy 182 (in Anlagen der EDF) lässt sich möglicherweise mit der geringeren Chromverarmung durch die Bildung von Titan- bzw. Niobkarbiden und einem günstigeren Spannungszustand der Schweißnähte erklären, da diese entweder gar nicht kalt bearbeitet oder anschließend einer Spannungsarmglühung bei etwa 600 °C unterworfen werden /AMZ 02/.

Den frühen Forschungsergebnissen an Alloy 600 wurde von industrieller Seite nicht ausreichend Rechnung getragen, da eigene Untersuchungen und die Betriebserfahrung in den 60iger Jahren keine solche Anfälligkeit gezeigt hatten. Auch Anfang der 70iger Jahre wurde zunächst nur SpRK an Dampferzeuger-Heizrohren von der Sekundärseite her beobachtet, die aber mit der dort herrschenden Wasserchemie mit hohen Konzentrationen an verschiedenen Inhaltsstoffen in Zusammenhang gebracht wurde /GRA 93/. So wurden auch die Nickellegierungen mit Chromgehalten unter 17 % an vielen Stellen in KKW eingesetzt.

3.2.2 Kohlenstoffgehalt und Karbide

Auch wenn die verwendeten Nickellegierungen alle kohlenstoffarm sind, so bilden sich je nach Legierung in unterschiedlichem Maße Chromkarbide an den Korngrenzen. Insbesondere die ausscheidungsgehärteten Nickellegierungen bilden neben Chromkarbiden auch Niob- und Titankarbide. Diese sind stabiler als die Chromkarbide, da sie aus der Schmelze während der Erstarrung entstehen, und helfen die Chrom-Verarmung an den Korngrenzen zu verringern. Ebenso wie die ausscheidungsgehärteten Nickellegierungen sind auch die Schweißzusatzstoffe mit entsprechenden Niob- und Titangehalten in der Lage die stabileren Niob- und Titankarbide an den Korngrenzen zu bilden /JEN 05/, /LIM 09/.

3.2.3 Verunreinigungen

Hinweise auf die potentiell rissbildende (und möglicherweise versprödende) Wirkung von schwefel- und bleihaltigen Verunreinigungen und die daraus resultierende Notwendigkeit der Reinigung finden sich in ASME II, Part C, Anhang zu SFA-5.14, und auch in KTA 3201.1, A 9.5.3 /KTA 98/. Schwefelverunreinigungen sind vor allem in Verbindung mit Mangan bedenklich, da dann Mangansulfide gebildet werden, welche sich leicht im Wasser lösen.

Heißrisse auf Grund schwefelhaltiger Verunreinigungen⁴ könnten auch für die stärker ausgeprägte Neigung einiger Schweißgüter und Plattierungen zu ISpRK mitverantwortlich sein. Dies könnte erklären, warum manuell vorbereitete Schweißnähte auffällig häufig von ISpRK betroffen sind /DOC 02/. Sollten Risse an der Oberfläche vorhanden sein, kann davon ausgegangen werden, dass diese bevorzugte Startpunkte für ISpRK sind und die „Inkubationszeit“ vermindern. Ein direkter Nachweis dieser Zusammenhänge wurde bisher jedoch nicht erbracht.

Erhöhte Phosphor- und Schwefelgehalte im Werkstoff können in reinem Heißwasser zu einer verstärkten Neigung zu ISpRK und auch zu erhöhten Risswachstumsgeschwindigkeiten führen. Dies gilt insbesondere für Rissbildungen entlang der Dendritengrenzen in Schweißgut, wo sich diese Verunreinigungen anreichern können /HEU 02/, /LJU 93/, /LJU 97/. Die maximalen Konzentrationen sind zwar in den Spezifikationen nach KTA und RCC-M auf Werte < 0,015 % bzw. < 0,010 % begrenzt (siehe **Tab. 10-4**), Konzentrationen nahe den Obergrenzen könnten jedoch schon einen negativen Effekt haben. Außerdem ist der Phosphorgehalt nach Standardspezifikation in ASME nicht eingegrenzt.

3.3 Einfluss des Mediums

Je nach Anlagentyp und Einbauort der Komponenten/Schweißnähte liegen unterschiedliche Bedingungen in Bezug auf das Medium vor. Dies betrifft insbesondere den Sauerstoffgehalt und den pH-Wert. Während beispielsweise DWR-Anlagen sekundärseitig mit deionisiertem Wasser bei einem alkalischen pH-Wert gefahren werden, ist der pH-Wert auf der Primärseite im nahezu neutralen Bereich. Darüber hinaus sind im Hauptkühlmittel noch Borsäure, Li-

⁴ Solche kleinen, möglicherweise als Heißrisse zu interpretierende Risse, wurden z.B. auch bei der zerstörenden Prüfung des Stutzens mit Leckage im RDB-Deckel der französischen Anlage Bugey-3 1991 gefunden.

thium und Wasserstoff mit variierenden Anteilen vorhanden. Eine Übersicht zu Untersuchungen zur SpRK im Primärkreis von DWR findet sich in /SCO 09/.

3.3.1 Sauerstoffgehalt

Inzwischen haben Betriebserfahrung und einschlägige Laboruntersuchungen die Anfälligkeit von Alloy 600 und 750 unter den Heißwasserbedingungen sowohl in DWR als auch SWR und damit bei sehr geringem als auch hohem Sauerstoffgehalt vielfältig bestätigt. Auch das Schweißgut aus Alloy 182 ist in den letzten Jahren zunehmend von Rissbildungen betroffen, jedoch ist die Betriebserfahrung insgesamt deutlich günstiger. Laboruntersuchungen weisen hier jedoch auf eine gegenüber Alloy 600 höhere Anfälligkeit und größere mögliche Risswachstumsgeschwindigkeiten in sauerstoffhaltigem Heißwasser hin /LJU 93/, /LJU 97/, /SPE 02b/.

3.3.2 pH-Wert

Ein wichtiger Einflussfaktor bei der SpRK ist der pH-Wert. Neben dem Korrosionsschutz der verschiedenen Komponenten im Primärkühlkreis gibt es weitere Kriterien für die Einstellung des pH-Wertes. Durch diese Vorgaben wird in den meisten KKW im Primärkreis der DWR bei $\text{pH} = 7,3 \pm 0,1$ gearbeitet. Für Nickellegierungen kann dieser Wert jedoch bei ungünstigen Korrosionspotentialen (i.d.R. eingestellt durch den Sauerstoffgehalt) die Stabilität der Nickeloxide negativ beeinflussen, wenn man das Pourbaix-Diagramm in **Abb. 3-2** berücksichtigt. Ebenso wird von /JAC 05a/ ein Maximum für die Anfälligkeit von Alloy 600 gegenüber Spannungsrisskorrosion bei $\text{pH} = 7,2$ angegeben.

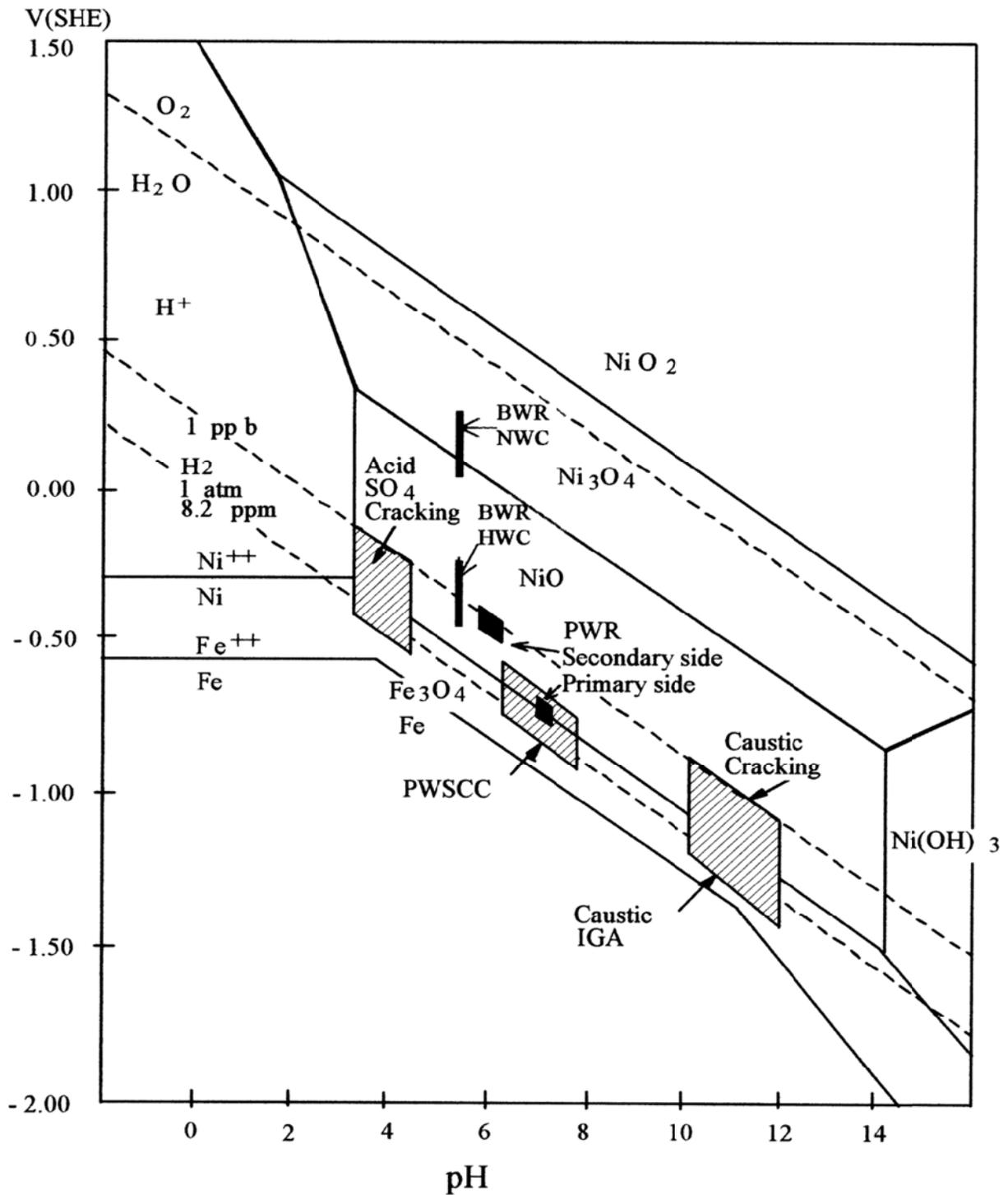


Abb. 3-2 Pourbaix-Diagramm für Nickel und Eisen bei 300 °C /SCO 09/ (Hinweis: Sekundärkreisläufe („PWR Secondary side“) werden heute im alkalischen Bereich betrieben.)

3.3.3 Wasserstoffgehalt

Untersuchungen zum Einfluss des Wasserstoffgehaltes in Heißwasser zeigen, dass Wasserstoffkonzentrationen von 20 – 40 cm³/kg eher ungünstige Bedingungen in Bezug auf die Inkubationszeit und die Risswachstumsgeschwindigkeit bei Alloy 600 darstellen können (siehe **Abb. 3-3**).

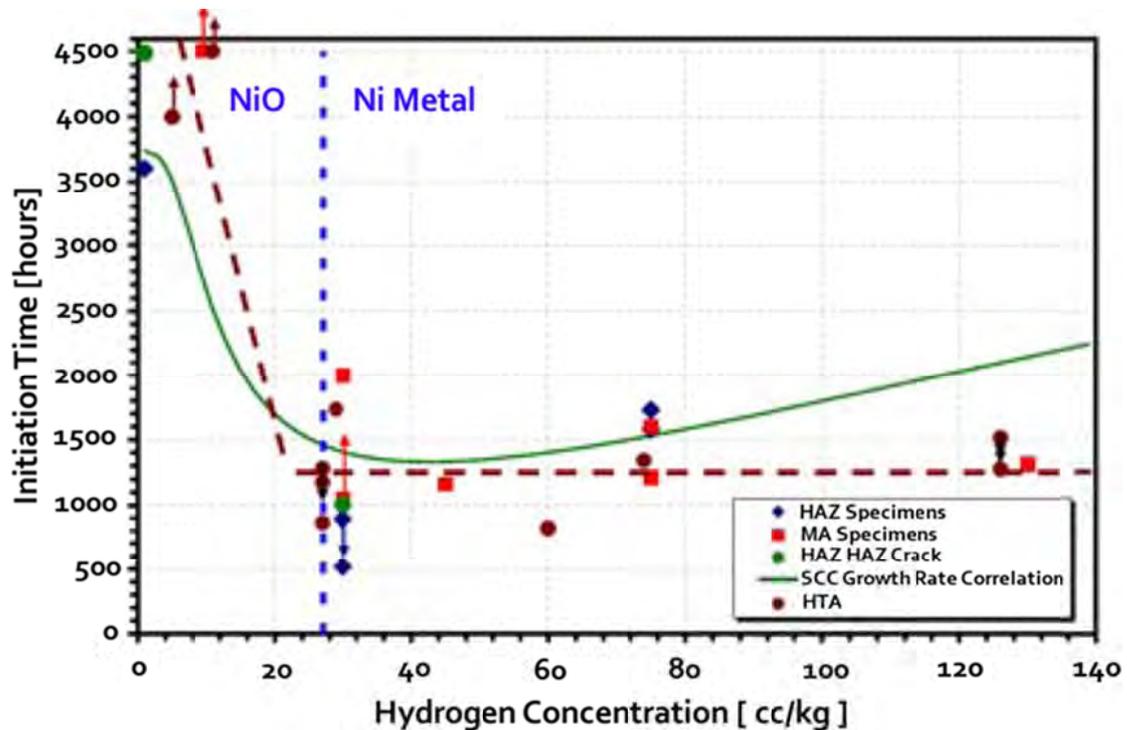


Abb. 3-3 Einfluss der Wasserstoffkonzentration auf die Rissinkubationszeit bei 350 °C für Alloy 600 /MOL 09/

Auch für die Schweißlegierungen Alloy 82 wurde eine erhöhte Risswachstumsgeschwindigkeit für eine Wasserstoffkonzentrationen von ~8 cm³/kg bei 338 °C bestimmt /ATT 03/. Durch eine Erhöhung der Wasserstoffkonzentration auf 60 cm³/kg konnte die Wachstumsrate in Laborversuchen von 10 µm/Tag auf 3 µm/Tag abgesenkt werden. Die Datenmenge für die Bestimmung der Inkubationszeit ist jedoch noch sehr gering und die Betriebserfahrung und das erste Auftreten von Rissen in KKW lassen deutlich längere Inkubationszeiten als die in /MOL 09/ für Schweißnähte ermittelten vermuten.

3.4 Weitere Einflussfaktoren

3.4.1 Temperatur

Zahlreiche Experimente haben gezeigt, dass sich mit steigender Temperatur sowohl die Zeit bis zur Rissbildung stark verkürzt, als auch die Risswachstumsgeschwindigkeit stark erhöht. Es wird daher allgemein angenommen, dass sowohl Rissbildung als auch Risswachstum thermisch aktivierte Prozesse sind, deren Geschwindigkeit sich mit steigender Temperatur exponentiell erhöht. Dieser Trend wurde auch durch die Betriebserfahrung bestätigt: Die ersten primärseitig induzierten Schäden an den Dampferzeuger-Heizrohren traten an der heißen Seite auf und die ersten Risse an Behälterdurchführungen im Primärkreis am Druckhalter. Die ermittelten Aktivierungsenergien für das Risswachstum sind mit etwa 130 kJ/mol geringer als die für die Rissinitiierung mit etwa 180 kJ/mol. Die experimentellen Ergebnisse für beide unterliegen jedoch großen Streuungen von etwa $\pm(40 - 60)$ kJ/mol. Grundsätzlich erlaubt diese Abhängigkeit die Extrapolation von Ergebnissen aus relativ kurzzeitigen Tests bei höheren Temperaturen auf die etwas niedriger liegende Betriebstemperaturen allerdings mit entsprechenden Unsicherheiten. Die angegebenen Aktivierungsenergien ergeben dabei einen „Beschleunigungsfaktor“ von etwa 2,5 für das Risswachstum bzw. 3,7 für die Rissinitiierung bei einer Temperaturerhöhung von 20 K /CAS 99/, /GRA 93/, /HÜT 97/, /IAE 01/.

Die experimentellen Ergebnisse an Alloy 182 sind bei großen Streuungen der Daten mit denselben Aktivierungsenergien kompatibel /AMZ 02/, /VAI 02/.

3.4.2 Gefüge

Während das Gefüge der Legierungen Alloy 600, 690 und 750 bei der Herstellung bzw. nachfolgenden Wärmebehandlungen in gewissem Rahmen beeinflusst werden kann, ist die zielgerichtete Einstellung des Gefüges bei den Schweißzusatzwerkstoffen stark eingeschränkt. Untersuchungen der Mikrostrukturen von /GER 01/, /LIM 09/, welche mit Hilfe neuerer Methoden (EBSD – „electron back-scatter diffraction“) die Ausrichtungen der einzelnen Körner an den Korngrenzen bestimmen können, lassen eine geringere Anfälligkeit von kongruenten Korngrenzen gegenüber SpRK vermuten. Die Anzahl der Untersuchungen ist jedoch noch recht gering. Außerdem stehen zurzeit keinerlei Methoden für die großflächige Manipulation der Kornorientierungen zur Verfügung. Moderne Verfahren zum lokalen Auf-

schmelzen der Oberfläche (LSM - „laser surface melting“ /BAO 09/), mit denen prinzipiell eine Veränderung des Gefüges möglich ist, wurden zwar mittlerweile entwickelt, jedoch stand hierbei die Veränderung der vorhandenen Karbide im Vordergrund.

3.4.3 Mechanische Beanspruchungen

Erhebliche Zugspannungen an der Oberfläche sind für die Rissbildung notwendig, wobei Betriebs- und Eigenspannungen gleichermaßen wirksam sind. Dies gilt insbesondere auch für Kaltverformungen durch kalte Bearbeitung an der Oberfläche, wie sie auch bei Vorbereitungen für zerstörungsfreie Prüfungen auftreten. Diese können in einer oberflächennahen Schicht Eigenspannungen sowohl in Druck- als auch in Zugrichtung bis zu 1000 MPa erzeugen und in letzterem Fall die Zeit bis zur Rissbildung erheblich verkürzen. Nicht in allen Fällen ist ein klarer Schwellenwert für das Auftreten von ISpRK erkennbar. Allgemein hat sich jedoch gezeigt, dass erst Spannungen oberhalb der Streckgrenze bzw. oberhalb von etwa 240 MPa zu Rissinitiierung an glatten Oberflächen führen und sich die Inkubationszeit in etwa mit der vierten Potenz der Zugspannung verkürzt /AMZ 02/, /BOU 98/, /GRA 93/, /HÜT 97/, /IAE 01/, /WEB 95/.

Schweißgut aus Alloy 182 scheint unter „DWR-typischen“ Bedingungen deutlich längere Inkubationszeiten und möglicherweise auch einen höheren Schwellenwert der Spannung zu haben (etwa 350 MPa oder 2 % plastische Verformung /AMZ 02/) als Alloy 600, aber die Streuung der vergleichsweise geringen Datenmenge für Alloy 182 ist sehr groß /NRC 01a/, /WEB 93/. Demgegenüber wurde in sauerstoffhaltigem Wasser der gegenteilige Trend beobachtet (siehe **Abschnitt 3.3.1**).

3.5 Kinetik

3.5.1 Inkubationszeit

Trotz der zunehmenden Anzahl an Untersuchungen zu ISpRK kann bis heute kein eindeutiger Wert für die Inkubationszeit der Rissinitiierung angegeben werden. Die bisher zuverlässigsten Aussagen diese Frage betreffend, liefert die Betriebserfahrung wie sie z.B. in **Abb. 3-4** für Schweißnähte und Auftragsschweißungen von Alloy 132/182 wiedergegeben ist.

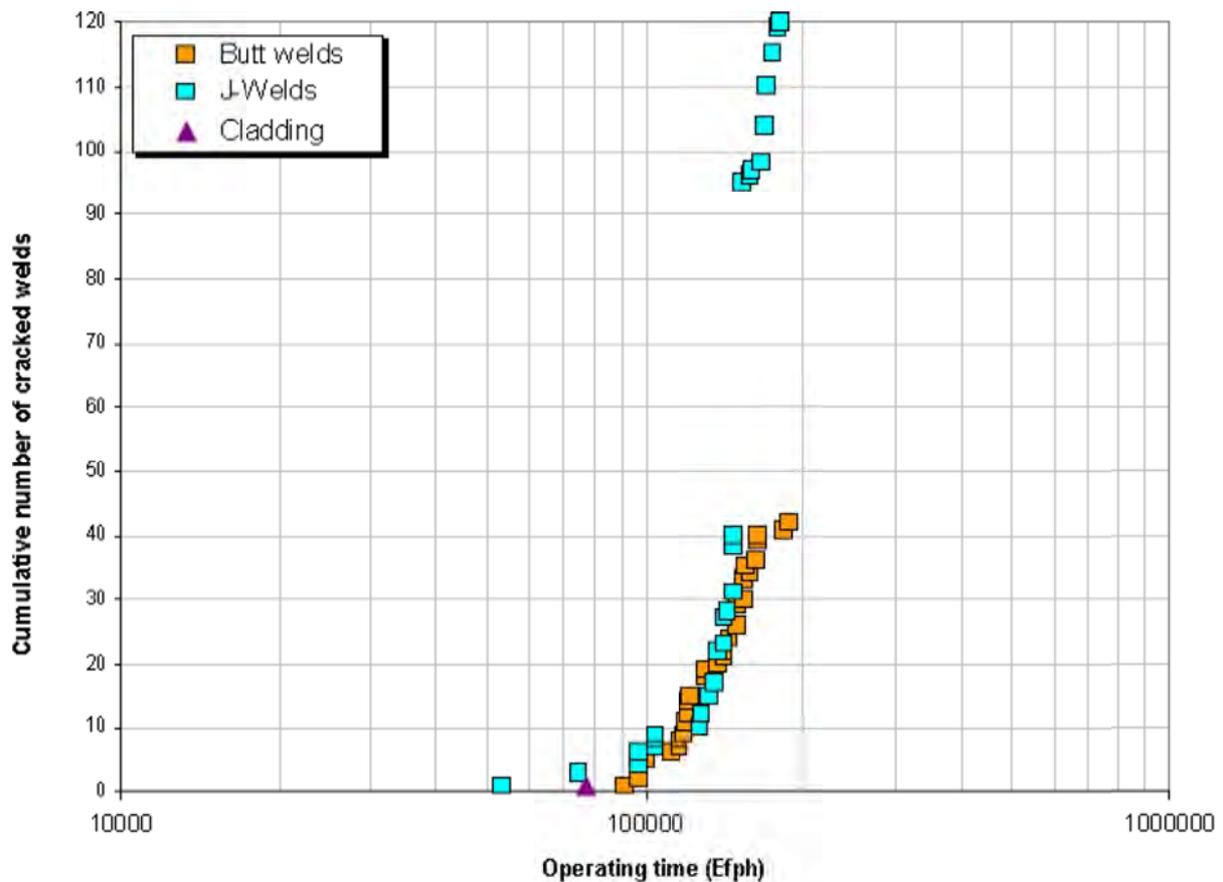


Abb. 3-4 Auftreten von Rissen bei Alloy 132/182 in Schweißnähten und Auftragschweißungen /SCO 09/

Die Zeiten für das erste Auftreten/Registrieren von Rissen liegen bei einigen zehntausend Betriebsstunden. Erst nach dieser Zeit sind Risse vorhanden, deren Anzahl jedoch in den nächsten einhunderttausend Betriebsstunden stark zunimmt.

3.5.2 Maximale Risswachstumsgeschwindigkeit

Für Temperaturen größer oder gleich 320 °C wurden an Alloy 600 bei hohen Spannungsintensitäten $> 30 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ in Laborversuchen Risswachstumsgeschwindigkeiten bis maximal etwa 10^{-9} m/s (etwa 30 mm/Jahr) gemessen /NRR 01/, /SPE 01/, /VAI 02/. Auch für das artgleiche Schweißgut Alloy 182 zeigen die wenigen vorliegenden Daten bei gleicher Temperatur und „DWR-typischen“ Bedingungen vergleichbare Risswachstumsgeschwindigkeiten. In reinem Heißwasser mit Sauerstoffkonzentrationen $> 200 \text{ ppb}$ und bei hohen Spannungsintensitätsfaktoren von mehr als 20 bis $25 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ wurde dieselbe Größenordnung der Risswachstumsgeschwindigkeit schon bei etwa 290 °C erreicht.

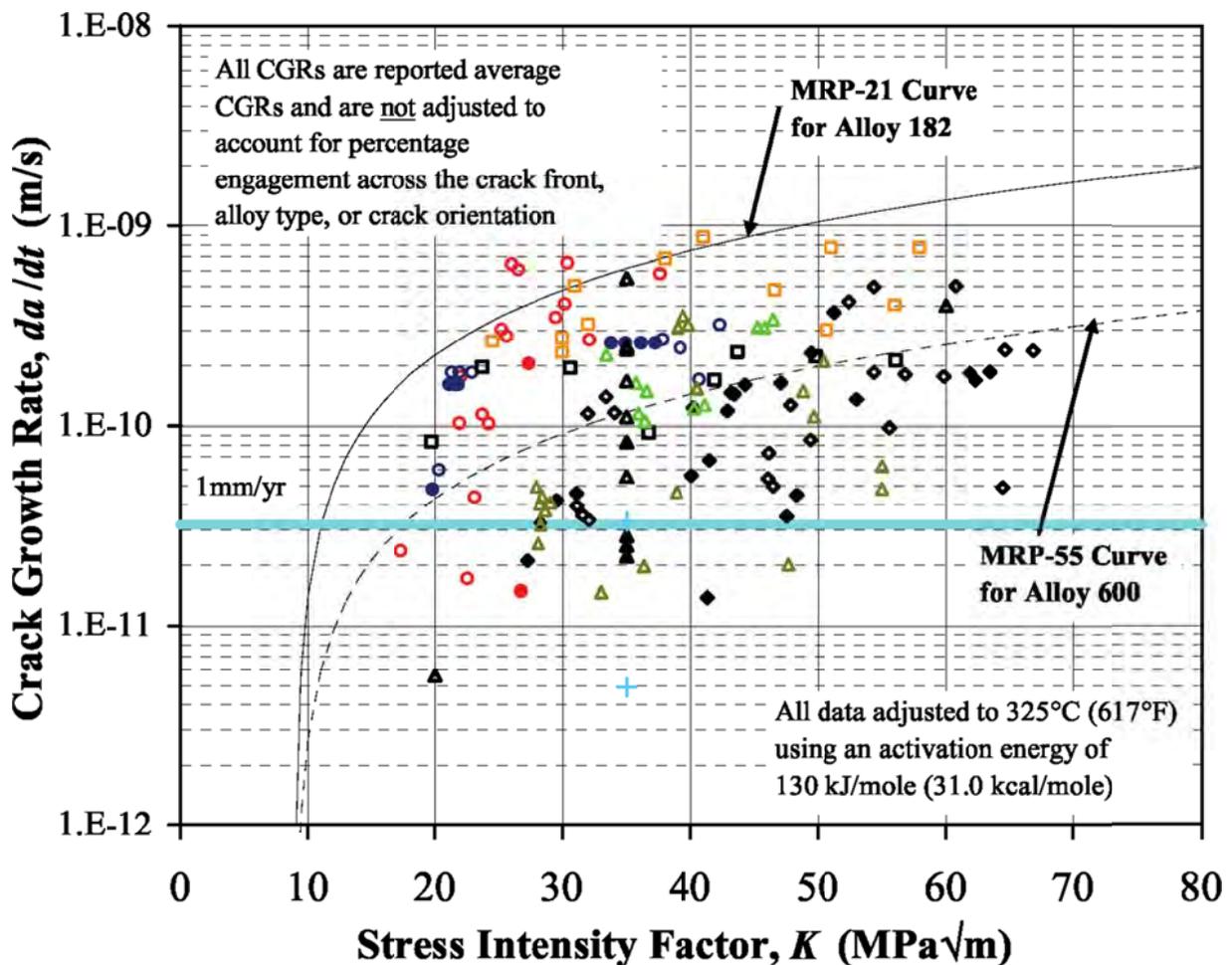


Abb. 3-5 Daten über die mittlere Risswachstumsgeschwindigkeit auf Grund von Betriebserfahrungen für Alloy 82, 182 und 132 /WHI 05/

Die Werte auf Grund der Betriebserfahrung in **Abb. 3-5** zeigen, wie groß die Streuung der Daten bei den Legierungen 82, 182 und 132 ist.

Bei gleichzeitig hohen Sulfatgehalten von 10 ppb und mehr wurden bis zu $2 \cdot 10^{-9}$ m/s bei 273 °C bzw. 288 °C gemessen /AAL 02/, /LJU 97/, /SEI 08/, /SPE 02b/. Jedoch beeinflusst schon die Richtung der Rissausbreitung bei den Schweißlegierungen die Geschwindigkeit mit der sich der Riss fortsetzt (s. **Abb. 3-6**). Für Alloy X750 werden in /MOR 01/ maximale Risswachstumsgeschwindigkeiten in der Größenordnung von 10^{-9} m/s bei Temperaturen von 340 °C und 360 °C angegeben.

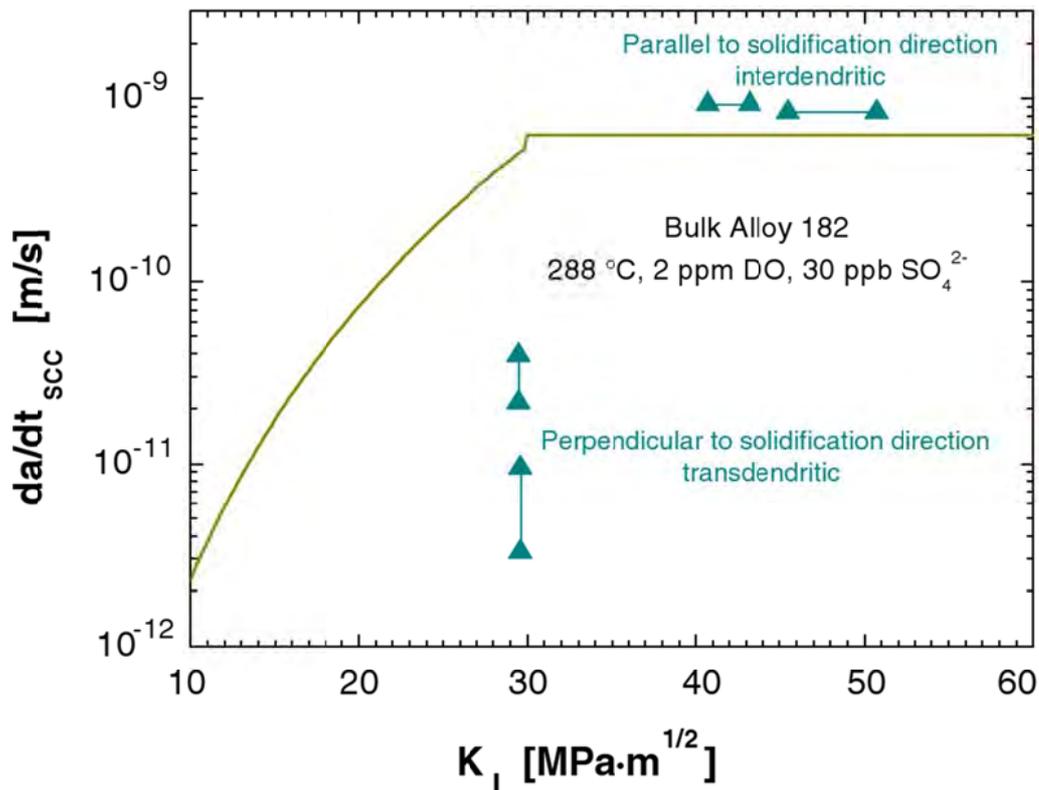


Abb. 3-6 Risswachstumsgeschwindigkeit für Alloy 182 senkrecht und parallel zur Dendritenausrichtung /SEI 08/

4 Spezifikationen in den Regelwerken

Die „Basis-Spezifikationen“ dieser Werkstoffgruppen enthält ASME II in seinen Teilen B /ASM 00/ und C /ASM 98/ (Neuere Angaben liegen der GRS nicht vor.). Diese Werkstoff-Spezifikationen werden jedoch nicht originär durch ASME erstellt sondern stammen von anderen auf Werkstoffe spezialisierten Institutionen. In den hier interessierenden Fällen sind dies in den USA die ASTM („American Society for Testing and Materials“) für die Grundwerkstoffe und die AWS („American Welding Society“) für die Schweißzusatzwerkstoffe. Der Anwendungsbereich dieser Regelwerke geht weit über die Kerntechnik hinaus. Entsprechendes gilt daher auch für die dort behandelten Werkstoffe. Demgegenüber sind KTA und RCC-M speziell kerntechnische Regelwerke, die nur Spezifikationen für die spezifischen Anwendungen in Leichtwasserreaktoren (KTA) bzw. Druckwasserreaktoren (RCC-M) zum Inhalt haben und in der Kategorie Nickellegierungen nur die hier genannten Werkstoffe umfassen. Die in ihnen getroffenen Festlegungen sind weitgehend mit denen nach ASME identisch, stellen gegenüber diesen jedoch in einzelnen Punkten stärker einschränkende Anforderungen oder Vorgaben für diese speziellen Anwendungen dar. So werden z.B. in einigen Fällen die nach ASME zulässigen Schwankungsbreiten für die chemische Zusammensetzung stärker eingeschränkt oder konkrete Vorgaben für die Erschmelzungsart oder Wärmebehandlung gemacht.

Für die Anwendung bei der Herstellung der entsprechenden Bauteile und Komponenten in den Anlagen sind jedoch auch die Daten der Erstellung dieser Regelwerke zu beachten: Die ersten Ausgaben der hier relevanten deutschen und französischen Regeln KTA 3201.1 (Anhang A), 3204 und RCC-M wurden in den Jahren 1982, 1984 und 1988 herausgegeben und sind daher allenfalls bei der Errichtung der jeweils zuletzt gebauten Anlagen (Konvoi und N4) und bei Nachrüst- und Austauschmaßnahmen herangezogen bzw. im Vorfeld berücksichtigt worden. Für die anderen Anlagen dürfte für diese Werkstoffe der schon existente ASME Code maßgeblich gewesen sein. Eine Verfolgung der Änderungen der Anforderungen in den verschiedenen Ausgaben des ASME Codes erfolgt in diesem Bericht nicht. Welche Rolle besondere Anforderungen von Bestellspezifikationen der Anlagen- oder KomponentenhHersteller spielen, ist der GRS im Allgemeinen nicht bekannt.

Eine Übersicht über die spezifizierten Werte für die chemische Zusammensetzung der hier behandelten Werkstoffe in den drei Regelwerken findet sich, geordnet nach den Werkstofftypen, „nicht gehärtet“, „gehärtet“ und „Schweißzusatzwerkstoffe“ in **Tab. 10-4** bis **Tab. 10-6**.

Mindest- oder Anhaltswerte für die Festigkeiten dieser Werkstoffe in den verschiedenen Produktformen und nach entsprechenden Wärmebehandlungen finden sich in **Tab. 10-7** und **Tab. 10-8**. Äquivalente Bezeichnungen in den verschiedenen Regelwerken wurden in **Tab. 10-9** zusammengestellt. Kurze Beschreibungen zum Inhalt der Regelwerke in Bezug auf die hier behandelten Werkstoffe werden in den folgenden Abschnitten behandelt.

4.1 ASME II

Für die Grundwerkstoffe werden die Spezifikationen für die unterschiedlichen Erzeugnisformen in ASME II, Teil B in folgenden Abschnitten SB XY beschrieben: (Diese entsprechen weitgehend den Abschnitten ASTM B XY mit derselben Ziffer XY.)

- SB 163: Nahtlose Kondensator- und Wärmetauscherrohre (Alloys 600, 690, 800)
- SB 166: Stäbe und Draht (Alloys 600, 690)
- SB 167: Nahtlose Rohre (Alloys 600, 690)
- SB 168: Dicke und dünne Bleche sowie Bänder (Alloys 600, 690)
- SB 637: Ausscheidungsgehärtete Stäbe und Schmiedestücke für Hochtemperaturanwendungen (Alloys 718, 750).

Dabei unterscheiden sich die Spezifikationen für gleiche Legierungsnummern nicht bzgl. der chemischen Zusammensetzung, jedoch gibt es Unterschiede bzgl. der thermomechanischen Behandlung, der Festigkeiten (siehe **Tab. 10-4** bis **Tab. 10-8**) und auch anderer Güteigenschaften, die in diesem Bericht nicht weiter behandelt werden.

Für die Schweißzusatzwerkstoffe sind die Spezifikationen nach ASME II, Teil C in den hier genannten Fällen identisch mit denen der American Welding Society (AWS). Es handelt sich dabei um die beiden Abschnitte:

- SFA-5.11: Specification for Nickel and Nickel-Alloy Welding Electrodes for Shielded Metal Arc Welding (Alloys 182, 152 und 132) und
- SFA-5.14: Specification for Nickel and Nickel-Alloy Bare Welding Electrodes and Rods (Alloys 82 und 52).

Neben der chemischen Zusammensetzung werden im jeweiligen Hauptteil noch eine Reihe von Testverfahren und Vorschriften für Verpackung, Bezeichnung und Ähnliches festgelegt. In dem jeweiligen rein informativen Anhang werden neben Hinweisen zur Anwendung (Schweißverfahren, Grundwerkstoffe) auch Anhaltswerte (keine Mindestwerte!) für die Festigkeit angegeben, die sich in **Tab. 10-7** wieder finden.

Konkrete Angaben zu den Wärmebehandlungen enthält nur Artikel SB 637, der nur die ausscheidungsgehärteten Legierungen behandelt. Für Alloys 718 und 750 werden verschiedene Glühbehandlungen angegeben mit jeweils unterschiedlichen Mindestwerten für die Festigkeiten und die Duktilität (siehe **Tab. 10-8**).

4.2 RCC-M

Grundwerkstoffe: Das französische Regelwerk RCC-M enthält in Sektion II Teil 2, Abschnitt M4100 /AFC 00b/, für die Nickellegierungen Alloy 600, 690, 750 und 718 eigene Spezifikationen. Der RCC-M verwendet jedoch eigene französische Bezeichnungen für diese Legierungen, die den DIN-Kurznamen ähneln (siehe **Tab. 10-9**). Die Aufteilung nach verschiedenen Erzeugnisformen ist hier direkt auf die Anwendungen in der Kerntechnik abgestellt und etwas anders als in ASME:

- M 4102: geschmiedete oder gewalzte Teile (Alloys 600, 690, 750 und 718)
- M 4103: heiß gewalzte Bleche (nur Alloy 600)
- M 4104: gewalzte Stangen aus Alloy 750 für Bolzen und Stifte der RDB-Einbauten
- M 4105: DE-HR aus Alloy 690
- M 4106 – 4109: geschmiedete oder gewalzte Teile, heiß gewalzte Bleche, heiß stranggepresste Rohre und Stangen (alles Alloy 600).

Im Paragraph 1 jedes Abschnittes werden hier, im Unterschied zu ASME und KTA, auch die Erschmelzungsarten festgelegt. In allen Abschnitten mit Ausnahme von M 4104 wird ein Aufschmelzen im Elektroinduktionsofen gefordert, in M 4104 speziell im Lichtbogen- oder Induktionsofen unter Vakuum. Umschmelzen im Elektroschlacke- oder Vakuum-Lichtbogen-Verfahren ist möglich, in M 4105 wird dies für DE-HR zur Verbesserung der Reinheit und Homogenität sogar gefordert. In M4104 wird in jedem Falle ein zusätzliches Umschmelzen im Elektroschlacke- oder einem Vakuum-Verfahren gefordert.

Es fällt auf, dass hier Alloy 600 nicht (mehr) für DE-HR vorgesehen und durch den Werkstoff Alloy 690 ersetzt worden ist, der in der Ausgabe von 1993 noch nicht enthalten war. Zusätzlich findet sich in der Ausgabe 2000 des RCC-M für Alloy 600 und Alloy 750 der Hinweis auf das Risiko des Auftretens von ISpRK bei Temperaturen oberhalb 250 °C.

Bezüglich der chemischen Zusammensetzung für Alloys 600 und 690 bedeuten die Anforderungen des RCC-M geringfügige Einschränkungen innerhalb der von ASME zugelassenen Schwankungsbreiten. Dies betrifft die Elemente C, S, Cr, Ti und Al (siehe **Tab. 10-4**). Dabei wird der Kohlenstoffgehalt nicht nur auf niedrigere Maximalwerte eingegrenzt, sondern auch eine Untergrenze angegeben. Die Untergrenze für den Chromgehalt für Alloy 690 wurde von 27% auf 28% angehoben. In den Spezifikationen der EDF war auch eine entsprechende Anhebung der Untergrenze für den Chromgehalt für Alloy 600 von 14% auf 15,5% speziell für DE-HR festgelegt worden /DON 88/. Diese schlägt sich allerdings in der Ausgabe 2000 des RCC-M nicht nieder, da dieser nur noch Alloy 690 für diese Anwendung vorsieht. Während die Einschränkungen bzgl. der Gehalte an S, Ti und Al wahrscheinlich auf die Verminderung der Neigung zur Rissbildung beim Schweißen abzielen (siehe **Abschnitt 2.3**), sollen die Einschränkungen für C und Cr vermutlich die Neigung zu ISpRK vermindern (siehe **Abschnitt 3.2.1 und 3.2.2**).

Für die Schweißzusatzwerkstoffe zitiert der RCC-M in Sektion IV („Welding“) direkt die US-amerikanischen Spezifikationen AWS A 5.11 (für Alloy 182), AWS A 5.14 (für Alloy 82), UNS N06052 (für Alloy 52) und UNS W 86 152 (für Alloy 152) /AFC 00d/. Trotzdem werden auch hier bei der chemischen Zusammensetzung die nach ASME zugelassenen Schwankungsbreiten teilweise noch etwas eingeschränkt (siehe **Tab. 10-6**). Auch die Anwendungsbereiche der verschiedenen Schweißzusatzwerkstoffe werden in RCC-M stärker eingeschränkt: Die beiden nicht ummantelten Elektrodenwerkstoffe Alloy 82 und 52 werden nur für das Schweißverfahren WIG (Wolfram-Inert-Gas) spezifiziert. Dieses kann angewendet werden für Verbindungsnahte (Wurzellagen, Pufferung oder die ganze Naht), Dichtnahte und Plattierungen. Außerdem existiert für den Werkstoff Alloy 82 noch eine zweite Spezifikation für die Banelektroden für automatische Unter-Pulver-Schweißplattierungen. Während letztere im Vergleich zu ASME deutlich niedrigere Obergrenzen für die Elemente Si und P vorschreibt, stellen alle anderen Abweichungen nur geringfügige Einschränkungen von den Vorgaben des ASME bzgl. der Gehalte an Si, P, S, Nb und Ta dar. Für Kobalt wird, offensichtlich aus Strahlenschutzgründen, durchgängig ein etwas niedrigerer Maximalwert von 0,1% festgelegt.

Angaben für die Wärmebehandlung der Grundwerkstoffe finden sich in den **Tab. 10-7** und **Tab. 10-8**. Für die Schweißungen wird auf die Behandlung der hochlegierten Chrom- und Chrom-Nickel-Stähle verwiesen, die ein Vorwärmen zwischen 150 °C und 300 °C vorschreiben. Die eigentliche Wärmebehandlung würde in der Qualifizierung des Schweißverfahrens festgelegt, für die der RCC-M nur die Vorgehensweise vorgibt.

4.3 KTA

Grundwerkstoffe: In KTA 3201.1 /KTA 98/, Werkstoffanhang A, wird als Nickellegierung nur Alloy 600 angesprochen. Die Anforderungen an Alloy 600 gelten jedoch einzig und allein für die Erzeugnisform Dampferzeuger-Heizrohre. Praktisch dürften diese Anforderungen keine große Rolle gespielt haben, da in Deutschland diese Legierung für diese Erzeugnisform nur in den Anlagen KWO und KMK eingesetzt wurde, und damit vor dem Erscheinen der ersten Fassung des Werkstoffanhangs der Regel im Jahre 1982. Da in Anlagen des Hersteller Siemens für Dampferzeuger-Heizrohre die Legierung Alloy 800 bzw. X2 NiCrAlTi 32 20 eingesetzt wurde, ist diese in den **Tab. 10-3** und **Tab. 10-4** zum Vergleich mit angegeben. Es handelt sich dabei jedoch um eine Eisenlegierung, also einen besonders hoch legierten, austenitischen Stahl. Die alternative Legierung für DE-HR, Alloy 690, hat keinen Eingang in KTA gefunden.

Anforderungen an die Nickellegierungen Alloy 600, 718 und 750 für RDB-Einbauten in den Erzeugnisformen Blech, Stab, Band, Draht, Schmiedestück und Rohr finden sich in KTA 3204 /KTA 08/, Werkstoffanhang W2; siehe **Tab. 10-3** und **Tab. 10-5** für die zugelassenen Erzeugnisformen. Diese Werkstoffe sind entsprechend den dortigen Festlegungen für Bauteile innerhalb des Reaktordruckbehälters jedoch ohne weitere Überprüfung nur dann zulässig, wenn diese an Konstruktionsstellen und in Erzeugnisformen eingesetzt werden, bei denen eine positive Betriebserfahrung vorliegt.

Bezüglich der chemischen Zusammensetzung sind die Anforderungen für Alloy 600 in KTA 3204 identisch mit denen in KTA 3201.1. Diese unterscheiden sich von denen nach ASME II nur durch einen niedrigeren Maximalwert für Kohlenstoff und zusätzlich spezifizierte Werte für P, Co, Ti und Al. Für die anderen Legierungen sind die Anforderungen praktisch identisch bis auf zusätzlich spezifizierte Werte für Phosphor und deutlich niedrigere Maximalwerte für Kobalt.

Wärmebehandlung: Die Vorgaben zur Wärmebehandlung für die einzelnen Erzeugnisformen und den entsprechenden Festigkeiten aus KTA 3201.1 und 3204 sind in **Tab. 10-7** und **Tab. 10-8** zusammengefasst. In KTA 3204 selbst sind die Angaben zu den Festigkeiten noch nach verschiedenen Orientierungen (längs/quer/transversal) und Abmessungen der Erzeugnisformen aufgeschlüsselt. Außerdem werden dort für Alloy 600 noch Maximalwerte für die Festigkeit von 700 MPa (lösungsgeglüht) und 750 MPa (weichgeglüht) angegeben.

5 Einsatz der Nickellegierungen in KKW

Der Einsatz von Nickellegierungen variiert stark zwischen den verschiedenen Herstellern und den Anlagentypen. Daher sind hier getrennte Betrachtungen der Anlagentypen mit Hinweisen auf die verschiedenen Hersteller sinnvoll. Eine kurze Beschreibung für viele OECD-Länder gibt auch /OEC 06/. Die Einsatzbereiche der ausscheidungsgehärteten Legierungstypen in LWR umfassen im Wesentlichen Verbindungselemente und Federn für RDB-Einbauteile. Die größte Verbreitung fand dabei der Werkstoff Alloy 750.

5.1 Anlagen mit SWR

5.1.1 Ausländische Anlagen mit SWR

- Alloy 600:

Eine Beschreibung der RDB-Einbauten und der eingesetzten Werkstoffe in Anlagen des Herstellers General Electric /SHA 93/, /WAR 92/ weist folgende Teile aus Nickellegierungen aus:

- Unterstützungsblech des Kernmantels („core shroud support plate“),
 - Abdeckungen der Zugangslöcher im Unterstützungsblech des Kernmantels („baffle plate acces hole covers“), aufgeschweißt mit Alloys 182 und 82,
 - Unterstützungszylinder des Kernmantels („core support cylinder“),
 - Teile der internen Strahlpumpen (ein Diffusorring),
 - Teile der Niederhalte-Bolzen der Kernmantelabdeckung („shroud head hold-down bolts“),
 - Wärmeschutzrohr des Speisewasserverteilers („feedwater sparger“, nur in einigen Anlagen).
- Alloy 750

Niederhalte-Traversen der Strahlpumpen („jet pump hold-down beams“) in Anlagen der Hersteller GE und ABB

- Alloys 182 und 82

Die meisten Hersteller haben die Mischnähte zum Fügen von Bauteilen aus Alloy 600 mit den Schweißzusatzwerkstoffen Alloy 182 und 82 geschweißt. Die Vorgehensweisen waren im Detail jedoch unterschiedlich.

ABB Atom hat dabei die ferritischen Bauteile mit Alloy 182 im Unterpulver-Verfahren (UP) gepuffert. Bei den eigentlichen Verbindungsnahten wurde dagegen die Wurzel mit 1 bis 2 Lagen aus Alloy 82 im WIG-Verfahren gelegt und dann der Rest mit Alloy 182 im UP-Verfahren aufgefüllt. Die sicherheitstechnisch wichtigsten Anwendungen von Nickellegierungen des Typs Alloy 600 sind in SWR von ABB Atom die Vorschuhenden der RDB-Stutzen zu den austenitischen Rohrleitungen /JEN 99/, /LJU 93/.

Nach /SMI 90/ wurde in den Mischnähten der SWR vom Hersteller General Electric (GE) Alloy 182 sowohl für die Pufferung als auch für die Verbindungsnaht verwendet. Diese sind in einigen Fällen als Vorschuhenden vollständig in der Werkstatt gefertigt und anschließend wärmebehandelt worden. In anderen Fällen sind nur die Pufferungen in der Werkstatt gefertigt und wärmebehandelt worden während die Verbindungsnaht vor Ort ohne Wärmebehandlung durchgeführt wurde.

5.1.2 Deutsche Anlagen mit SWR

- Druckführende Komponenten des Wasser-Dampf-Kreislaufs

In deutschen Anlagen mit SWR sind Nickellegierungen nur in sehr geringem Umfang eingesetzt worden. Insbesondere sind die meisten Mischnähte mit austenitischen Schweißzusätzen gefertigt worden. Ausnahmen sind /JEN 07/:

- Stutzen der Zwangsumwälzpumpen einiger Anlagen der Baulinie 69, die aus Alloy 600 gefertigt und mit Alloy 182/82 von innen stumpf auf den RDB-Boden aufgeschweißt worden sind,
- innere Hülsen der Pumpenstutzen aus Alloy 600 einiger Anlagen der Baulinie 69,
- einige der Mischnähte an Stutzen der Frischdampfleitung (Anschluss TH und TC-System) einer Anlage der Baulinie 69, die mit Alloy 182 geschweißt wurden, wobei teilweise die Wurzel aus Alloy 82 bestand, und

- einige Mischnähte im Speisewassersystem außerhalb der druckführenden Umschließung, welche im Rahmen von Austauschmaßnahmen mit Alloy 82 geschweißt wurden.
 - Reaktordruckbehälter-Einbauten und Kernbauteile

Für diese Komponenten ist die ausscheidungsgehärtete Nickellegierung Alloy 750 (auch Inconel X-750) in deutschen Anlagen für Bolzen, Stifte, Federn und Schrauben eingesetzt worden. Wie in /REC 01/ aus einer Quelle des Herstellers zitiert, waren dies insbesondere:

- Tellerfedern von Dampftrocknern und Speisewasserverteilern,
- Schraubenfedern und Muttern von Dampfabscheidern,
- Schraubenfedern, Distanzstücke und Führungsstifte als Verbindung mit dem oberen und unteren Kerngerüst,
- Schraubenfedern, Schrauben und Blattfedern der Brennelemente,
- Schraubenfedern und Kugeln der Steuerstabführungseinsätze,

sowie Passfedern, Klauen und Tellerfedern der Steuerstabantriebe.

Die Betriebserfahrung mit diesem Werkstoff ist bereits in /REC 91/ beschrieben worden.

5.2 Anlagen mit DWR

5.2.1 Ausländische Anlagen mit DWR

- Druckführende Umschließung

Einen ersten Überblick über Einbauorte in DWR gibt **Abb. 11-1** wieder. Die Verwendung von Alloy 600, 82 und 182 in amerikanischen Anlagen mit unterschiedlichem Primärkreisdesign ist in **Abb. 11-2** bis **Abb. 11-4** dargestellt. Framatome hat nach /AMZ 02/, /MON 00/ die ferritischen RDB-Stützen bis auf 3 Anlagen ansonsten immer mit austenitischen Werkstoffen gepuffert (Typen A 308 oder 309) und die Vorschuhenden aus Typ 316L gefertigt. In 3 neueren Anlagen wurden die ferritischen Stützen mit Alloy 82 gepuffert. Außerdem sind insgesamt 17 Stützen, alle im heißen Strang, noch bei der Fertigung auf der Baustelle mit Alloy 182 repariert worden. Die Schweißnähte wurden außen und innen bearbeitet und in mindes-

tens 2 Durchgängen bei 610 °C spannungsarm gegläht. Die Schweißnähte werden alle 10 Jahre mit Röntgenverfahren und Wirbelstrommessungen geprüft. Die mit Alloy 182 reparierten Nähte wurden Sonderprüfungen mit Wirbelstrommessungen unterzogen.

Weitere Teile aus Nickellegierungen in den französischen Anlagen: Die Durchführungen durch den RDB im Deckel (Steuerstab-Stutzen) und Boden (Kerninstrumentierungs-Stutzen) sind aus Alloy 600 und mit Alloy 182 gepuffert und geschweißt ebenso wie die innen auf den RDB aufgeschweißten Pratten zur Unterstützung der Kerns. Das Trennblech in der DE-Kalotte sowie dessen Vorschuhende bestehen beide aus Alloy 600 und die Schweißnähte wurden mit Alloy 182 und 82 ausgeführt. Die Plattierung des Rohrbodens auf der Primärseite besteht aus Alloy 182 und 82 /AMZ 02/.

Bei den Steuerstab-Stutzen handelt es sich um in den Deckel des Reaktordruckbehälters eingeschrumpfte Rohre aus dem Material Alloy 600, die mit dem Deckel von innen mit einer Einschweißnaht verbunden sind. Diese Schweißnaht hat sowohl Dichtheits- als auch Festigkeitsfunktion bzgl. der druckführenden Umschließung und besteht aus einer Pufferlage und einer Deckschicht, beide aus Alloy 182 /IRS 91/. Das auffallend große Schweißvolumen soll eine ausreichende Lastabtragung auch mit einer größeren Toleranz gegenüber Schweißfehlern gewährleisten /JEN 92/. Diese Konstruktion war ursprünglich von Westinghouse eingeführt und von den meisten anderen westlichen Herstellern von Druckwasserreaktoren mit Ausnahme von Siemens übernommen worden. Daher liegen bei einem Großteil der Druckwasserreaktoren weltweit sehr ähnliche Konstruktionen vor.

Uddcomb Schweden AB hat die RDB der DWR-Anlage in Ringhals hergestellt und dabei sowohl die Puffer- als auch die Verbindungsnaht der RDB-Stutzen mit den Vorschuhenden mit Alloy 182 geschweißt /JEN 02a/.

- RDB-Einbauten

Neben einigen Teilen aus Alloy 600 finden sich unter den Kerneinbauten von Anlagen US-amerikanischer Hersteller auch einige Verbindungselemente und Federn aus Alloy X-750 /SHA 93/. Darunter sind z.B. in Anlagen von Westinghouse und Combustion Engineering die Pratten der Kernunterstützung („core support pads“ bzw. „support M“ bei Framatome) und der Kernführungsring („radial support ring“).

- Brennelemente

Brennelement-Niederhaltefedern sind entweder als Spiralfedern oder Blattfedern ausgebildet und häufig aus dem Werkstoff Alloy 718 hergestellt (Hersteller Westinghouse, „Mark B“ für BE mit Spiralfedern) /HAY 87/, /JAC 02/.

Die Bolzen für die Fixierung der Brennelement-Niederhaltefedern (Blattfedern) für die Brennelement-Typen des Herstellers Westinghouse wurden hier aus Alloy 600 als Schraubwerkstoff gefertigt /IYE 02/, /JAC 02/.

5.2.2 Deutsche Anlagen mit DWR

- Druckführende Komponenten des Primärkreises

Außer im KWO wurde Alloy 600 in deutschen Anlagen wenig eingesetzt, da Siemens weitgehend auf Nickellegierungen verzichtet hat. Stattdessen wurden austenitisch plattierte Bauteile oder direkt austenitische Chrom-Nickel-Stähle eingesetzt. Für DE-HR wurde der Werkstoff Alloy 800, eine Eisenlegierung mit mehr als 20 % Chrom und nur etwa 34 % Nickel verwendet. In KWO, der einzigen Anlage mit DE-HR aus Alloy 600, wurden die DE nach mehreren Leckagen schon 1983 gegen solche mit Heizrohren aus Alloy 800 ausgetauscht. Auch in deutschen Anlagen wurden jedoch Alloy 182 und 82 in Ferrit/Austenit-Mischnähten verwendet. In vielen Fällen sind diese Mischnähte von innen mit austenitischem Chrom-Nickel-Schweißgut überplattiert worden, in den anderen Fällen wird jedoch Alloy 182 mit Heißwasser benetzt /JEN 07/.

- Reaktordruckbehälter-Einbauten und Kernbauteile

In einigen wenigen älteren Anlagen wurde für Befestigungselemente auch Alloy 600 eingesetzt. Ansonsten kam – wie auch in SWR – für eine Reihe von Befestigungselementen und Federn neben austenitischen Werkstoffen jedoch häufiger Alloy 750 zum Einsatz. Wie in /REC 01/ aus einer Quelle des Herstellers zitiert, waren dies insbesondere:

- Tellerfedern zur Niederhaltung von Brennelementen,
- Brennelement-Zentrierstifte am oberen und unteren Kerngitter,
- Kernumfassungs- und Kernbehälter-Schrauben,

- sowie Schraubenfedern in den Steuerelement-Antrieben.

Der ebenfalls ausscheidungsgehärtete Werkstoff Alloy 718 wurde in deutschen Anlagen zeitweise für Brennelement-Abstandshalter und/oder für Abstandshalter-Federn eingesetzt. Die Betriebserfahrung mit diesen Werkstoffen ist bereits ausführlich in /REC 91/ beschrieben worden.

6 Rissbildung durch ISpRK in SWR und DWR

Von den Vorkommnissen mit Leckagen sind bisher überwiegend DWR betroffen. Diese Vorkommnisse traten insbesondere an Druckhalter- und RDB-Durchführungen und Dampferzeuger-Heizrohren auf. Dabei spielt der Werkstoff Alloy 600 eine dominante Rolle. Erst durch Vorkommnisse durch Rissbildungen in Schweißgütern des Typs Alloy 182/82 in den Jahren 2000/2001 wird das Augenmerk stärker auf diese Werkstoffe gerichtet.

6.1 Befunde in SWR

Nach Untersuchungen des EPRI und Hall et al zitiert in /JEN 99/ zeigte sich Alloy 182 empfindlich gegen ISpRK in SWR, aber nicht Alloy 82. Dies entspricht auch den Laborversuchen, die in Alloy 82 nur sehr begrenzte Rissbildungen ergaben.

Nach /REC 01/ hat es schon früh Schäden an Schweißnähten aus Alloy 182 in SWR von GE gegeben.

- Mischnähte an den RDB-Stützen

Nach /SMI 90/ wurden an den Mischnähten der RDB-Stützen mit den austenitischen Rohrleitungen schon zahlreiche axiale Risse und in einigen Fällen auch umlaufende Risse /NRC 90/ im Schweißgut aus Alloy 182 gefunden, die teilweise bis in den ferritischen Grundwerkstoff hineinlaufen und die in mindestens zwei Fällen auch wanddurchdringend waren (Chinshan-1 und -2, 1986 und 1987). Diese Mischnähte wurden häufig auf der ferritischen Behälterseite mit Alloy 182 als „Safe End“ gepuffert und die Verbindungsnaht ebenfalls mit Alloy 182 oder auch mit Alloy 82 oder austenitisch geschweißt. Nicht in allen Fällen wurde das Safe End mit dem RDB spannungsarm geglüht, sondern teilweise auf der Baustelle gefertigt. Es wird aber auch davon ausgegangen, dass die Temperatur der Spannungsarm-Glühung für eine effektive Erniedrigung der Eigenspannungen in Alloy 182 zu niedrig ist und daher erhebliche Eigenspannungen in der Schweißnaht verbleiben. Es gingen jedoch keine Rissbildungen von Alloy 82 aus, so dass dieser Werkstoff nicht als anfällig für ISpRK in SWR gilt und auch für die Reparaturen mit dem WIG-Verfahren (englisch „TIG“) eingesetzt wurde /SMI 90/.

- Steuerstabstützen von Hamaoka-1 /IRS 03/

Ein Riss in der Einschweißnaht des Steuerstabstützens im RDB-Boden konnte als Ursache für eine kleine Leckage identifiziert werden. Anhand einer herausgeschnittenen Probe wurde ein interkristalliner Rissverlauf mit Verzweigungen sowohl im Schweißgut als auch im Grundwerkstoff des Stützens nachgewiesen. Als Ursache wird interkristalline Spannungsrisskorrosion im Schweißgut aus Alloy 182 angenommen.

- Kerntragstruktur (core shroud support) in Tsuruga-1

Hier ist neben der Tragstruktur aus Alloy 600 vor allem deren Anschweißnaht an die RDB-Wand aus Alloy 182 und 82 von ISpRK betroffen. Bei diesem Ereignis wurden Eigenspannung als Ursache für die Schäden angenommen /NAK 02/.

- Barsebäck-2 (Schweden)

In dieser Anlage des Herstellers ABB-Atom (600 MW_{el}, Inbetriebnahme 1977) wurde ein Riss in einer Schweißnaht innerhalb der Treibwasserschleife gefunden. Dabei handelt es sich um die Mischnaht zwischen der Verbindungsnaht der Venturidüse aus austenitischem Stahl mit der ferritischen, innen austenitisch plattierten Rohrleitung. Schweißnaht und Pufferung sind mit Alloy 182 gefertigt worden. Der Riss verlief vom Schweißgut bis in den austenitischen Grundwerkstoff hinein. Metallographische Untersuchungen ergaben mehrere, teilweise nicht dokumentierte Reparaturschweißungen an dieser Stelle, die zu erheblichen Eigenspannungen geführt haben /GOT 99/.

- Brennelementkasten-Befestigungsschrauben aus Alloy 750 in Anlagen von Siemens/KWU

In den Anlagen KKI-1 und KKB wurden beim Brennelementwechsel eine bzw. mehrere lose Kastenbefestigungen bemerkt, verursacht durch gebrochene Befestigungsschrauben aus Alloy 750. Nähere Untersuchungen ergaben, dass interkristalline Risse an der Stelle der höchsten Spannungskonzentration, d. h. der Bohrung in der Schraube für einen Sicherungsstift starteten und sich über den gesamten Querschnitt ausbreiteten. Nach Angaben des Herstellers ist die Wärmebehandlung der betroffenen Schrauben für den Erstkern des Kraftwerkes Brunsbüttel nicht spezifikationsgerecht durchgeführt worden. Diese habe im Temperaturbereich von 800 - 900 °C stattgefunden, was eine erhöhte Anfälligkeit für ISpRK zur Folge habe. Die zwischenzeitlich optimierte Wärmebehandlung sollte bei 980 °C

durchgeführt werden. Dies war allerdings bei der im KKI-1 gebrochenen Schraube der Fall, weshalb auch weitere Abhilfemaßnahmen getroffen wurden (siehe auch Vorkommnisse in DWR in **Abschnitt 6.2.6**) /WLN 84/.

- Fußstückdichtungsfedern aus Alloy 718 an Brennelementen im KRB-II C

Eine hohe Spannungskonzentration durch scharfe Biegung der Federn mit einem neuen Werkzeug wurde für gebrochene Fußstückdichtungsfedern aus Alloy 718 an Füßen von Brennelementen im KRB-II-C (SWR) verantwortlich gemacht. Diese Federn haben jedoch keine Haltefunktion, sondern sollen den Zwischenraum zwischen Brennelement-Kasten und -Fuß abdichten und damit Bypassströme vermindern /GRS 99/.

6.2 Befunde in DWR

6.2.1 Dampferzeuger-Heizrohre

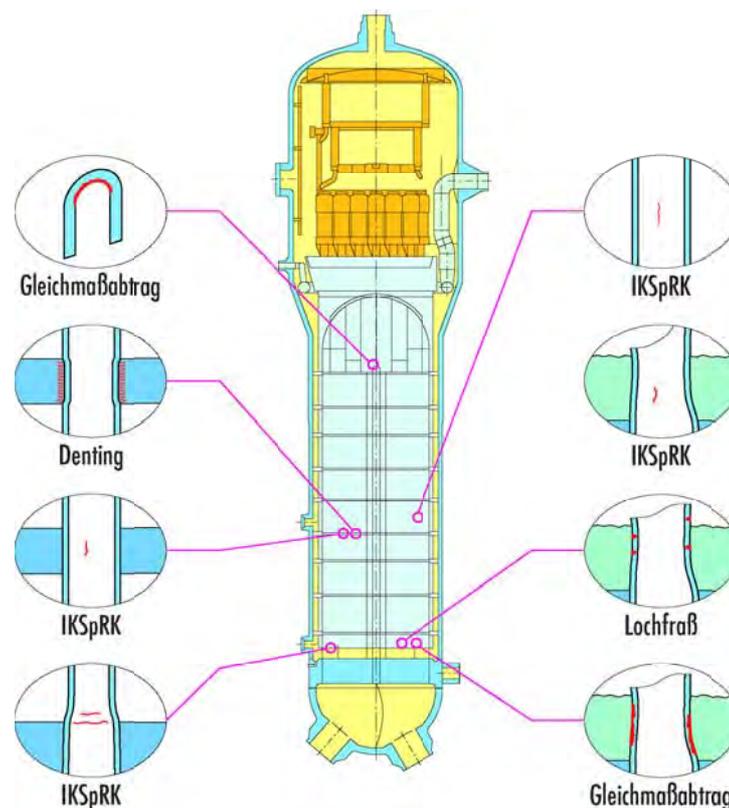


Abb. 6-1 Sekundärseitige Schäden an ausländischen DE-Heizrohren (Beispiele)

Die Dampferzeuger-Heizrohre von DWR wurden ursprünglich bei praktisch allen Anlagen von US-amerikanischen Herstellern und deren Lizenznehmern aus Alloy 600 gefertigt. Die zahlreichen Schäden an den DE-HR aus Alloy 600 führten zu einigen Störfällen, großem Prüfaufwand, einer großen Zahl von vorsorglich verschlossenen Heizrohren und schließlich auch zum Austausch einer großen Zahl von DE weltweit. Die Austausch-DE wurden in den meisten Fällen mit Heizrohren aus dem Werkstoff Alloy 690, in einigen Fällen auch aus Alloy 800 ausgestattet. Sicherheitstechnisch und vor allem auch ökonomisch stellt dies weltweit das wohl gravierendste werkstoffbedingte Problem in DWR dar. Entsprechend wird die Zahl der Untersuchungen und Veröffentlichungen zum Korrosionsverhalten von Nickellegierungen in Heißwasser vom Werkstoff Alloy 600 dominiert.

Jedoch spielen hier außer ISpRK auch noch andere Schädigungsmechanismen eine Rolle (siehe **Abb. 6-1**). Für deutsche Anlagen sind die für Alloy spezifischen Mechanismen nicht mehr relevant, da dieser als Werkstoff für DE-Heizrohre nur in KWO in den später ausgetauschten DE vorhanden war.

6.2.2 Druckhalterstutzen

Die ersten Risse an Stutzen im Primärkreis traten am Druckhalter auf, teilweise schon nach sehr kurzen Betriebszeiten. Aufgrund der durchgeführten Untersuchungen wurden in allen Fällen Spannungsrisskorrosion an Heißwasser als Ursache für die Rissbildung angenommen. Der Druckhalter stellt die heißeste Komponente im Primärkreis eines DWR dar. Damit entspricht qualitativ die zeitliche Abfolge – zuerst Rissbildung an Stutzen am Druckhalter und erst nach längerer Betriebszeit an anderen Stutzen innerhalb des Primärkreises von DWR – der angenommenen Temperaturabhängigkeit der Inkubationszeit für die Rissbildung (siehe **Abschnitt 3.4.1**).

- Instrumentierungsstutzen / USA (1986 und später)

An einem Druckhalter-Instrumentierungsstutzen der Anlage San Onofre-3 (DWR von CE mit 1100 MW_{el}, Inbetriebnahme 1984) trat eine kleine Leckage auf. Der etwa 16 mm lange Riss war an der Innenseite des Stutzens entstanden und verlief in axialer Richtung. Möglicherweise war er bis in das Schweißgut aus Alloy 182 hineingelaufen. 1989 trat an der Reparaturschweißnaht aus Alloy 182 erneut eine Leckage auf /NRC 90/, /PAT 02/.

In der Anlage St. Lucie-2 waren 1987 vorsorglich vier Stutzen im Dampfraum des Druckhalters ausgetauscht worden, da es sich um Werkstoff aus derselben Charge handelte, in der in San Onofre Risse gefunden worden waren. 1993 zeigten alle diese vier Austausch-Stutzen Leckagen durch Axialrisse aufgrund von ISpRK. Alle vier Stutzen wurden daher durch solche aus dem Werkstoff Alloy 690 ersetzt. An einem dieser Stutzen trat 1994 erneut eine Leckage auf. In diesem Fall war jedoch ausschließlich das Schweißgut aus Alloy 182 betroffen. In der Folge wurden die vier oben schon genannten und weitere Austauschstutzen aus Alloy 690 mit dem Schweißzusatzwerkstoff Alloy 52 geschweißt /BOG 96/.

Eine Auswertung aller meldepflichtigen Ereignisse in den USA (Stand 2003) mit Leckagen von borsäurehaltigem Kühlmittel in /HOW 02/ zeigt, dass neben den drei oben genannten Fällen noch Leckagen an Druckhalter-Instrumentierungsstutzen in sechs weiteren Anlagen auftraten. Insgesamt waren in sieben von neun Fällen Anlagen des Hersteller CE betroffen. Die meisten Leckagen traten nach mehr als zehn Jahren Betriebszeit auf.

- Instrumentierungsstutzen / Frankreich (1989)

Beim Drucktest nach dem ersten Zyklus wurden in zwei französischen 1300 MW-Anlagen (Hersteller Framatome, Inbetriebnahme 1988 bzw. 1989) geringe Leckagen an Druckhalter-Durchführungen anhand von Borsäurespuren entdeckt. Es handelt sich dabei jeweils um einen Instrumentierungsstutzen: einen zur Temperaturmessung in Cattenom-2 und einen für die Füllstandsmessung in Nogent-1. Daraufhin durchgeführte Prüfungen an fünf weiteren Anlagen des gleichen Typs ergaben insgesamt 12 befundbehaftete Stutzen.

In den Anlagen dieses Typs hat jeder Druckhalter insgesamt 11 Instrumentierungsstutzen, die in Behälterbohrungen eingewalzt und innen mit der austenitischen Plattierung verschweißt sind. Die Risse gehen von der Schweißnaht mit der Plattierung aus und verlaufen grundsätzlich axial, jedoch sind auch einige Verzweigungen in Umfangsrichtung entdeckt worden /IRS 89/, /NRC 90/.

Die Durchführungen an den Druckhaltern der 1300 MW-Anlagen wurden nach provisorischen Reparaturen schließlich gegen solche aus dem Werkstoff Alloy 690 ausgetauscht, der als weniger anfällig gegen SpRK gilt. Die entsprechenden Durchführungen der 900 MW-Anlagen wurden aus austenitischem Chrom-Nickel-Stahl gefertigt und waren von der Rissbildung nicht betroffen /ASN 01/, /IRS 89/.

- Heizungsdurchführungen / USA (1989 und später)

In der Anlage Calvert Cliffs-2 (DWR von CE mit 900 MW_{el}, Inbetriebnahme 1977) wurden Leckagen an 20 Heizungsdurchführungen und an einem Instrumentierungsstutzen des Druckhalters entdeckt. Daraufhin durchgeführte zerstörungsfreie Prüfungen an allen 28 Heizungsdurchführungen ergaben 24 mit Rissbefunden, inklusive derer mit Leckage. Bei diesen Durchführungen handelt es sich um durchgesteckte und innen verschweißte Stutzenrohre (englisch "thermal sleeves"), durch die die Heizstäbe geführt werden. Alle Risse verliefen in axialer Richtung und befanden sich in einem Bereich, der vor oder nach dem Einschweißen der Stutzen ausgebohrt worden war, um die Heizstäbe besser durchstecken zu können. Durch die Kühlmittel-Leckage war auch ferritischer Grundwerkstoff des Druckhalters durch Borsäurekorrosion abgetragen worden. 1998 trat an einer Reparaturschweißnaht aus Alloy 182 erneut eine Leckage auf. Diese wurde mit Alloy 152 repariert /HOW 02/, /NRC 90/, /PAT 02/.

Eine Auswertung aller meldepflichtigen Ereignisse in den USA (Stand 2003) ergab insgesamt sieben Fälle mit Leckagen an den Heizungsdurchführungen der Druckhalter, die sich alle in Anlagen des Herstellers CE ereigneten. Der erste war schon nach sieben Betriebsjahren in der Anlage Arkansas Nuclear One-2 aufgetreten, die anderen erst nach mindestens 12 Betriebsjahren /HOW 02/.

- Safe End und Mischnähte in großen DH-Stutzen

Ein Umfangsriß an dem Safe End des Stutzens eines motorbetriebenen Druckhalter-Ventils in der Anlage Palisades (DWR von CE mit 800 MW_{el}, Inbetriebnahme 1971) führte zu einer Leckage. Der Riss war auf der Innenseite im Grundwerkstoff nahe der Schweißnaht gestartet und hatte sich dann entlang der Schmelzlinie mit vielen Verzweigungen in den Grundwerkstoff fortgesetzt. Er hatte innen eine Länge von 60 mm bei einem Durchmesser der Leitung von 100 mm. Außen waren 6 nicht zusammenhängende Risse mit jeweils etwa 12 mm Länge zu sehen, die sich insgesamt über etwa 30 % des Umfangs erstreckten /PAT 02/.

- Neuere Fälle an Mischnähten in großen DH-Stutzen

Wolf Creek/USA: Betroffen waren Mischnähte aus Alloy 82/182 an DH-Stutzen zu den Leitungen der Sicherheits- und Druckentlastungsventilen. Es befanden sich jeweils Risse in Umfangsrichtung (siehe **Abb. 6-2** und **Abb. 6-3**) teilweise mehrere oder bis über 180° umlau-

find mit einer Tiefe von 25 % der Wanddicke und mehr /LUP 06/. Für zwei der betroffenen Schweißnähte waren Reparaturschweißungen dokumentiert.

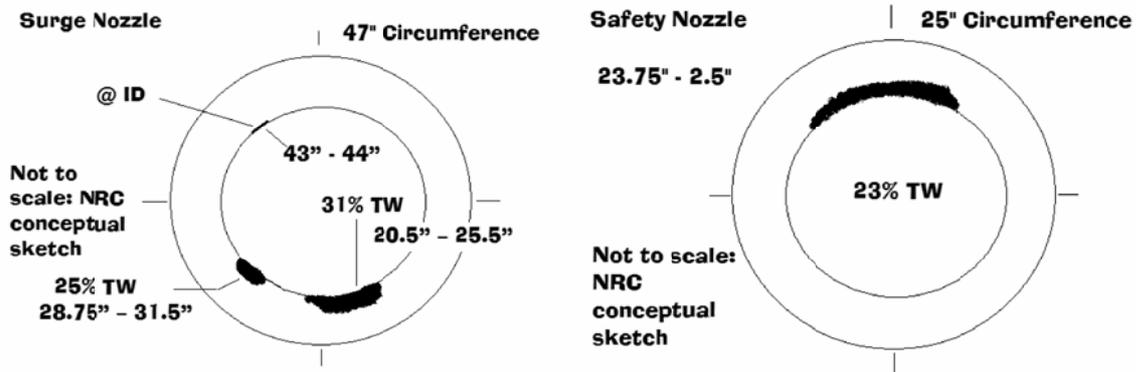


Abb. 6-2 Skizzen der Umfangsrisse in den Schweißnähten der Ansatzrohre für die Druckhalter- bzw. Sicherheitsleitung von Wolf Creek /LUP 06/

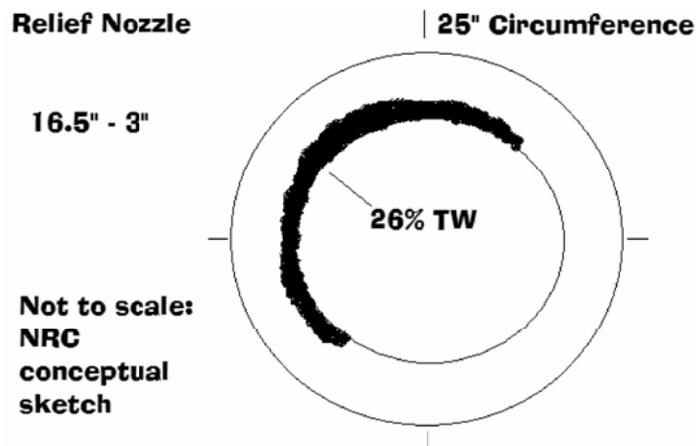


Abb. 6-3 Skizzen des Umfangsrisses in der Schweißnaht des Ansatzrohres für die Druckentlastungsleitung von Wolf Creek /LUP 06/

Tsuruga-2 (Sept./Okt. 2003) /IRS 04/: Es wurden Risse in den Mischnähten an den DH-Stützen zu einem Sicherheits- und einem Druckentlastungsventil gefunden. Ein Riss war wanddurchdringend, wobei alle Risse nur axial und innerhalb des Schweißguts („Alloy 600 type“) verliefen. Für beide Schweißnähte waren Reparaturschweißungen nachweisbar.

6.2.3 Stutzen im Deckel des Reaktordruckbehälters

Die Schäden an diesen Stutzen und die entsprechenden Untersuchungen sind bereits in /JEN 02/ ausführlich beschrieben worden. Hier wird eine zusammenfassende Darstellung der Historie der Befunde und Vorkommnisse mit einer exemplarischen Beschreibung der jeweils ersten Entdeckung der verschiedenen Schadenstypen gegeben. Dabei handelt es sich um den häufigsten Fall der vorwiegend axialen Risse im Bereich der Einschweißnaht (Bugey-3), der Bildung von Umfangsrissen oberhalb der Einschweißnaht von außen (Oconee Nuclear Station-3), Rissbildung in allen Richtungen mit Kornzerfall als Sonderfall (Zorita) und schließlich die Bildung besonders langer Risse mit größeren Leckraten und Borsäurekorrosion am RDB-Deckel als Folge (Davis Besse).

Als Ursache für die aufgefundenen Risse wird Spannungsrisskorrosion angenommen. Für die dazu notwendigen Spannungen wird im Wesentlichen der Schweißvorgang verantwortlich gemacht, der erhebliche Eigenspannungen in das Stutzenrohr einbringt. Diese Eigenspannungen sollen zu den gefundenen axialen Anrissen an der Innenoberfläche der Stutzenrohre in Höhe der Einschweißnaht geführt haben. Dagegen handelt es sich bei den Umfangsrissen allem Anschein nach um Sekundärschäden, die durch Rissbildung von außen entstanden sind. Diese konnten erst dadurch entstehen, dass durch einen primären axialen Riss im Stutzen Kühlmittel nach außen gedrungen ist und dort in einem schmalen Spalt zwischen Deckelbohrung und Stutzenrohr oberhalb des Presssitzes anstand. Dadurch wurden die Bedingungen geschaffen, die auch zu Spannungsrisskorrosion von außen führen konnten / NRC 01a/, /NRC 01b/, /NRC 01c/, /NRC 01d /.

6.2.3.1 Vorwiegend axiale Risse im Bereich der Einschweißnaht

- Vorkommnis in Bugey-3 (1991)

Während der Druckprüfung bei 207 bar und etwa 80 °C (Betriebsdruck: 155 bar) wurde eine noch nicht genau lokalisierbare Leckage mit einer Austrittsrate von etwa 1 l/h im Bereich des RDB-Deckels durch einen Schalldetektor /SHA 94/ festgestellt. Bei weiteren visuellen Untersuchungen bei 25 bar wurde zwischen dem äußeren Rohr des Steuerelementantriebsstutzens Nr. 54, der sich im Randbereich des Deckels befindet, und dem RDB-Deckel nach außen durchsickerndes boriiertes Wasser gefunden /GOU 91/, /IRS 91/, /JEN 93/.

Zerstörungsfreie Prüfungen (Wirbelstrom-, Ultraschall-, Farbeindring- und visuelle Prüfungen) ergaben etwa 10 axial orientierte Befunde mit Längen bis zu 80 mm im Bereich der Schweißnaht /GOU 91/, /IRS 92/. Der Riss, der zur Leckage geführt hatte, ging von der Innenoberfläche des Stutzenrohres aus und hatte dort eine Länge von 50 mm und an der Außenseite eine Länge von 2 mm. Darüber hinaus reichte er etwa 2 mm in die Schweißnaht hinein. Metallographische Untersuchungen ergaben eine interkristalline Bruchfläche. An den Rissoberflächen vorhandene Oxidationsschichten zeigten, dass der Riss schon einige Zeit vor dem Drucktest existiert haben muss. Unter Betriebsbedingungen hat er aber offensichtlich nicht zu einer nennenswerten Leckage geführt /BUI 93/, /SHA 94/, /TEI 95/.

Durch die zerstörenden Prüfungen wurden auch kleine Risse in 30°- und in Umfangsrichtung gefunden, die offensichtlich durch Spannungsrisskorrosion von außen erzeugt worden waren, nachdem durch die Leckage Kühlmittel nach außen gedrungen war. Diese lagen teilweise im Grundwerkstoff des Stutzens und teilweise in der Wurzel der Schweißnaht. Ein Riss erstreckte sich über 110° des Umfangs bei einer maximalen Tiefe von 3,5 mm /JEN 93/, /TEI 95/.

Zusätzlich fand man in Schliffen senkrecht zur Stutzenachse in den verschiedenen Schweißgut-Bereichen (Puffer-, Wurzel und Fülllagen) noch zahlreiche 2-3 mm lange Risse ohne sichtbare Verbindung zu den großen Rissen und zum Kühlmittel. Möglicherweise handelt es sich dabei um Heißrisse /JEN 93/.

Diesem frühen Hinweis auf die Möglichkeit der Bildung von Umfangsrissen von außen wurde jedoch zumindest außerhalb Frankreichs lange Zeit keine Aufmerksamkeit geschenkt. Dies zeigt sich insbesondere an der Einschätzung der sicherheitstechnischen Bedeutung der Risse durch die NRC, als auch an der Ausrichtung der Ultraschallprüfungen auf axiale Fehler.

- Befunde in axialer Richtung in anderen Anlagen

Nach dem ersten Vorkommnis mit Leckage in Bugey-3 wurden in zahlreichen Druckwasserreaktoren in und außerhalb Frankreichs jeweils ein Teil oder alle Steuerstabstutzen auf ähnliche Rissbildung hin geprüft. Dabei traten an etwa 2-3 % der Stutzen weitere Befunde auf. Die meisten der in den älteren französischen Anlagen gefundenen Risse waren 3-6 mm tief und nur vereinzelt tiefer und verliefen in axialer Richtung. Bei einer Wanddicke von etwa 16 mm gefährdeten diese Risse nicht unmittelbar die Integrität des Stutzens /JEN 94/, /NRC 97/.

Wanddurchdringende Risse sind erst einige Jahre später wieder gefunden worden, wie in der belgischen Anlage Tihange-1 /IRS 98/ und den US-amerikanischen Anlagen Oconee Nuclear Station 1 (ONS-1) im November 2000 sowie Arkansas Nuclear One Unit 1 im Februar 2001 /NRC 01b/. Alle diese Risse verliefen jedoch axial innerhalb des Stutzens und konnten daher nicht direkt zu einem Abriss des Stutzens führen. Ihre sicherheitstechnische Bedeutung wurde daher als gering eingestuft.

6.2.3.2 Risse in Umfangsrichtung

Diese Einschätzung der sicherheitstechnischen Bedeutung änderte sich jedoch mit den Befunden in den US-amerikanischen Anlagen Oconee Nuclear Station 3 und 2, die im Februar bzw. April 2001 gefunden worden sind. Hier sind auch eindeutig Risse in Umfangsrichtung entdeckt worden, die potenziell zu einem Abriss des Stutzens führen könnten und denen damit eine weitaus größere sicherheitstechnische Bedeutung zukommt. Außerdem sind hier auch Stutzen in der Mitte des Deckels betroffen /LER 01/, /NRC 01a/, /NRC 01b/.

- Oconee Nuclear Station-3 / USA (Februar 2001)

Im Rahmen einer geplanten visuellen Inspektion wurden im Februar 2001 im Block 3 der Anlage Oconee Nuclear Station nach vorher durchgeführter Reinigung des Deckels geringe Mengen von Borsäurekristallen (einige zehn cm³) an 9 von insgesamt 69 Steuerstabdurchführungen entdeckt. Dabei waren auch Stutzen in der Mitte des Deckels betroffen. Daraufhin durchgeführte Ultraschallprüfungen ergaben insgesamt 47 Rissanzeigen an diesen 9 Stutzen. Diese wurde alle entweder als axiale Risse im Grundwerkstoff des Stutzenrohres im Bereich der Stutzen-Einschweißnaht oder als Risse in Umfangsrichtung am unteren freien Ende des Stutzenrohres, also unterhalb der Schweißnaht, interpretiert /NRC 01a/, /ROB 02/.

An den Stutzen mit Leckage wurden nach der Schweißreparatur Farbeindringprüfungen durchgeführt. Dabei zeigten sich an zwei Stutzen auch Risse in Umfangsrichtung oberhalb der Schweißnaht. Außerdem konnte festgestellt werden, dass einige der Risse auch in der Einschweißnaht initiiert und von dort in den Grundwerkstoff des Stutzenrohres eingedrungen waren. Metallographische Untersuchungen an den Umfangsrissen ergaben, dass es sich dabei um interkristalline Rissbildung von außen handelte, entlang der Schweißnahtkontur. Beide Risse erstreckten sich über einen erheblichen Teil des Umfangs (120° und 150°) und waren bereits wanddurchdringend; in einem Fall war an der Innenseite des Stutzens jedoch erst ein kleines Loch entstanden /MRP 01/, /NRC 01a/.

Die vorher durchgeführten Ultraschall- und Wirbelstromprüfungen hatten an dieser Stelle Anzeigen mit ungewöhnlicher Charakteristik ergeben, die jedoch nicht als Risse interpretiert worden waren. Eine Nachüberprüfung ergab, dass diese Fehlinterpretation durch die Rissorientierung im Verhältnis zur Einschallrichtung zustande gekommen war /MRP 01/.

Diese neuen Befunde veranlassten die US NRC dazu, ein Bulletin herauszugeben, in dem kurzfristig qualifizierte visuelle Prüfungen der Stutzen von außen für solche Anlagen gefordert werden, für die die Wahrscheinlichkeit der Rissbildung aufgrund der bisherigen Betriebszeit und der Betriebstemperatur des Deckels als relativ hoch eingeschätzt wird. Der durch diese Forderung erhöhte Prüfumfang in den US-amerikanischen Anlagen führte bis zum Ende des Jahres 2001 zu weiteren Befunden in einigen Anlagen. Darunter waren auch wanddurchdringende Risse in Umfangsrichtung (Crystal River-3 und Surry-2). Dabei ist auch beachtenswert, dass einige Risse im Schweißgut initiieren bzw. vollständig im Schweißgut verlaufen. /NRC 01/, /NRC 01b/.

6.2.3.3 Interkristalliner Zerfall nach Eintrag von Schwefelsäure

- Zorita/Spanien (Januar 1994)

In der ältesten spanischen Anlage Zorita, auch José Cabrera genannt, stellt sich die Situation etwas anders dar als für die anderen von Rissen an den Deckelstutzen betroffenen DWR. Bei dieser Ein-Loop-Anlage von Westinghouse mit 160 MW elektrischer Leistung (Inbetriebnahme 1969) wurden am 18. Januar 1994 bei einer visuellen Inspektion während eines Brennelementwechsels Borsäurespuren an einem Stutzen dieser Anlage entdeckt /IRS 95/.

Anschließende Prüfungen an allen 17 leeren Stutzen (d.h. ohne Thermoschutzrohr und ohne weitere Funktion) ergaben neben einem etwa 20 mm langen axialen Durchriss, der zu den entdeckten Borsäurespuren geführt hatte, weitere Anzeigen an 11 Stutzen, von denen sechs mehr als 75 % der Wanddicke durchdrungen hatten. Alle diese Risse befanden sich allerdings in den freien Enden der Stutzen oberhalb des Deckels, einem Bereich, in dem in anderen Anlagen noch gar keine Risse gefunden worden waren.

Die große Zahl der funktionslosen, oben blindgeflanschten Stutzen erklärt sich dadurch, dass der Reaktor zunächst für eine höhere Leistung konzipiert und daher mit wesentlich mehr Steuerstabstutzen ausgestattet worden war als schließlich benötigt wurden.

Weitere Prüfungen im Bereich der Einschweißnaht der Stutzen in den Deckel, wo auch in anderen Anlagen Risse gefunden worden waren, ergaben ebenfalls außergewöhnlich viele Befunde: 16 der 17 leeren Stutzen waren befundbehaftet. Bei einigen Stutzen fanden sich auch Anzeigen von umlaufenden Rissen. Anschließend wurden auch in 10 der 17 Durchführungen mit Steuerstab axiale Rissanzeigen im Bereich der Schweißnaht gefunden.

Zwei Proben sind metallographisch untersucht worden: Der Stutzen mit Durchriss oberhalb des Deckels und eine weitere befundbehaftete Probe aus dem Schweißnahtbereich eines anderen Stutzens. Dabei wurde eine Sensibilisierung des Materials festgestellt, die auf eine nicht spezifikationsgemäße Herstellung des Alloy 600 zurückzuführen sei. Die Risse seien durch interkristallinen Zerfall und interkristalline Spannungsrisskorrosion, ausgelöst durch Sulfate, entstanden. Die Anwesenheit von Sulfaten wird in Zusammenhang gebracht mit zwei Einbrüchen von Ionenaustauscher-Harz in den Primärkreis in den Jahren 1980 und 1981. Diese Harze zersetzten sich im anschließenden Betrieb, wobei unter anderem Schwefelsäure frei wurde.

Die Anwesenheit von Sulfaten und der dadurch ausgelöste interkristalline Zerfall auch im Bereich geringer Eigenspannungen weit oberhalb der Schweißnaht sowie die insgesamt sehr große Anzahl von Rissen unterscheiden diesen Fall von den Rissbildungen an den konstruktiv ähnlichen Stutzen in anderen Anlagen.

6.2.3.4 Leckage am Stutzen mit nachfolgender Borsäurekorrosion

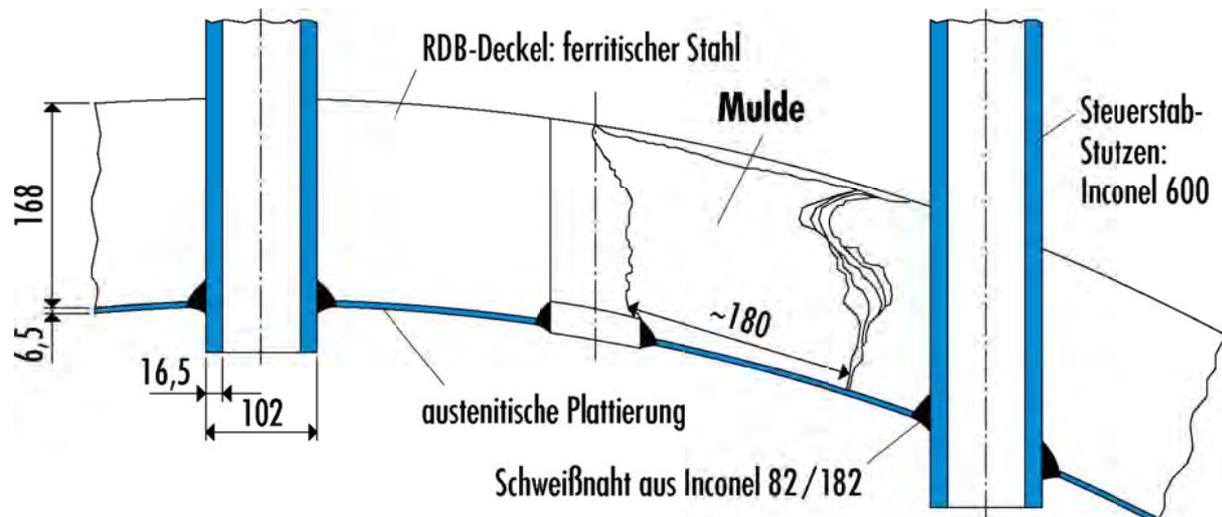
- Davis Besse/ USA (März 2002)

Neben dem Abriss des Stutzens besteht auch noch eine weitere mögliche Folgewirkung der Rissbildung durch ISpRK mit erheblicher sicherheitstechnischer Bedeutung: Längere Risse mit entsprechend größeren Leckraten können, wenn die Leckagen lange Zeit nicht abgestellt werden zur Auflösung des ferritischen Stahls des RDB-Deckels durch Borsäurekorrosion führen (siehe **Abb. 6-4**).

Ein sicherheitstechnisch bedeutsamer Schaden ist dadurch in der Anlage Davis Besse aufgetreten und im März 2002 entdeckt worden. Dort wurde durch die offensichtlich mehrere Jahre nicht identifizierte Leckage, verdeckt durch eine dicke Kruste von Borsäurekristallen, der ferritische Stahl auf einer Fläche von etwa 150 x 100 mm bis auf die Plattierung abgetragen /NRC 02/, /WLN 03b/.

Ultraschallprüfungen der insgesamt 69 Stutzen hatten Befunde an 5 Stutzen ergeben, davon waren insgesamt 10 Befunde an den drei Stutzen mit den Nummern 1, 2 und 3 wanddurchdringend. Hier waren also Stutzen im Zentrum des Deckels besonders betroffen. Die Stutzen 1 bis 5 gehörten alle einer Charge des Herstellers Babcock & Wilcox Tubular Products an, die auch in Oconee Nuclear Station-3 zum Einsatz gekommen war und sich schon dort als besonders empfindlich gegen Spannungsrisskorrosion erwiesen hatte /AIT 02/.

Abb. 6-4 Mulde im RDB-Deckel von Davis Besse durch Borsäurekorrosion



Alle diese Risse waren knapp unterhalb der Schweißnaht von außen gestartet und nach oben gewachsen. Die wanddurchdringenden Risse erstreckten sich bis zur Oberkante der Schweißnaht oder darüber. Die längsten Risse befanden sich in den Stutzen Nr. 2 und 3. Sie waren auf einer Länge von etwa 100 mm wanddurchdringend, wovon sich etwa 25 bzw. 30 mm oberhalb der Schweißnaht erstreckten. An Stutzen Nr. 2 wurde auch eine in Umfangsrichtung verlaufende Anzeige oberhalb der Schweißnaht gefunden. Auch diese Anzeige startete von außen, erreichte jedoch nur eine Tiefe von 50 % der Wanddicke /AIT 02/.

Alle fünf befundbehafteten Stutzen sollten repariert werden. Bei der Reparatur wurde eine große Mulde neben dem Stutzen Nr. 3 entdeckt, wo der ferritische Stahl durch Borsäurekorrosion auf einer Fläche von etwa 150 x 100 mm bis auf die Plattierung abgetragen worden war. Die längsten Risse hatten anscheinend zu erheblichen Leckagen geführt, die deutlich über die bisher gefundenen Leckraten hinausgingen und durch Verdampfen des Wassers und Aufkonzentration der Säure zu diesen großen Abtragsraten führen konnten. Die Leckage an Stutzen Nr. 3 hatte vermutlich schon seit mindestens vier Jahren angestanden und war durch Leckagen an mehreren Stutzenflanschen und die dadurch entstandenen Borsäurekris-

tall-Ablagerungen auf dem Deckel „verdeckt“ worden. Daher war auch eine visuelle Prüfung des Deckels von oben nur eingeschränkt möglich gewesen. Die besondere Bedeutung des Schadens, durch den die Integrität des Deckels gefährdet war, hat die NRC veranlasst, dazu ein Bulletin herauszugeben /NRC 02/.

6.2.3.5 Schlussfolgerung aus den Schäden an den Stützen im RDB-Deckel

Diese Vorkommnisse lassen mehrere mögliche Szenarien für die Schadensentwicklung durch Risse an den Stützen erkennen:

- Axiale Risse im Stützenrohr durchdringen die Wand oberhalb der Schweißnaht und führen zu einer Leckage nach außen, die zu einer neuen Rissinitiierung in Umfangsrichtung von außen am Stützenrohr oberhalb der Einschweißnaht führt.
- Axiale Risse im Stützenrohr können oberhalb der Einschweißnaht, wo die Spannungen in axialer Richtung vorherrschen, in Umfangsrichtung umgelenkt werden.
- Risse zwischen Stützenrohr und Einschweißnaht dringen zunächst vorwiegend axial nach oben vor, können sich aber im Schweißgut selbst oder im Grundwerkstoff des Stützenrohres oberhalb der Einschweißnaht in Umfangsrichtung ausbreiten.
- Längerfristige Leckagen durch wanddurchdringende Risse an den Stützen können auch zu erheblichen Schäden durch Borsäurekorrosion führen, die unter ungünstigen Umständen die Integrität des Deckels gefährden können.

Die große Anzahl der Schäden und deren potentielle sicherheitstechnische Bedeutung führten schließlich dazu, dass weltweit eine große Anzahl von kompletten RDB-Deckeln gegen solche mit Stützen aus Alloy 690 und Schweißnähten aus Alloy 152 und 52 getauscht wurden, insbesondere in Frankreich, den USA, Japan und Spanien /OEC 06/.

6.2.4 Stutzen am Boden des Reaktordruckbehälters

- South Texas-1 (USA/2003)

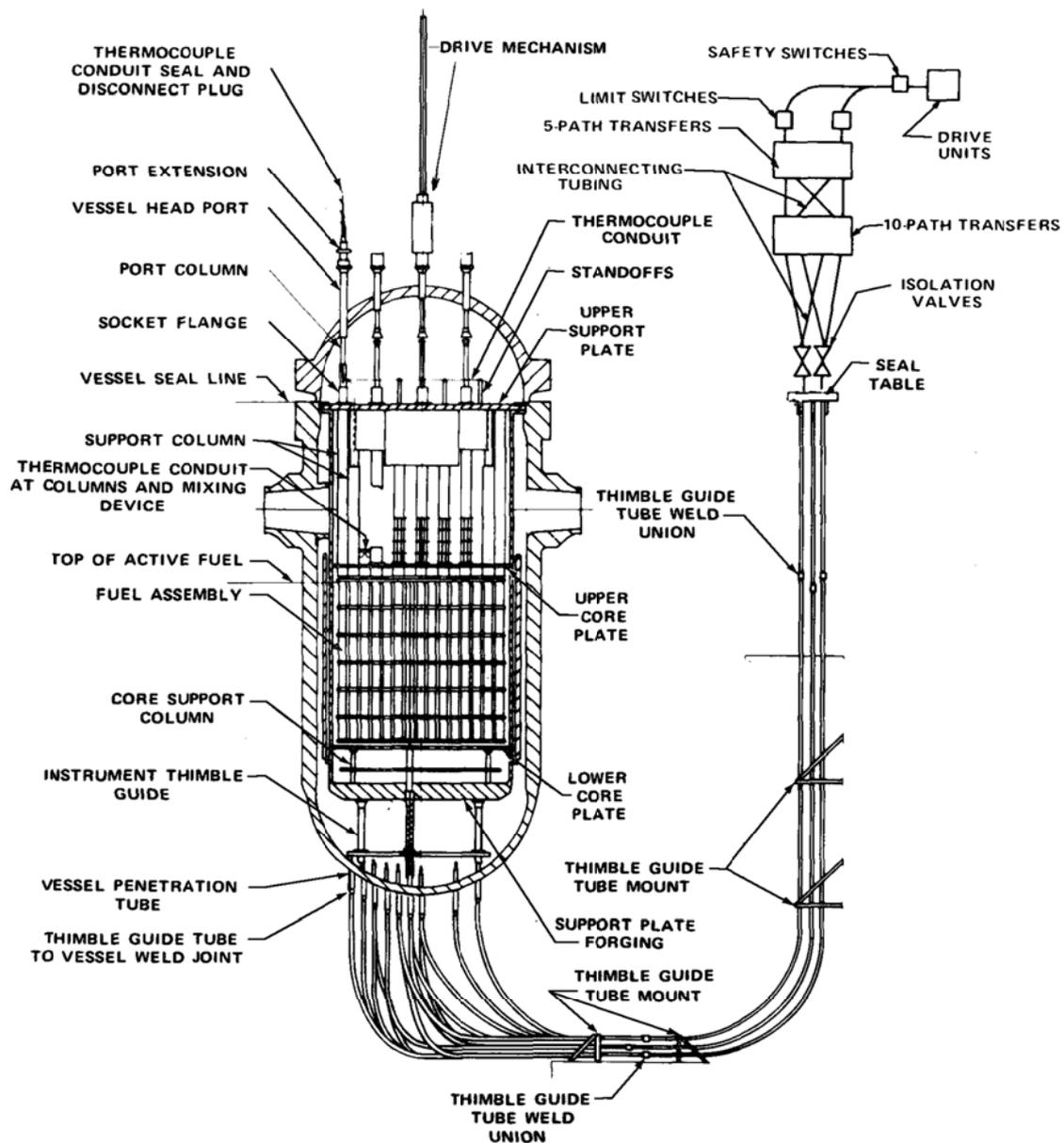


Abb. 6-5 RDB-Innen-Instrumentierung beim Westinghouse-Design

South Texas-1 ist eine 4-Loop-Anlage mit DWR des Herstellers Westinghouse mit etwa 1300 MW_{el}, Inbetriebnahme 1988. Bei Anlagen dieses Typs sind, wie bei den meisten Anlagen mit DWR US-amerikanischer Hersteller, kleine Stutzen zur Kerninstrumentierung im RDB-Boden. Diese sind bzgl. Konstruktion und Werkstoffkombination praktisch identisch mit den Stutzen im RDB-Deckel. In South Texas sind 58 Stutzen mit einem äußeren Durchmes-

ser von etwa 38 mm aus dem Werkstoff Alloy 600 durch den RDB-Boden gesteckt und von innen mit den Schweißzusatzwerkstoffen Alloy 82 und 182 eingeschweißt (siehe **Abb. 6-5**).

Durch diese Stutzen und die weiter unten anschließenden Führungsrohre („thimble guide tubes“) aus austenitischem Werkstoff werden Röhrrchen („thimbles“) mit Instrumentierungskabeln geführt. Diese Röhrrchen und die Führungsrohre sind bis zu der Dichtung („seal table“) ein Teil der druckführenden Umschließung. Die Stutzen werden nach Aussage des Betreibers bei jedem Brennelementwechsel visuell inspiziert, wofür mindestens zwei Isolationsplatten (in **Abb. 6-5** unten im Bild) entfernt werden. Dabei waren bisher keine Anzeichen von Leckagen festgestellt worden /NRC 03a/, /NRC 03b/. In South Texas-1 sind bei visuellen Inspektionen sehr kleine Mengen von Borsäurekristallen (etwa 150 bzw. 3 mg) an 2 Instrumentierungsstutzen am RDB-Boden gefunden worden, die auf eine kleine Kühlmittleckage hindeuten.

Die Ursache der Leckagen ist nicht vollständig geklärt. Eine hierfür entnommene Materialprobe ist verloren gegangen. Erste Befunde von zerstörungsfreien Prüfungen der Stutzen zeigen drei axiale Befunde an Stutzen Nr. 1 und zwei an Stutzen Nr. 46, die auf mögliche axiale Risse hinweisen. Alle liegen sowohl im Grundwerkstoff des Stutzens als auch im Grenzbereich zur Schweißnaht. Aus der visuellen Prüfung der Oberflächen und der zerstörenden Prüfung von Proben aus Stutzen Nr. 1 gab es Hinweise auf Schweißfehler in diesem Bereich. Daher wird angenommen, dass Schweißfehler Ausgangspunkt der Risse waren, die durch thermische Ermüdung und ISpRK gewachsen sind /NRC 03b/, /NRC 03c/.

- Mischnaht zwischen RDB und Hauptkühlmittleitung

In den drei Anfang der 80iger Jahre in Betrieb genommenen 3-Loop-Anlagen des Herstellers Westinghouse (V.C. Summer, Ringhals-3 und -4) sind im Jahre 2000 Risse in der Mischnaht zwischen RDB und Hauptkühlmittleitung (HKL) gefunden worden, die im Falle von V.C. Summer (siehe **Abb. 6-6**) sogar wanddurchdringend waren und zu einer kleinen Leckage geführt haben. In diesen Mischnähten sind sowohl die Pufferlage auf den ferritischen RDB-Stutzen als auch die Verbindungsnaht mit den austenitischen Vorschuhenden mit Alloy 182 geschweißt worden. Für Schweißnahtreparaturen in V.C. Summer ist sowohl Alloy 182 als auch Alloy 82 verwendet worden. Der Rissverlauf ist in allen Fällen axial (quer zu Schweißnaht), interdendritisch (interkristallin) und innerhalb des Schweißgutes aus Alloy 182. Nur in Summer kann eine Rissbildung in Alloy 82 nicht ausgeschlossen werden, da sich hier die Bereiche von Alloy 182 nicht klar von denen aus Alloy 82 abgrenzen lassen. In den

an die Schweißnaht angrenzenden Materialien wurden keine Risse gefunden. Nur in Summer erstreckt er sich der durchgehende Riss bis in die WEZ in Richtung Stutzen. Als Schadensursache wurde in allen Fällen ISPrK angenommen. Der Schädigungsmechanismus wurde zumindest in Summer und Ringhals-4 durch eine hohe verbliebene Restspannung infolge umfangreicher Schweißnahtreparaturen bei der Fertigung begünstigt /WLN 01e/. Es folgen noch zusätzliche Informationen zu diesen drei Vorkommnissen:

- Leckage an Mischnaht des RDB-Stutzens in V.C. Summer (USA / 2000)

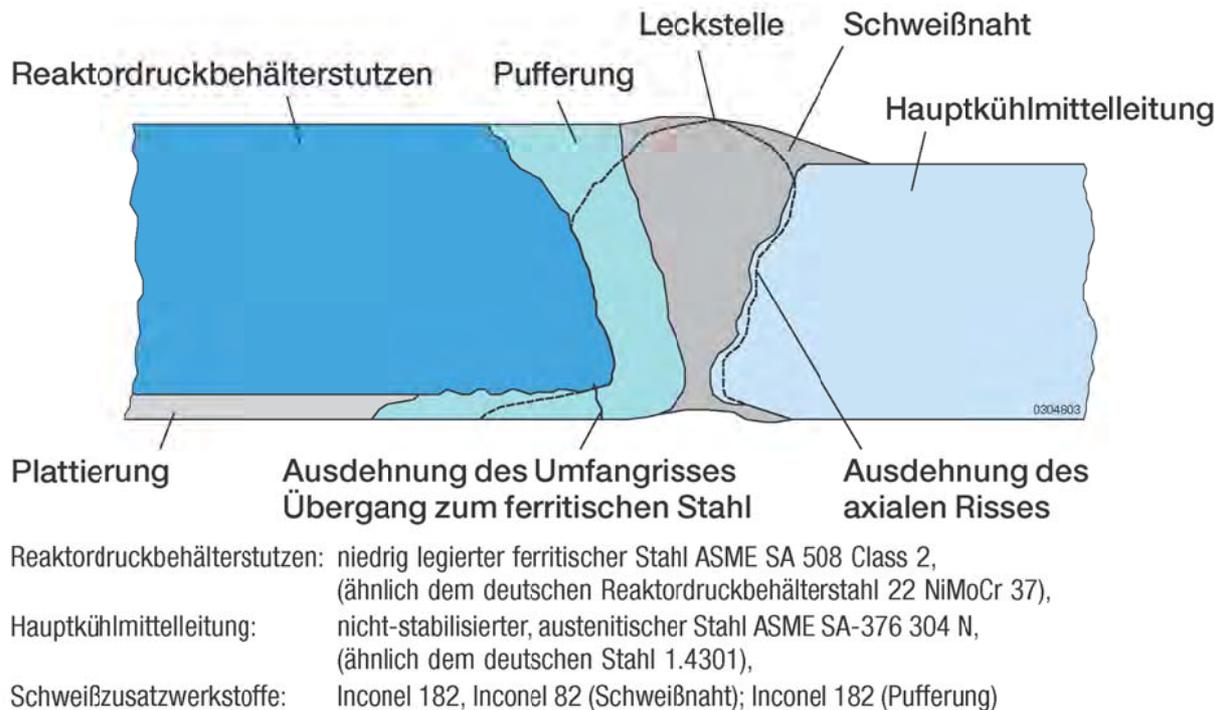


Abb. 6-6 Schematische Darstellung der Rissbefunde im KKW Virgil C. Summer (USA)

Bei einer Begehung des Reaktorsicherheitsbehälters im Zuge des Abfahrens zum Brennelementwechsel wurde im Oktober 2000 eine größere Menge Borsäurekristalle vorgefunden. Die Borsäurekristalle, offenbar Folge einer Kühlmittleckage, befanden sich auf dem Fußboden und an Strukturteilen unterhalb einer Hauptkühlmittelleitung (Loop A, heiße Seite). Weitere Untersuchungen ergaben, dass ein axial verlaufender Riss in der Schweißnaht zwischen RDB-Stutzen und Vorschuhende der Hauptkühlmittelleitung die Ursache für die Leckage war. Die Risslänge des axialen Risses entsprach an der Innenseite der Rohrleitung etwa der Breite der Schweißnaht von etwa 60 mm. Die weitere Rissfront verlief nahe den Schmelzlinien zu dem ferritischen Werkstoff des Stutzens auf der einen und dem austeniti-

schen Werkstoff der HKL auf der anderen Seite und nahm damit fast die gesamte Querschnittsfläche der Schweißnaht inklusive Pufferung ein. Jedoch war die Penetrationsstelle an der äußeren Oberfläche sehr klein.

Weiterhin wurden neben mehreren kleineren axialen Rissen auch in Umfangsrichtung verlaufende und den großen axialen Riss kreuzende Risse mit einer Tiefe von ca. 5 mm (entspricht der Dicke der Plattierung) gefunden. Diese Umfangsrisse hatten in der Plattierung ihren Ausgangspunkt und verliefen bis zum Übergang zum ferritischen Grundwerkstoff. Ebenfalls wurden aus dem Fertigungsprozess stammende Heißrisse entdeckt. Die Risse befinden sich teilweise in Reparaturzonen. Die Durchsicht der Fertigungsdokumentation ergab, dass, nachdem die Schweißung von der Innenseite her ungefähr zur Hälfte fertig gestellt war, aufgrund von Rissbefunden das Schweißgut bis auf eine kleine Brücke zur Fixierung von Rohr und Stutzen wieder herausgearbeitet wurde. Danach erfolgte die Wiederauffüllung von der Innenseite und anschließend wurde die Schweißung von der Außenseite fertiggestellt. Gegenüber der spezifizierten Schweißnahtform ergab sich eine gänzlich andere Schweißnahtform. Insgesamt wurden an dieser Schweißnaht auf dem Umfang verteilt fünf Reparaturmaßnahmen durchgeführt. Das Reparaturschweißgut bestand hauptsächlich aus Alloy 82 und wurde mit dem WIG-Verfahren eingebracht. Es wird daher davon ausgegangen, dass die Risse in Alloy 182 initiiert, dann aber auch in Alloy 82 weiter gewachsen sind /RAO 02/. Aus der Dokumentation jedoch geht hervor, dass bei den Reparaturschweißungen auch Alloy 182 verwendet wurde.

Ein etwa 300 mm langes Stück der Rohrleitung in Loop A inklusive der rissbehafteten Schweißnaht wurde herausgeschnitten. Ein neues Stück wurde mit Alloy 152 und 52 eingeschweißt. Einige weitere kleine Befunde in den Schweißnähten der heißen Stränge der Loops B und C wurden belassen und sollten nach einem Zyklus (1,5 Jahre) neu geprüft werden. Nach den Wirbelstromanzeigen hatten diese eine Länge bis zu etwa 6 mm (axiale Befunde) bzw. bis zu 15 mm (Befunde in Umfangsrichtung) /IRS 00/, /NRC 00/, /NRC 01a/, /WLN 01e/.

- Risse in Mischnaht des RDB-Stutzens in Ringhals-4 (Schweden / 2000)

Im Jahre 2000 wurden die Mischnähte zwischen den ferritischen RDB-Stutzen und den austenitischen Hauptkühlmittelleitungen wiederkehrend mit Ultraschall und Wirbelstrom geprüft. Dabei wurden an einem Stutzen im heißen Strang vier axial verlaufende Anzeigen im Be-

reich der Innenoberfläche der Schweißnaht mit Längen von 9 bis 13 ± 3 mm gefunden. Diese Mischnaht war im Elektro-Handschweißverfahren mit Alloy 182 gepuffert und verbindungs-geschweißt worden. Außerdem waren im Bereich der Befunde Reparaturen vorgenommen worden. Die metallographischen Untersuchungen an Schiffchenproben aus der Schweißnaht ergaben verzweigte, interdendritische Risse mit Tiefen von 6 bis 22 mm. Alle Risse standen mit der Oberfläche und dem Medium in Verbindung, waren jedoch an der Oberfläche sehr eng. Außerdem fanden sich noch abgegrenzte Felder von Heißrissen und kleine Bindefehler im Bereich der Schweißnaht /IRS 01/, /SKI 01/, /WLN 01e/.

Bereits im Jahre 1993 waren Prüfungen an der Schweißnaht mit gleichen Verfahren, aber anderen Prüftechniken als 2000 durchgeführt worden. Damals hatten sich Anzeigen ergeben, die jedoch nicht registrierpflichtig waren.

- Risse in Mischnaht des RDB-Stutzens in Ringhals-3 (Schweden / 2000)

Aufgrund der Befunde in Ringhals-4 wurden auch hier im Jahre 2000 Prüfungen an den Mischnähten der RDB-Stutzen durchgeführt. Dabei wurden zwei Befunde in axialer Richtung mit den Ausmaßen (Tiefe x Länge) 9 x 13 mm und 9 x 16 mm gefunden. Eine erneute Prüfung mit den gleichen Verfahren, aber verbesserter Wirbelstromtechnik im Jahre 2001 ergab drei Befunde mit den Maßen 13 x 18, 16 x 20 und 8 x 8 mm. Damit haben sich die gemessenen Tiefen innerhalb eines Zyklus um 4 und 7 mm vergrößert. Alle drei Befunde sind durch Herausschneiden von Schiffchenproben entfernt worden /SKI 01/.

6.2.5 Mischnähte zwischen Dampferzeugerstutzen und Hauptkühlmittelleitung

In Japan wurden in den Jahren 2007 und 2008 in sechs Anlagen mit DWR in jeweils ein bis drei Mischnähten der heißen Stränge der Hauptkühlmittelleitungen mit den Dampferzeugern axiale Risse gefunden. Verbindungsschweißnaht und Pufferung auf die ferritischen Stutzen der Dampferzeuger sind mit „Alloy 600“-ähnlichem Werkstoff (vermutlich ähnlich Alloy 182) geschweißt worden. Eine von der Anlage Mihama-2 stammende Farbeindringprüfung zeigt ein Feld aus zahlreichen Einzelrissen in axialer Richtung, das sich über die Pufferung und die Verbindungsnaht erstreckt. Auch in den anderen betroffenen Schweißnähten wurden mit Wirbelstromtechnik von innen meist mehrere Risse gefunden, für die mit Ultraschall eine maximale Tiefe von 16 mm bestimmt wurde. Zumindest bei Mihama-2 handelt es sich um beim Austausch der Dampferzeuger Anfang der 90iger Jahre gefertigte Schweißnähte /JNE 08/.

6.2.6 RDB-Einbauten und Kernbauteile

- Schrauben und Stifte aus Alloy 750 in deutschen Anlagen

In deutschen Anlagen sind vor allen Dingen Brennelement-Zentrierstifte sowie Kernbehälter- und Kernumfassungsschrauben von Schäden betroffen /WLN 86, WLN 84, WLN 90/. Dabei handelt es sich in den allermeisten Fällen um Rissbildungen durch ISpRK an mechanisch hoch beanspruchten Stellen. Erst nach Anrissbildung haben teilweise Ermüdung und duktiler Gewaltbruch zum Rissfortschritt bzw. Versagen beigetragen. In allen Fällen haben eine ungünstige Konstruktion oder nicht vorgesehene Scherbeanspruchungen Spannungskonzentrationen verursacht, die zu der Rissbildung geführt haben. In einigen Fällen waren auch Abweichungen von der spezifizierten Wärmebehandlung festgestellt worden, die vermutlich zu einer erhöhten Empfindlichkeit gegen ISpRK geführt haben (siehe auch Vorkommnisse in SWR in **Abschnitt 6.1** /WLN 84/). Neben konstruktiven Änderungen zur Verminderung der Spannungskonzentration wurde auch eine Optimierung der Wärmebehandlung oder ein Wechsel des Werkstoffes zu dem austenitischen, leicht kaltverfestigten Werkstoff X6 CrNiMoTi-17-12-2 (1.4571) vorgenommen.

- Brennelement-Niederhaltefedern aus Alloy 750

Im Zeitraum von 1980 bis 1982 sind in 6 Anlagen des Herstellers B & W insgesamt 34 dieser Federn gebrochen, was 1,1 % der insgesamt geprüften Population entspricht. Dabei ist die Anlage Davis Besse mit 20 gebrochenen Federn auffallend stark betroffen. Es handelt sich dabei um gehärtete Spiralfedern mit einem Drahtdurchmesser von 12 mm, die in sogenannten „Mark B“ Brennelementen eingesetzt worden waren. Die letzten Herstellungsschritte waren eine Lösungsglühung bei 1140 °C, Kaltziehen und als Spirale aufrollen, anschließend Härten für 16 h bei 732 °C. Während des Betriebes werden die Federn mit einer Neutronenfluenz von etwa 10^{20} bis 10^{21} n/cm² ($E > 1$ MeV) bestrahlt bei einer Kühlmitteltemperatur von 315 °C.

Die Brüche wurden in allen Fällen durch einen (vermutlich langsam fortschreitenden) Ermüdungsriss eingeleitet, in den meisten Fällen gefolgt von einem (vermutlich schnell fortschreitenden) Riss durch ISpRK. Dabei wird angenommen, dass die Ermüdungsrisse von Oberflächenängsten ausgingen und bei Normalbetrieb entstanden, während die ISpRK bei niedrigen Temperaturen stattfand, wenn die Spannungen in der Feder am größten sind. Dies korreliert auch mit den besonders häufigen Stillständen und Lastabsenkungen der Anlage Davis Besse während der Einsatzzeit der betroffenen Federn. Da die eingesetzten Schmelzen sehr

unterschiedlich betroffen sind und sich auch in der Mikrostruktur deutlich untereinander unterscheiden (in Bezug auf die Karbidausscheidungen an den Korngrenzen, γ' -Verarmung in der Nähe der Korngrenzen) wird angenommen, dass Unterschiede in der thermomechanischen Behandlung einen deutlichen Einfluss auf die Ermüdungsfestigkeit der Federn haben /HAY 87/.

- Bolzen aus Alloy 600 zur Fixierung der Brennelement-Niederhaltefedern

In Brennelementen des Herstellers Westinghouse werden Blattfedern aus Alloy 718 als Niederhaltefedern eingesetzt. Diese werden an einem Ende unter einem Fixierungsklotz, der mit einem Bolzen auf dem Brennelementkopf aufgeschraubt ist, eingespannt. Diese Bolzen wurden in den 12 Fuß langen Brennelementen (mindestens bis etwa 2002) aus kaltgezogenem Alloy 600 mit eingewalztem Gewinde hergestellt. Eine anschließende Wärmebehandlung fand nicht statt. Im Frühjahr 1999 waren in einer US-amerikanischen Anlage abgerissene Bolzen entdeckt worden. Daraufhin wurden im Laufe des Jahres 1999 bei weiteren Prüfungen in einer Reihe von US-amerikanischen Anlagen weitere an- oder durchgerissene Bolzen gefunden. Die meisten Bolzen waren im Bereich des Übergangs vom Kopf zum Schaft gerissen und nur wenige im gewalzten Gewindebereich. Die Bruchflächen waren vorwiegend interkristallin. Die chemische Zusammensetzung und die Festigkeiten liegen im spezifizierten Bereich kalt bearbeiteter Stäbe (Ist-Werte: C = 0,04 – 0,05 %, $R_{p0,2}$ = 631 bis 722 MPa und R_m = 772 bis 903 MPa, vgl. **Tab. 10-7** und **Tab. 10-8**), aber die Mikrostruktur erwies sich als ungünstig für die Resistenz gegen ISpRK: Es fanden sich wenige Karbide auf den Korngrenzen und relativ viele innerhalb der Körner. Nach den Ergebnissen von Röntgenstreuexperimenten steht der Übergang vom Kopf zum Schaft unter Druckspannungen, d. h. die für die Rissbildungen verantwortlichen Zugspannungen entstehen durch die Vorspannung der Schrauben. Trotzdem erwies sich Kugelstrahlen des Schaftes, wodurch hohe Druckspannungen an der Oberfläche erzeugt werden, im Experiment als eine die Lebensdauer der Schrauben etwa um einen Faktor 10 verlängernde Maßnahme und wurde daher als temporäre Abhilfe-Maßnahme eingesetzt. Langfristig soll der Werkstoff Alloy 600 durch Alloy 718 ersetzt werden /IYE 02/.

- Abstandhalter-Federn aus Alloy 718 an Brennelementen von DWR

Im KBR wurden 1995 zahlreiche Brennelementschäden durch Fretting am unteren Abstandhalter entdeckt. Bei den betroffenen FOCUS-Brennelementen sind alle Abstandhalter-Ebenen aus dem Werkstoff Zircaloy gefertigt. Die Einspannung der Brennstäbe in den Ab-

standhaltermaschen erfolgt durch separat gefertigte Abstandhalter-Federn, die aus Alloy 718 hergestellt sind. Von diesen Federn waren einige durch ISpRK gebrochen, was neben lokal hohen Eigenspannungen in den Federn auf eine nicht optimale Wärmebehandlung zurückgeführt wurde. Durch die fehlenden oder gebrochenen Federn wurden die Brennstäbe nicht mehr ausreichend fest gehalten und erlitten Frettingschäden /IRS 96b/, /WLN 95/.

6.2.7 Sonstiges

- Kleine Stutzen in der Hauptkühlmittelleitung

Waterford / USA (Okt. 2003): Es traten Leckagen an Stutzen für Druckmessstelle im heißen Strang von Loop 2 auf. Während Inspektionen wurden Borsäurekristalle entdeckt. (Event Notification Report Oct. 27, 2003, Report No. 40277)

- Trennblech in der DE-Kalotte französischer Anlagen

In der Inbetriebnahmephase der Anlage hatte ein loses Teil in der Primärkalotte des DE durch wiederholte Einschläge Eindrücke bis zu 0,7 mm Tiefe hinterlassen. Dies betraf sowohl das Trennblech aus Alloy 600 sowie die Verbindungsnaht zur Kalotte aus Alloy 182 und die Plattierung des Rohrbodens aus Alloy 82. Nach über 89.000 h Betriebszeit ist diese Primärkammer untersucht worden und zeigte ausschließlich in den durch die Einschläge kaltverformten Zonen einzelne Risse mit einer maximalen Tiefe von 1,9 mm. Diese Risse waren auch in ihrer Tiefe auf den durch die Einschläge verfestigten Bereich beschränkt und betrafen alle drei Werkstoffbereiche /AMZ 02/.

Anschließend wurden eine größere Zahl weiterer Trennbleche und deren Einschweißnähte mit Farbeindringverfahren und später auch mit Ultraschall geprüft. Dabei zeigten sich neben einigen geringfügigen Herstellungsfehlern in vier Fällen auch Befunde, die als ISpRK charakterisiert wurden. Der größte Befund lag in der Anlage Chinon B4 vor, wo ein über 2 m langes Rissfeld im „Safe End“ des Trennbleches gefunden wurde. Dieses Trennblech ist ein schmales Blech aus Alloy 600, das zuerst an den Rohrboden angeschweißt und mit diesem wärmebehandelt wird, während erst nach dem Anschweißen der Kalotte der Rest des Trennbleches eingeschweißt werden kann. Für die Einzelrisse wurden jedoch maximal 2 mm Tiefe und 5 mm Länge ermittelt. Bei einer Wiederholungsprüfung konnte kein Wachstum festgestellt werden /BAL 06/.

7 Mögliche Maßnahmen

Da einerseits in deutschen Anlagen (außer einigen Befestigungselementen bei den RDB-Einbauten und Kernbauteilen) die Legierung Alloy 600 praktisch nicht eingesetzt wird, andererseits aber eine ganze Reihe von Mischnähten an dickwandigen und/oder druckführenden Komponenten mit Nickellegierungen gefertigt wurden, soll hier nur auf letztere eingegangen werden.

7.1 Konstruktive und fertigungstechnische Maßnahmen

Schon vor Inbetriebnahme von Komponenten, aber auch bei Reparaturen kann das Risiko für ISpRK durch unterschiedliche Maßnahmen verringert werden, wie z. B.:

- Verminderung der Eigenspannungen durch Spannungsarmglühen; dies lässt sich meist nur bei der Errichtung der Anlage bzw. Neufertigung der Komponenten oder Bauteile realisieren, wie z.B. bei „Safe Ends“ von Behälterstützen, siehe auch /VGB 09/
- Verminderung der Zugspannungen an der inneren Oberfläche durch Kugel- oder Sandstrahlen
- Verminderung der Zugspannungen an der inneren Oberfläche durch Overlay Welding von außen (wird in den USA angewandt, siehe z. B. /LUP 06/)
- Zusätzliche Auftragsschweißung von innen mit weniger anfälligem Werkstoff (Austenit, Alloy 152/52 oder auch Alloy 82; diese wird für Neufertigungen inzwischen von KTA vorgeschrieben (siehe KTA 3201.3, Abschnitt 8 /KTA 07/), aber auch nachträglich als Vorsorge- oder Reparaturmaßnahme angewandt (als „Corrosion Resistant Cladding (CRC)), siehe z.B. /JNE 08/, /SMI 90/, /VGB 09/).

7.2 Überwachung und Prüfung

Grundsätzlich können Schädigungen durch Erhöhung der Prüfdichte und gezielte Prüfungen der mit Medium beaufschlagten Oberflächen auf Rissbildungen frühzeitig erkannt werden. Bei einer größeren Anzahl von potenziell betroffenen Stellen und bereits bekannter Empfindlichkeit der entsprechenden (d. h. nach dem gleichen Verfahren/vom selben Hersteller gefertigten) Bauteile kann der Prüfaufwand jedoch sehr hoch werden, wenn gewährleistet werden soll, dass keine wanddurchdringenden Schäden auftreten können. Dabei wirkt sich vor allem

ungünstig aus, dass die Risswachstumsgeschwindigkeit auf Basis der bisherigen Erkenntnisse nur sehr grob eingegrenzt werden kann und die Prüfintervalle daher recht kurz sein müssten. Dies hat dann auch zu einer Reihe von Sanierungs- oder Austauschmaßnahmen, insbesondere von RDB-Deckeln, geführt.

Außerdem können Prüfungen, abhängig von der Geometrie, teilweise nur mit speziellen Ultraschallverfahren von außen oder auch nur von innen (z.B. mit Wirbelstromverfahren, siehe /JNE 08/) durchgeführt werden. Gerade Mischnähte stellen durch ihren komplexen Aufbau hohe Anforderungen an die Prüfung mit Ultraschall, die eine spezielle Qualifizierung der angewandten Verfahren erfordern /REC 09/. Insbesondere sind die Prüfungen an Rundnähten bei hohen Umfangsspannungen wegen der häufigen Rissbildung quer zur Schweißnaht (d.h. bei rohrähnlichen Bauteilen in axialer Richtung) auch auf Querfehler hin zu qualifizieren, wie dies inzwischen auch in KTA-Regel 3201.4 gefordert wird /KTA 09/.

In deutschen Anlagen sind bisher, trotz vollständiger Prüfung der besonders gefährdeten Mischnähte im Rahmen von Sonderprüfungen, keine betriebsbedingten Risse gefunden worden /SCH 09/. Dies scheint mit Unterschieden in der Fertigung im Vergleich zu ausländischen Anlagen im Zusammenhang zu stehen /VGB 09/. Daher wird es nach der oben genannten fast vollständigen Prüfung aller Mischnähte des Primärkreises in deutschen Anlagen für ausreichend gehalten, im Sinne der Vorsorge gezielt die Stichprobe für die Wiederkehrenden Prüfungen nach KTA 3201.4 an Mischnähten im Kontakt mit Kühlmittel zu erhöhen /KTA 09/.

Als Überwachungsmaßnahme kommt praktisch nur eine gezielte und besonders empfindliche Leckerkennung an rissgefährdeten Stellen in Betracht. Diese wurde in deutschen Anlagen bisher nicht zur „Überwachung“ von Mischnähten eingesetzt. (Der Einsatz eines speziellen Leckerkennungssystems am RDB-Deckel im KWO diente ursprünglich dazu, Leckagen an den Flanschen der Deckelstützen frühzeitig zu erkennen.)

8 Ausblick

Die Anfälligkeit einiger Nickellegierungen gegen ISpRK im Labor sowie die internationale Betriebserfahrung mit zahlreichen Rissbefunden einerseits und die bisher positive Betriebserfahrung mit diesen Nickellegierungen in deutschen Anlagen andererseits stehen bisher anscheinend in einem gewissen Gegensatz, der eine Prognose der Entwicklung für die deutschen Anlagen erschwert. Hier wird durch neuere Entwicklungen weitere Aufklärung erwartet.

Die Fortschritte im Bereich der Mess- und Prüftechnik der letzten Jahre lassen eine höhere räumliche Auflösung und bessere Charakterisierung von Fehlern durch zerstörungsfreie Prüfmethoden und Laboruntersuchungen zu. Weitere Daten und Schadensbeschreibungen aus Betriebserfahrung und Forschungsvorhaben werden daher voraussichtlich die Möglichkeit zu einer differenzierteren Beurteilung von Einflussfaktoren eröffnen. Möglicherweise lassen sich damit auch die bisher positive Betriebserfahrung in deutschen Anlagen und die Auswirkungen verschiedener fertigungstechnischer Gegebenheiten besser bewerten.

Im Zusammenwirken mit einer quantitativen Erweiterung der Betriebserfahrung sowohl durch längere Betriebszeiten als auch erweiterte Prüfumfänge werden damit auch besser abgesicherte Aussagen zu Inkubationszeiten und Risswachstumsgeschwindigkeit erwartet. Zusammen können diese Informationen der zielgerichteten Ausgestaltung von Prüfkonzepten für die wiederkehrenden Prüfungen als Vorsorgemaßnahme zur Vermeidung von sicherheitstechnisch relevanten Schäden dienen.

Neben diesen Untersuchungen, welche für ein besseres Verständnis und genauere Prognosen für das Auftreten von ISpRK sorgen, stehen technische Verfahren und Maßnahmen zur Verfügung, welche durch Einbringen von Druckeigenspannungen an der inneren Oberfläche eine Rissinitiierung unterbinden bzw. einen weiteren Rissfortschritt verhindern sollen, wie Kugelstrahlen, Aufschmelzen der Oberfläche mit Laser oder auch Auftragschweißen von außen. Die Wirksamkeit dieser Maßnahmen wird erst nach längeren Betriebs- oder Beobachtungszeiten bewertet werden können. Eine weitere Verfolgung von Veröffentlichungen und einschlägigen Konferenzen wie z. B. der „Environmental Degradation of Materials in Nuclear Systems“ oder des „Colloque International de Fontevraud“ und eine Auswertung der dort präsentierten Ergebnisse erscheint daher sinnvoll.

9 Literaturverzeichnis

- /AAL 02/ P.A. Aaltonen, A. Toivonen, L. Taivalaho, P. Moilanen, und E. Muttillainen: Effects of Water Chemistry Transients on Crack Growth Rate of Nickel-Based Weld Metals. *10th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Houston, TX. 2002. Hrsg. NACE International
- /AFC 00b/ AFCEN: Materials. *Design and Construction Rules for Mechanical Components of PWR Nuclear Islands*. [2]. 2000. Hrsg. Association Française pour les Règles de Conception et de Construction des Matériels des Chaudières Électro-Nucléaires, afcen
- /AFC 00d/ AFCEN: Welding. *Design and Construction Rules for Mechanical Components of PWR Nuclear Islands*. [4]. 2000. Hrsg. Association Française pour les Règles de Conception et de Construction des Matériels des Chaudières Électro-Nucléaires, afcen
- /AIT 02/ AIT: Davis Besse Nuclear Power Station NRC Augmented Inspection Team (AIT) - Degradation of the Reactor Pressure Vessel Head . *Brief des AIT vom 3. Mai 2002 an den Betreiber FirstEnergy Nuclear Operating Company*. Report No. 50-346/02-03. 2002
- /AMZ 02/ C. Amzallag, J.M. Boursier, C. Pagès, und C. Gimont: Stress Corrosion Life Experience of 182 and 82 Welds in French PWRs. *International Symposium - Contribution of Materials Investigation to the Resolution of Problems encountered in Pressurized Water Reactors, Fontevraud V, 23. - 27. September 2002*. Paris. 2002. Hrsg. Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN)
- /ASM 98/ ASME: ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, Part C, Specification of Welding Rods, Electrodes and Filler Metals. 1998. Hrsg. American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- /ASM 00/ ASME: ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, Part B, Nonferrous Material Specification. 2000. Hrsg. American Society of Mechanical Engineers (ASME)

- /ASN 01/ ASN: L'Autorité de Sureté Nucléaire: Nuclear Safety in France in 2000. 2001. Paris, Hrsg. DSIN. Jahrbuch der französischen Aufsichtsbehörde DSIN
- /ATT 03/ S.A. Attanasio und D.S. Morton: Measurement of the Nickel/Nickel Oxide Transition in Ni-Cr-Fe Alloys and Updated Data and Correlations to Quantify the Effect of Aqueous Hydrogen on Primary Water SCC. *11th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. S. 143 - 155. 2003. Hrsg. ANS, La Grange Park, IL/USA
- /BAO 09/ G. Bao, M. Yamamoto, und K. Shinozaki: Precipitation and Cr depletion profiles of Inconel 182 during heat treatments and laser surface melting. *Journal of Materials Processing Technology* 209[1], S. 416-425. 2009
- /BET 92/ W. Betteridge: Iron, Nickel and Cobalt Based Superalloys and Heat Resistant Alloys. R.W. Cahn, P. Haasen, und E.J. Kramer. [7]. 1992. Hrsg. VCH Verlagsges. Constitution and Properties of Steels
- /BOG 96/ R.S. Boggs, M.W. Joseph, und J.F. Hall: Experience with detection and disposition of PWSCC flaws in PWR pressurizer & reactor coolant system loop Alloy 600 penetrations. *Pressure Vessels & Piping* 335, S. 5-12. 1996. Hrsg. ASME
- /BOU 98/ J.M. Boursier, Y. Rouillon, S.L. Hong, und C. Amzallag: Expertises métallurgiques et essais de corrosion sous contrainte en milieu primaire REP des alliages Ni-Cr-Fe. *Colloque internat. de Fontevraud IV, 14. - 18. September 1998*. S. 911 - 923. 1998
- /BUI 93/ B. Buisine, F. Cattant, F. Champredonde, C. Pichon, C. Benhamou, A. Gelpi, und M. Vaindirlis: Stress Corrosion Cracking in the Vessel Closure Head Penetrations of French PWR's. *6th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. San Diego. S. 845 - 851. 1993. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS). Ed.: Gold, R. E. and Simonen, E. P.

- /CAS 99/ T. Cassagne, D. Caron, J. Daret, und Y. Jefèvre: Stress Corrosion Crack Growth Rate Measurement in Alloys 600 and 182 in Primary Water Loops under Constant Load. *9th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. S. 217 - 224. 1999. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS). Ed.: Ford, J. P., Bruemmer, S. M., and Was, G. S.
- /CLA 01/ H. Clausmeyer: Persönliche Mitteilung an H. Schulz. 2001
- /COR 60/ H. Coriou, L. Grall, L. Legall, und S. Vettier: Stress corrosion cracking of Inconel in high temperature water. 3. *Colloque de Métallurgie*. Amsterdam. 1960. Hrsg. North Holland Publ
- /COR 66/ H. Coriou, L. Grall, C. Mahieu, und M. Pelas: Sensitivity to Stress Corrosion and Intergranular Attack of High-Nickel Austenitic Alloy. *Corrosion* 22[10], S. 280-290. 1966
- /DOC 02/ S. Doctor: Persönliche Mitteilung an U. Jendrich. 2008
- /DON 88/ J.R. Donati, M. Guttman, Y. Rouillon, P. Saint-Paul, und J.C. van Duysen: Stress corrosion cracking behaviour of nickel-base alloys with 19 % chromium in high temperature water. *Proceedings of the Third International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Traverse City. 1988. Hrsg. The Metallurgical Society. Ed.: Theus, G. J. and Weeks, J. R.
- /DVS 00/ DVS: Schweißen von Schwarz-Weiß-Verbindungen. *Merkblatt DVS 3011*. 2000. Düsseldorf, Hrsg. Deutscher Verband für Schweißen und verwandte Verfahren e.V., DVS-Verlag
- /GER 01/ V.Y. Gertsman und S.M. Bruemmer: Study of grain boundary character along intergranular stress corrosion crack paths in austenitic alloys. *Acta Materialia* 49[9], S. 1589-1598. 2001

- /GOT 99/ K. Gott: The history of cracking in the reactor coolant pressure boundary of Swedish BWR plants. *9th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. S. 725 - 731. 1999. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS). Ed.: Ford, J. P., Bruemmer, S. M., and Was, G. S.
- /GOU 91/ A. Gouffon: Fuite sur le couvercle de la cuve. *Bericht des IPSN zum Vorkommnis in Bugey-3, Fax von A. Gouffon/IPSN/DES an Dr. K. Kotthoff/GRS vom 23.12.1991*. 1991. Köln
- /GRA 93/ J.M. Gras: Stress corrosion cracking behaviour of nickel based alloys in nuclear industry. *Proc. of European Corrosion Conference, 10, July 1993*. Barcelona, Spain. S. 1509 - 1521. 1993
- /GRS 99/ GRS: Gebrochene Lamellen der Fußstückdichtungsfedern von Brennelementen Meldepflichtiges Ereignis Nr.: 1997/057 vom 18.07.1997. *Interne Stellungnahme der GRS, Bearbeiter: jed, Stand: März 1999*. 1999
- /HAY 87/ G.O. Hayner und R.G. Ballinger: Nickel Chromium Alloys for Nuclear Reactor Vessel Components. EPRI NP-5429M. 1987
- /HEU 02/ U. Heubner und J. Klöwer: Nickelwerkstoffe und hochlegierte Sonderedelstähle. E. Wippler und M. Mettner. [153]. 2002. Hrsg. Expert-Verlag GmbH. Kontakt und Studium
- /HOO 95/ B.B. Hood und W. Lin: Weldability Testing of Inconel Filler Materials. *7th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Breckenridge, CO/USA. S. 69 - 79. 1995. Hrsg. NACE International
- /HOW 02/ A.T. Howell III.: Appendix E: Primary System Leakage and Boric Acid Corrosion - Operating Experience at U.S. Pressurized Water Reactors. *Davis-Besse Reactor Vessel Head Degradation - Lessons Learned Task Force Report*. 2002

- /HÜT 97/ F. Hüttner: Erarbeitung von Unterlagen im Hinblick auf die Ergänzung und Weiterentwicklung des kerntechnischen Regelwerks. BMU-1997-494. 1997. 5. Technischer Bericht: Korrosionsverhalten von Nickelbasis-Legierungen unter Leichtwasserreaktor-Bedingungen - Schriftenreihe Reaktorsicherheit und Strahlenschutz
- /IAE 01/ IAEA: Assessment and mangement of ageing of major nuclear power plant components important to safety: PWR piping. *Entwurf eines IAEA-TECDOC*. 2001. Hrsg. IAEA
- /IKT 96/ IKTS: Schreiben der Staatlichen Materialprüfanstalt Stuttgart an U. Jendrich/GRS vom 9. Juli 1996, Dr. Stk/Ef. *Prüfbericht B590 des Fraunhofer Instituts für Keramische Technologien und Sinterwerkstoffe (IKTS) Dresden vom 26.2. 1996*. 1996. Hrsg. MPA-Vorhaben 877 901 700
- /IRS 89/ IRS: Small Primary Coolant Leak at a Pressurizer Instrumentation Nozzle. *Plant & Unit: France, Date of Incident: 04.05.1989*. IRS Report No. 1040, Generic Main Report. 1989. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 91/ IRS: Discovery of a Leak on the Rector Vessel Head during the Decennial Primary Circuit Hydraulic Test. *Plant & Unit: Bugey-3, Date of Incident: 23.09.1991*. IRS Report No. 1232, Preliminary Report. 1991. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 92/ IRS: Discovery of a Leak on the Rector Vessel Head during the Decennial Primary Circuit Hydraulic Test. *Plant & Unit: Bugey-3, Date of Incident: 23.09.1991*. IRS Report No. 1232, 2. Followup Report. 1992. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 95/ IRS: Passing Crack in a Vessel Head Penetration. *Plant & Unit: José Cabrera, Date of Incident: 18.01.1994*. IRS Report No. 1408, Followup Report. 1995. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 96/ IRS: Defective Cladding of FOCUS Fuel Assemblies in Brokdorf NPP. *Plant & Unit: Brokdorf (KBR), Date of Incident: 01.07.1996*. IRS Report No. 1627, Generic Main Report. 1996. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA

- /IRS 98/ IRS: Through Wall Cracks in Reactor Vessel Head Adapters. *Plant & Unit: Tihange-1, Date of Incident: 01.03.1998*. IRS Report No. 7148, Preliminary Report. 1998. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 00/ IRS: Crack in Weld Area of Reactor Coolant System Hot Leg Piping at V.C. Summer (NRC Information Notice 2000-17, Supplement 1). *Plant & Unit: Virgil C. Summer-1, Date of Incident: 16.11.2000*. IRS Report No. 7396, Generic Main Report. 2000. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 01/ IRS: Cracks in Weld Area of Safe-End to the Reactor Pressure Vessel. *Plant & Unit: Ringhals-4, Date of Incident: 31.08.2000*. IRS Report No. 7397, Main Report. 2001. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 03/ IRS: Leakage of Reactor Water from the Control Rod Drive Housing. *Plant & Unit: Hamaoka-1, Date of Incident: 09.01.2001*. IRS Report No. 7552, Main Report. 2003. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IRS 04/ IRS: Cracks on Pressurizer Relief Line Nozzle Stub. *Plant & Unit: Tsuruga-2, Date of Incident: 10.09.2003*. IRS Report No. 7609, Main Report. 2004. Hrsg. Incident Reporting System der OECD/NEA
- /IYE 02/ J.N. Iyer, R.E. Gold, und R.J. Jacko: Materials Investigation of Alloy 600 Spring Screw Fractures. *10th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Houston, TX. 2002. Hrsg. NACE International
- /JAC 02/ R.J. Jacko, R.E. Gold, M.E. Dye, J.F. Staples, und W.L. Mauterer: Qualification of Alloy 718 Fuel Assembly Fastener Applications. *10th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Houston, TX. 2002. Hrsg. NACE International
- /JAC 05a/ R.J. Jacko und R.E. Gold: Crack Initiation in Alloy 600 SG Tubing in Elevated pH PWR Primary Water. *12th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. S. 925 - 936. 2005. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS)

- /JEN 92/ U. Jendrich: Gesprächsnotiz, Gespräche mit den Herren Barrachin, Pierrey und Turluer (IPSN\DES\SAMS) am 14.9.1992 über Schäden an Steuerstabstutzen der französischen DWR. 1992
- /JEN 93/ U. Jendrich: Gesprächsnotiz, Gespräche mit den Herren Barrachin und Pierrey (IPSN\DES\SAMS) am 8.7.1993 über Schäden an Steuerstabstutzen der französischen DWR. 1993
- /JEN 94/ U. Jendrich: Gesprächsnotiz, Telefongespräch mit Herrn G. Hedner/SKI am 10.5.1994 über Schäden an den Deckelstutzen der schwedischen DWR. 1994
- /JEN 99/ A. Jenssen, M. Stigenberg, und L.G. Ljungberg: Initiation of Stress Corrosion Cracking in Alloys 600 and 182. *9th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. S. 331 - 337. 1999. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS). Ed.: Ford, J. P., Bruemmer, S. M., and Was, G. S.
- /JEN 02/ U. Jendrich: Rissbildung an Steuerstabstutzen und anderen Durchführungen aus Alloy 600 im RDB-Deckel von DWR. 2002. Köln, Hrsg. GRS
- /JEN 02a/ A. Jenssen, K. Norrgard, G. Embring, J. Lagerstrom, und D.R. Tice: Assessment of Cracking in Dissimilar Metal Welds. *10th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Houston, TX. 2002. Hrsg. NACE International
- /JEN 05/ S.L. Jeng, H.T. Lee, W.P. Rehbach, T.Y. Kuo, T.E. Weirich, und J.P. Mayer: Effects of Nb on the microstructure and corrosive property in the Alloy 690-SUS 304L weldment. *Materials Science and Engineering A* 397[1-2], S. 229-238. 2005
- /JEN 07/ U. Jendrich: Einsatz der Nickellegierungs-Typen 82 und 182 in Schweißnähten deutscher KKW, Bericht der GRS über den Rücklauf aus der WLN 2001/05. *Vortrag auf der 73. Sitzung des RSK-Ausschusses Druckführende Komponenten und Werkstoffe*. 2007

- /JNE 08/ JNES: Cracks at Steam Generator Inlet Nozzles in Japan. Japan Nuclear Energy Safety Organization (JNES) Safety Information Division. *14. Treffen des OECD Piping Failure Data Exchange Project (OPDE), Tokio, 5.-6. November 2008.* 2008
- /KTA 98/ Kerntechnischer Ausschuss: KTA3201.1: Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren: Teil 1: Werkstoffe und Erzeugnisformen. 1998. Hrsg. Kerntechnischer Ausschuss
- /KTA 07/ Kerntechnischer Ausschuss: KTA3201.3: Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren: Teil 3: Herstellung. 2007. Hrsg. Kerntechnischer Ausschuss
- /KTA 08/ Kerntechnischer Ausschuss: KTA3204: Reaktordruckbehälter-Einbauten. 2008. Hrsg. Kerntechnischer Ausschuss.
- /LAM 97/ S.R. Lampman: Properties of Nickel-Alloy Welds. *Weld Integrity and Performance: A Source Book Adapted from ASM International Handbooks, Conference Proceedings and Technical Books.* [17]. 1997. Materials Park, OH/USA, Hrsg. ASM International
- /LER 01/ Reactor Pressure Vessel Head Leakage Due to Stress Corrosion Cracks Found in Nine Control Rod Drive Nozzle Penetrations Ocone Nuclear Station, Unit 3. Licensing Event Report (LER) 287/2001-001, Rev. 0. 2001
- /LIM 09/ Y.S. Lim, H.P. Kim, H.D. Cho, und H.H. Lee: Microscopic examination of an Alloy 600/182 weld. *Materials Characterization* 60[12], S. 1496-1506. 2009
- /LJU 93/ L.G. Ljungberg, Örnäs, Stähle, und J. Nelson: Stress Corrosion Cracking Initiation in Alloys 600 and 182. *6th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors.* San Diego. S. 379 - 386. 1993. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS). Ed.: Gold, R. E. and Simonen, E. P.

- /LJU 97/ L.G. Ljungberg und M. Stigenberg: Stress Corrosion Cracking Propagation in Low-Strength Nickel-base Alloys in Simulated BWR Environments. *8th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Amelia Island, Florida/USA. S. 704 - 711. 1997. Hrsg. American Nuclear Society, La Grange Park, IL/USA
- /LUP 06/ T. Lupold und H. Gonzalez: Wolf Creek Pressurizer Weld Flaws. *10th OPDE Meeting November 16-17, 2006*. Madrid, Spain. 2006
- /MOL 09/ A. Molander, A. Jenssen, K. Norring, M. König, und P.-O. Andersson: Comparison of PWSCC initiation and crack growth data for Alloy 600. *International Conference on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems*. 2009. Berlin
- /MON 00/ B. Monnot: Persönliche Mitteilung an U. Jendrich zu schweißtechnischen Fragen. 2000
- /MOR 01/ D.S. Morton, S.A. Attanasio, G.A. Young, P.L. Andresen, und T.M. Angeliu: The influence of dissolved hydrogen on nickel alloy SCC: A window to fundamental understanding. *CORROSION 2001*. 2001. Hrsg. NACE International
- /MRP 01/ MRP: PWR Materials Reliability Program (MRP) – Alloy 600 ITG. *Präsentation des EPRI für die ACRS Subkomitees*. 2001. Hrsg. EPRI
- /MRP 04/ MRP: Material Reliability Program: Generic Guidance for Alloy 600 Management. MRP-126, 1009561. 2004. Palo Alto, CA/USA, Hrsg. EPRI
- /NAK 02/ N. Nakajima, K. Kiuchi, T. Tsukada, und I. Ioka: Recent Japanese Experience on SCC of Structural Materials in LWRs and Future Direction of Relevant R&D. *Tischvorlage für das Quadripartite Meeting of National Advisory Committees (aus den USA, Deutschland, Frankreich und Japan) am 24.10.2002*. 2002
- /NRC 90/ NRC: Primary Water Stress Corrosion Cracking (PWSCC) of Inconel 600. NRC Information Notice No. 90-10. 1990. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation

- /NRC 97/ NRC: Degradation of control rod drive mechanism nozzle and other vessel closure head penetrations. NRC Generic Letter 97-01. 1997. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 00/ NRC: Crack in Weld Area of Reactor Coolant System Hot Leg Piping at V. C. Summer. NRC Information Notice No. 2000-17. 2000. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 01/ NRC: Previous inspection findings of VHP nozzles. Inside NRC (23) No. 25, S. 3. 2001. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 01a/ NRC: NRC Special Inspection Report No 50-395/08. 2001. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 01b/ NRC: Through-wall circumferential cracking of reactor pressure vessel head control rod drive mechanism penetration nozzles at Oconee Nuclear Station, Unit 3. NRC Information Notice 2001-05. 2001. Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 01c/ NRC: Circumferential cracking of reactor pressure vessel head penetration nozzles. NRC Bulletin 2001-01. 2001. Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 01d/ NRC: Circumferential cracking of reactor pressure vessel head penetration nozzles. Preliminary staff technical assessment for pressurized water reactor vessel head penetration nozzles associated with NRC Bulletin 2001-01. 2001. Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 02/ NRC: Reactor Pressure Vessel Head Degradation and Reactor Coolant Pressure Boundary Integrity. NRC Bulletin 2002-01. 2002. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 03a/ NRC: Leakage found in Bottom-Mounted Instrumentation Nozzles. NRC Information Notice 2003-11. 2003. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation

- /NRC 03b/ NRC: Leakage from Reactor Pressure Vessel Lower Head Penetrations and Reactor Coolant Pressure Boundary Integrity. NRC Bulletin 2003-2. 2003. Atlanta, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRC 03c/ NRC: South Texas Project Electric Generating Station. NRC Special Inspection Team Report 05000498/2003008 and 05000499/2003008 and Exercise Enforcement Discretion. 2003. Region IV, Arlington, Texas, Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /NRR 01/ NRR: Integrity Evaluation for Future Operation: Virgil C. Summer Plant Reactor Nozzle to Pipe Weld Regions. *Safety Evaluation Report WCAP-15615 (of the NRR), South Carolina Electric & Gas Company, Document No.: 50-395*. 2001. Hrsg. US NRC, Office of Nuclear Reactor Regulation
- /OEC 06/ OECD: Survey on Primary Water Stress Corrosion Cracking (PWSCC) and Nickel-based Alloy. Nuclear Safety Series NEA/CSNI/R(2006)8. 2006. Hrsg. OECD Nuclear Energy Agency. CSNI Integrity and Ageing Working Group
- /PAT 02/ R.S. Pathania, A.R. McIlree, und J. Hickling: An Overview on Primary Cracking of Alloys 182 and 82. *International Symposium - Contribution of Materials Investigation to the Resolution of Problems encountered in Pressurized Water Reactors, Fontevraud V, 23. - 27. September 2002*. Paris. 2002. Hrsg. Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN).
- /RAO 02/ G. Rao, G. Moffatt, und A. McIlree: Metallurgical Investigation of Cracking in the Reactor Vessel Alpha Loop Hot Leg Nozzle to Pipe Weld at the V.C. Summer Station. *International Symposium - Contribution of Materials Investigation to the Resolution of Problems encountered in Pressurized Water Reactors, Fontevraud V, 23. - 27. September 2002*. Paris. 2002. Hrsg. Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN)
- /REC 91/ H. Reck und A. Höfler: Lebensdaueruntersuchungen und Auswertung von Betriebserfahrungen im Hinblick auf Schäden an Einbauten und Schäden infolge von Einflüssen aus Dichtungswerkstoffen, Schmier- und Prüfmitteln. GRS-A-1804. 1991. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH

- /REC 01/ H. Reck: Telefonnotiz eines Gesprächs mit H. Klüber/KKP. 2001
- /REC 09/ H. Reck, U. Jendrich, F. Michel, und J. Rodriguez: Bewertung des Potentials für unentdeckten Schadensfortschritt an druckführenden Komponenten. Abschlussbericht zum BMU-Vorhaben SR 2583 GRS-A-3460. 2009. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH
- /ROB 02/ M.R. Robinson, M.L. Arey, D.E. Whitaker, und S. Fyfitch: Recent CRDM Nozzle PWSCC Experience at Oconee Nuclear Station. *International Symposium - Contribution of Materials Investigation to the Resolution of Problems encountered in Pressurized Water Reactors, Fontevraud V, 23. - 27. September 2002*. Paris. 2002. Hrsg. Société Francaise d'Énergie Nucléaire (SFEN)
- /SCH 09/ X. Schuler, S. Dugan, B. Mezger, und T. Just: Aktualisierung des Berichtes zum Stand der Untersuchungen an Mischnähten unter Einbeziehung der Ergebnisse der Revision 2008 in deutschen LWR-Anlagen. Vorabbericht zu Arbeitspaket 4.1 des Arbeitspakets 4: „Zuarbeit der Materialprüfungsanstalt Universität Stuttgart für den BMU und die Reaktorsicherheitskommission" im Rahmen des BMU-Vorhabens SR 0801312 „Zentrale Untersuchung und Auswertung von Herstellungsfehlern und Betriebsschäden im Hinblick auf druckführende Anlagenteile von Kernkraftwerken". 2009. Stuttgart, Hrsg. Materialprüfungsanstalt Stuttgart
- /SCO 09/ P. Scott: Primary Water Stress Corrosion Cracking of Nickel-base Alloys. 2009
- /SEI 08/ H.P. Seifert, S. Ritter, T. Shoji, Q.J. Peng, Y. Takeda, und Z.P. Lu: Environmentally-assisted cracking behaviour in the transition region of an Alloy182/SA 508 Cl.2 dissimilar metal weld joint in simulated boiling water reactor normal water chemistry environment. *Journal of Nuclear Materials* 378[2], S. 197-210. 2008
- /SHA 94/ V.N. Shah, A.G. Ware, und A.M. Porter: Assessment of Presurized Water Reactor Control Rod Drive Mechanism Nozzle Cracking. NUREG/CR-6245, EGG-2715. 1994
- /SHA 93/ V.N. Shah: Aging and Life Extension of Major Light Water Reactor Components. P.E. Macdonald. 1993. Amsterdam, Hrsg. Elsevier Science Ltd.

- /SKI 01/ SKI: Vortrag der Schwedischen Aufsichtsbehörde SKI auf einem Treffen mit der US NRC im Dezember 2001. 2001
- /SMC 09/ Technical Bulletin Inconel 600. *www.specialmetals.com*, Nov 2009
- /SMI 90/ R.E. Smith, R. Hanford, und S.C. Cheng: Pressure vessel nozzle repair. *Nuclear Engineering and Design* 124[1-2], S. 79-89. 1990. Amsterdam, Hrsg. Elsevier
- /SOU 99/ C. Soustelle, M. Foucault, P. Combrade, K. Wolski, und T. Magnin: PWSCC of Alloy 600 : A Parametric Study of Surface Film Effects. *9th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. S. 105 - 113. 1999. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS). Ed.: Ford, J. P., Bruemmer, S. M., and Was, G. S.
- /SPE 01/ M.O. Speidel und R. Magdowski: Spannungsrisskorrosion an Schweißnähten von Kernkraftwerken. *Tischvorlage für die 17. Sitzung des RSK-Ausschusses "Druckführenden Komponenten und Werkstoffe"*. 2001
- /SPE 02b/ M.O. Speidel: Bewertung der Übertragbarkeit der Rissbildung in V.C. Summer (USA) und Ringhals 4 (Schweden) auf KKB im Hinblick auf die Wasserchemie. *Gutachterliche Stellungnahme, Anlage zu WLN 2001/05*. 2002. Zürich
- /TEI 95/ A. Teissier, A. Heuze, und R.P. Siouffi: Alloy 600 Head Penetration Cracking at EDF: Short and Long Term Maintenance Strategy. *Specialists Meeting on Cracking in LWR RPV Head Penetrations*. 5. Feb 1995 1995. Hrsg. IAEA
- /VAI 02/ F. Vaillant, P. Moulart, J.M. Boursier, C. Amzallag, und J. Daret: Crack Growth Rates in Thick Materials of Alloy 600 and Weld Materials of Alloy 182 in Laboratory Primary Water. *International Symposium - Contribution of Materials Investigation to the Resolution of Problems encountered in Pressurized Water Reactors, Fontevraud V, 23. - 27. September 2002*. Paris. 2002. Hrsg. Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN)
- /VDE 92/ VDEH: Physikalische Eigenschaften von Stählen. *Stahl-Eisen Werkstoffblatt (SEW) Nr. 310*. 1992. Düsseldorf, Hrsg. Verein Deutscher Eisenhüttenleute

- /VGB 09/ VGB: Qualitätsstatus von Mischnähten in deutschen DWR- und SWR- Anlagen. Vortrag des VGB PowerTech im RSK-Ausschuss „Druckführende Komponenten und Werkstoffe“ am 08.07.2009 ausgearbeitet vom VGB-Arbeitskreis „Werkstoffe und Komponentenintegrität“ Vortragender: U. Ilg. 2009. Bonn
- /WAR 92/ A.G. Ware und V.N. Shah: Age-related degradation of boiling water reactor vessel internals. *Nuclear Engineering and Design* 133[1], S. 49-62. 1992. Amsterdam, Hrsg. Elsevier
- /WEB 93/ G.L. Webb: Environmental Degradation of Alloy 600 and Welded Filler Metal EN82 in an Elevated Temperature Aqueous Environment. *6th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. San Diego. S. 687 - 695. 1993. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS). Ed.: Gold, R. E. and Simonen, E. P.
- /WEB 95/ G.L. Webb und M.G. Burke: Stress Corrosion Cracking Behaviour of Alloy 600 in High-Temperature Water. *7th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. Breckenridge, CO/USA. S. 41 - 55. 1995. Hrsg. NACE International
- /WLN 84/ Weiterleitungsnachricht: Risse an Schrauben der Brennelementkastenbefestigung (in KKI-1, KKB). WLN 1984/07. 1984. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH
- /WLN 86/ Weiterleitungsnachricht: Risse an Schrauben der Brennelementkastenbefestigung im Kernkraftwerk Gösgen (Schweiz) entdeckt im August 1986. Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in Kernkraftwerken des Auslandes - WLN 1986/06. 1986. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH
- /WLN 90/ Weiterleitungsnachricht: Befunde an Kernbehälterschrauben im Kernkraftwerk Biblis B (ab 30.09.1989) - Ergänzung zur Weiterleitungsnachricht Nr. 1986/06. WLN 1990/02. 1990. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH

- /WLN 95/ Weiterleitungsnachricht: Defekte Hüllrohre an bestimmten Brennelementen im Kernkraftwerk Brokdorf (KBR) am 11.07.1995. WLN 1995/08. 1995. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH
- /WLN 01/ Weiterleitungsnachricht: Schäden an Mischnähten der Reaktordruckbehälterstutzen in den Kernkraftwerken Virgil C. Summer (USA) und Ringhals 4 (Schweden) entdeckt im Herbst 2000. Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in Kernkraftwerken des Auslandes - WLN 2001/05. 2001. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH
- /WLN 03/ Weiterleitungsnachricht: Große Korrosionsmulde im Reaktordruckbehälter-Deckel des Kernkraftwerkes Davis Besse (USA). Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in Kernkraftwerken des Auslandes - WLN 2003/02. 2003. Köln, Hrsg. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH
- /WHI 05/ G.A. White, N.S. Nordmann, J. Hickling, und C.D. Harrington: Development of Crack Growth Rate Disposition Curves for Primary Water Stress Corrosion Cracking (PWSCC) of Alloy 82, 182 and 132 Weldments. *12th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors*. S. 511 - 531. 2005. Hrsg. The Minerals, Metals and Materials Society (TMS)

10 Tabellen

Tab. 10-1 Anhaltwerte für einige wichtige physikalische Eigenschaften einiger typischer Vertreter von in KKW eingesetzten Werkstoffen bei 20 °C. Soweit nicht anders angegeben, stammen die Daten aus KTA 3201.2, Anhang AP.

Werkstoff	Alloy 600	Alloy 800	Austenit ^{a)}	Ferrit ^{b)}
Physikalische Eigenschaft				
Dichte [106 g/m ³]	8,4	7,94	7,93	7,86
Dynam. Elastizitätsmodul [GPa = 10 ⁹ N/m ²]	217	197	200	211
Mittlerer linearer Wärmeausdehnungskoeffizient zwischen 20 und 100°C [10 ⁻⁶ 1/K]	12,7- 13,35 ^{c)}	15,4	16,0	12,7-12,1 ^{d)}
Wärmeleitfähigkeit [W/mK]	14,2	13	15,0	44
Mittlere spezifische Wärmekapazität zwischen 20 und 100 °C [J/gK]	0,46	0,48	0,47	0,46

^{a)} Austenitischer Chrom-Nickel-Stahl X 6 CrNiTi 18 10

^{b)} Niedrig legierter ferritischer Stahl 20 MnMoNi 5 5

^{c)} Daten aus /SMC 09/

^{d)} Daten aus /VDE 92/ für 20 MnMoNi 4 5 in Übereinstimmung mit /IKT 96/

Tab. 10-2 Einsatzgebiete für die verschiedenen Schweißzusatzwerkstoffe nach den Richtlinien in ASME II

Einsatzgebiet / zu schweißende Werkstoffe	Alloy 182	Alloy 152	Alloy 132	Alloy 82	Alloy 52
NiCrFe-Legierungen	X				
Plattierungsseite von ferrit. Verbindungen, die mit NiCrFe-Legierungen plattiert sind	X			X	X
Schweißplattierungen	X ¹⁾	X		X	X
Alloy 600	X		X	X	
Alloy 690		X			X
Mischnähte NiCrFe / ferrit. Stähle	X	X	X	X	X
Mischnähte NiCrFe / austenit. Stähle	X	X	X		
Mischnähte versch. Nickellegierungen			X	X	

¹⁾ wenn dem der hohe Mangengehalt nicht entgegensteht

Anmerkung: ASME enthält keine speziellen Angaben zum Einsatz für Mischnähte zwischen ferritischen und austenitischen Stählen

Tab. 10-3 Anhaltswerte für die chemische Zusammensetzung der verschiedenen in KKW eingesetzten Nickellegierungen nach ASME II und ihre Haupteinsatzgebiete. (Alloy 800 nur z. Vgl., Angaben für Schweißzusatzwerkstoffe beziehen sich auf reines Schweißgut) (in Gew.-%)

Name	Anteile der Hauptlegierungselemente							Einsatzgebiete
	Ni	Cr	Fe	Nb+Ta	Al	Ti	Sonstige	
Alloy 600	> 72	14 – 17	6 – 10					Dampferzeuger-Heizrohre, Plattierung, Einbauteile
Alloy 182	> 59	13 – 17	10	1,0 – 2,5		1,0	Mn: 5,0 – 9,5	Schweißzusatz für NiCrFe-Legierungen, Plattierung
Alloy 132	70	15	8	2,5			Mn: 3,5	Schweißzusatz für Alloy 600 & Mischnähte, Plattierung
Alloy 82	> 67	18 – 22	3	2,0 – 3,0		0,75	Mn: 2,5 – 3,5	Schweißzusatz für Alloy 600 & Mischnähte, Plattierung
Alloy 690	> 58	28 – 31 ^{a)}	7 – 11					Dampferzeuger-Heizrohre, Plattierung, Einbauteile
Alloy 152	Rest	28,0 – 31,5	7 – 12	1,0 – 2,5			Mo: 0,5 Mn: 5,0	Schweißzusatz für Alloy 690 & Mischnähte, Plattierung
Alloy 52	Rest	28,0 – 31,5	7 – 11	0,1	1,1	1,0	Mo: 0,5 Mn: 1,0	Schweißzusatz für Alloy 690 & Mischnähte, Plattierung
Alloy 750	> 70	14 – 17	5 – 9	0,7 – 1,2	0,4 – 1,0	2,25 – 2,75		Verbindungselemente
Alloy 718	50 – 55	17 – 21	Rest	4,75 – 5,5	0,2 – 0,8	0,65 – 1,15	Mo: 2,8 – 3,3	Verbindungselemente, Federn
NiCr 21 Mo	38 – 46	19,5 – 23,5	Rest	-		0,6 – 1,2	Cu: 1,5 – 3,0 Mo: 2,5 – 3,5	Wärmetauscherrohre
Alloy 800	30 – 35	19 – 23	>39,5	-	0,15 – 0,6	0,15 – 0,6		Dampferzeuger-Heizrohre

^{a)} In Alloy 690 wurde für die Kerntechnik der minimale Chromgehalt von 27 auf 28 % angehoben.

Tab. 10-4 Chemische Zusammensetzung nicht ausscheidungsgehärteter Nickellegierungen nach Regelwerken (in Gew.-%)

Name Referenz	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Fe	Cu	Co	Nb	Ti	Al
Typ Alloy 600													
Alloy N06600 ASME II	< 0,15	< 0,5	< 1,0	-	< 0,015	14 – 17	> 72	6 – 10	< 0,5	-			
NiCr15 Fe KTA 3201.1 ^{b)}	< 0,08	< 0,5	< 1,0	< 0,015	< 0,015	14 – 17	> 72	6 – 10	< 0,5	< 0,2			
NC 15 Fe ^{a)} RCC-M	0,01 – 0,05	< 0,5	< 1,0	< 0,015	< 0,01	14 – 17 ^{a)}	> 72	6 – 10	< 0,5	< 0,1 ^{a)}	-	< 0,5 ^{f)}	0,5 ^{f)}
Typ Alloy 690													
Alloy N06690 ASME II	< 0,05	< 0,5	< 0,5	-	< 0,015	27 – 31	> 58	7 – 11	< 0,5	-	-	-	-
NC 30 Fe RCC-M	0,01 – 0,04	< 0,5	< 0,5	< 0,015	< 0,01	28 – 31	> 58	7 – 11	< 0,5	^{e)}	-	< 0,5	< 0,5
speziell DE-HR ^{c)}	0,01 – 0,03	“	“	“	“	“	“	8 – 11	“	< 0,035 ^{d)}	< 0,1	“	“

^{a)} Für DE-HR nach EDF-Spezifikation sind Cr > 15,5 % und Co < 0,05 % anzustreben /DON 88/. ^{b)} Angaben in KTA 3204 identisch; ^{c)} Zusätzlich wird hier B < 0,003%; N < 0,05 % festgelegt. ^{d)} max. Co = 0,035 %, aber < 0,018 % im Mittel für ein Heizrohrbündel; ^{e)} Für heißgewalzte Bleche wird Co < 0,2 % gefordert, vorzugsweise soll Co < 0,1 % sein. ^{f)} für heißgewalzte Teile wird in M4103 Al + Ti < 0,6 % festgelegt

Typ Alloy 800 (keine Nickellegierung, hier nur zum Vergleich angegeben)													
Alloy 800 ASME II B, SB 163	< 0,1	1,0	< 1,5	-	< 0,015	19 – 23	30 – 35	> 39,5	< 0,75	-	-	0,15 – 0,6	0,15-0,6
X2NiCrAlTi 32 20 KTA 3201.1 für DE-HR	< 0,03	0,3 – 0,7	0,4 – 1,0	< 0,02	< 0,015	20 – 23	32 – 35	Rest	< 0,75	< 0,1	-	< 0,6 ^{g)}	0,15-0,45

^{g)} Für eine ausreichende Stabilisierung soll Ti > 12 x C und Ti > 8 x (C+ N) eingehalten werden.

Tab. 10-5 Chemische Zusammensetzung ausscheidungsgehärteter Nickellegierungen nach verschiedenen Regelwerken (in Gew.-%)

Name Referenz	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Fe	Cu	Co	Nb	Ti	Al
Typ 750														
Alloy N07750 ASME II	< 0,08	< 0,5	< 1,0	-	< 0,01	14 – 17	-	> 70	5 – 9	< 0,5	< 1,0	0,7 – 1,2	2,25 – 2,75	0,4 – 1,0
NC 15 FeTNbA RCC-M speziell RDB- Einbauten	< 0,08	< 0,5	< 1,0	-	< 0,01	14 – 17	-	> 70	5 – 9	< 0,5	a)	0,7 – 1,2	2,25 – 2,75	0,4 – 1,0
	“	“	”	< 0,01	“	“	“	“	“	< 0,3	< 0,2	“	“	”
2.4669 KTA 3204	< 0,08	< 0,35	< 0,35	< 0,015	< 0,01	14 – 17	-	> 70	5 – 9	< 0,5	< 0,2	0,7 – 1,2	2,25 – 2,75	0,4 – 1,0
Typ Inconel 718														
Alloy N07718 ASME II	< 0,08	< 0,35	< 0,35	< 0,015	< 0,015	17 – 21	2,8 – 3,3	50 – 55	Rest	< 0,3	< 1,0	4,75 – 5,5	0,65 – 1,15	0,2 – 0,8
NC 19 FeNb RCC-M	< 0,08	< 0,35	< 0,35	< 0,015	< 0,015	17 – 21	2,8 – 3,3	50 – 55	Rest	< 0,3	b)	4,75 – 5,5	0,65 – 1,15	0,2 – 0,8
2.4668 KTA 3204	< 0,08	< 0,35	< 0,35	< 0,015	< 0,015	17 – 21	2,8 – 3,3	50 – 55	Rest	< 0,3	< 0,2	4,75 – 5,5	0,65 – 1,15	0,2 – 0,8

a) Wird in Produktspezifikation festgelegt

Tab. 10-6 Chemische Zusammensetzung nickelbasierter Schweißgüter nach ASME II und RCC-M (Angaben in Gew.-%)

Name nach AWS Nummer UNS	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Fe	Cu	Co	Nb + Ta	Ti	Al
Typ Alloy 82	Analyse des Elektrodenwerkstoffs													
ERNiCr-3 N06082	< 0,1	< 0,5	2,5 – 3,5	< 0,03	< 0,015	18 – 22	-	> 67	3	0,5	< 0,12 ^{a)}	2,0 – 3,0	0,75	-
ERNiCr-3 nach RCC-M ^{b)}	“	“	“	“	“	“	“	“	< 3	“	< 0,1	“	< 0,75	-
ERNiCr-3 nach RCC-M ^{c)}	“	< 0,25	“	< 0,01	“	“	“	“	“	< 0,5	< 0,1	2,3 – 3,0	“	-
Typ Alloy 52														
ERNiCrFe-7 N06052	0,04	0,5	1,0	< 0,02	< 0,015	28 – 31,5	0,5	Rest	7 – 11	0,3	-	0,1	1,0	1,1
ERNiCrFe-7 n. RCC-M ^{b)}	“	“	“	“	“	“	“	“	8 – 12	< 0,3	< 0,1	< 0,1	< 1,0	< 1,1
Typ Alloy 182	Analyse des reinen Schweißgutes													
ENiCrFe-3 W86182	< 0,1	1,0	5,0 – 9,5	< 0,03	< 0,015	13 – 17	-	> 59	10	< 0,5	< 0,12 ^{a)}	1,0 – 2,5	< 1,0	-
ENiCrFe-3 nach RCC-M ^{d)}	“	< 1,0 ^{e)}	“	“	“	“	“	“	6 - 10	“	< 0,1	“ ^{f)}	“	-
Typ Alloy 152														
ENiCrFe-7 W86152	< 0,05	< 0,75	< 5,0	< 0,03	< 0,015	28 – 31,5	0,5	Rest	7 – 12	< 0,5	< 0,12 ^{a)}	1,0 – 2,5	0,5	0,5
ENiCrFe-7 nach RCC-M ^{d)}	< 0,045	< 0,65	“	< 0,02	< 0,01	“	“	“	8 – 12	“	< 0,1	1,2 – 2,2	“	“

Name nach AWS Nummer UNS	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Fe	Cu	Co	Nb + Ta	Ti	Al
Typ Alloy 132														
EniCrFe-1 W86132	< 0,08	< 0,75	< 3,5	< 0,03	< 0,015	13 – 17	-	> 62	11	0,5	-	1,5 – 4,0	-	-

a) soweit vom Hersteller verlangt

b) für WIG-Schweißungen (Verbindungsnahte und Pufferschweißungen, Wurzellagen, Dichtnahte, Plattierungen)

c) Bandmaterial für automatische Unter-Pulver-Schweißplattierung

d) Handelektrode

e) vorzugsweise < 0,6

f) vorzugsweise > 1,80

Tab. 10-7 Wärmebehandlungen und Mindestwerte für die Festigkeit der nicht gehärteten Nickellegierungen einschließlich der Schweißgüter nach verschiedenen Regelwerken

Regelwerk	Werkstoff Wärmebehandlung	Produktform	Glühung [°C / h / Abkühlung]	R _{p0,2} Min. [MPa]	R _m Min. [MPa]	A ^{a)} Min. [%]
Typ Alloy 600						
ASME II B, SB						
167	geglüht	heiß gefertigt Rohr ^{d)}	k.A.	170	515	35
167	geglüht	heiß gefertigt Rohr ^{e)}	k.A.	205	550	35
163, 167, 168	geglüht	kalt gefertigt Rohr, Blech, Stab, DE-HR	k.A.	240	550	30
168	spannungsarm	heiß bearbeitet Blech	k.A.	240	586	30
166	Keine	heiß bearbeitet Stab	-	240 – 310	585 – 655	20 – 30
166	keine	kalt bearbeitet Stab	-	480 – 620	655 – 825	7 – 12
168	Keine	kalt gewalzt Blech, Stab	-	620	860	2
166	geglüht	Draht	k.A.	k.A.	552 – 1276	k.A.
KTA						
3204	lösungsgeglüht	Blech, Rohr	1080 – 1150 ^{h)}	180	500	35
3204	weichgeglüht	Stab, Schmiedestück	920 - 1000 ^{h)}	200	550	30
3204	stabilisieren	Blech, Rohr, Stab, Schmiedestück	700 – 730 / > 10h / Ofen	-	-	-
3201.1	weichgeglüht	DE-HR	980 – 1030	275	540	30
RCC-M, Section II						
M 4102	wärmebehandelt	geschmiedete oder gewalzte Teile	950 – 1150 / 715 / > 12h	240	550	30
M 4103	wärmebehandelt	heiß gewalzt Blech	705 – 1150	240	550	30
Typ Alloy 690						
ASME II, SB						
167	geglüht	heiß gefertigt Rohre ^{d)}	k.A.	170	515	35
167	geglüht	heiß gefertigt Rohre ^{e)}	k.A.	205	586	35

Regelwerk	Werkstoff Wärmebehandlung	Produktform	Glühung [°C / h / Abkühlung]	R _{p0,2} Min. [MPa]	R _m Min. [MPa]	A ^{a)} Min. [%]
163, 167, 168	geglüht	kalt gefertigt Rohr, Blech, Stab, DE-HR	k.A.	240	586	30
168	geglüht	heiß gefertigt Blech	> 1010	206	514	30
166, 168	keine	Stab, kalt gewalzt Blech	-	Wie Alloy	600	
RCC-M, Section II						
M 4102	wärmebehandelt	geschmiedete oder gewalzte Teile ^{b)}	1000 – 1150 715 / >5h	240 – 400	550	30
M 4107	wärmebehandelt	heiß gewalzt Blech	> 1000 ^{f)} 715 / >5h	240 – 400	550	30
M 4105	wärmebehandelt	DE-HR	>1060/>1Min 715 / >5h ^{c)}	275 – 375	630	30
Schweißgüter						
ASME II, C						
SFA 5.11	Alloy 182 & Alloy 152 & Alloy 132	reines Schweißgut	k.A.	-	550	30
SFA 5.14	Alloy 52 & Alloy 82	reines Schweißgut	k.A.	-	550 ^{g)}	-
RCC-M, Section IV						
S2900	Alloy 182	reines Schweißgut	wie geschweißt	250	550	30
S2900	Alloy 152	reines Schweißgut	wie geschweißt	240	550 – 750	30

a) nach ASME A₄, d. h. für Zugstäbe, deren Messlänge dem 4-fachen Durchmesser entspricht, nach RCC-M und KTA aber A₅ (Messlänge = 5-facher Durchmesser)

b) gilt auch für heiß stranggepresste Rohre oder Stäbe; für diese wird nur zusätzlich schnelles Abkühlen nach dem Lösungsglühen gefordert

c) Abkühldauer zwischen 900 und 500 °C weniger als 3 Minuten. Für stark gebogene Rohre ist eine zusätzliche Spannungsarmglühung bei 715 °C für 2 h durchzuführen. Die zweite Stufe der Wärmebehandlung soll nach dem Richten und nach der Oberflächenbehandlung vorgenommen werden.

d) mit äußerem Durchmesser > 127mm

e) mit äußerem Durchmesser < 127mm

f) entweder soll die Temperatur an der Oberfläche am Ende des Walzvorganges > 970 °C betragen oder die angegebene Wärmebehandlung durchgeführt werden

g) typische Werte

h) Zeit: ca. 2 Min. pro mm Wanddicke; Abkühlen in Luft oder schneller

Tab. 10-8 Wärmebehandlungen und Mindestwerte für die Festigkeit für die ausscheidungsgehärteten Nickellegierungen Alloy 750 und 718 in verschiedenen Produktformen nach verschiedenen Regelwerken

Regelwerk	Art d. Wärmebehandlung	Glühbehandlung [°C / h / Abkühlmedium]	Produktform	Min. R _{p0,2} [MPa]	Min. R _m [MPa]	Min. A ^{a)} [%]
Typ Alloy 750						
ASME SB 637	gegl.(nur Stab) & lösungsgegl. & stabilisiert & gehärtet	1177/ 2h (nur Stab)	Stab	725	1205	15
		1080/ 4h/ Luft 843/ 4h/ Luft 760/14h/Ofen o. Luft	Schmiedestück	690	1170	20
ASME SB 637	lösungsgegl. & stabilisiert & gehärtet ^{b)}	1149/ 2-4h/ Luft 843/ 4 h / Luft 704/20h/Luft o. Ofen	Stab, Schmiedestück	620	965	8
ASME SB 637	lösungsgegl. & 2-stufig gehärtet ^{c)}	982/ >0,5h/ Luft 732/ 8h/ Ofen bis 621/ ^{d)} / Luft	Stab, Schmiedestück	790	1170	18 15 ^{e)}
ASME SB 637	lösungsgegl. & 1-stufig gehärtet	1079 – 1121 / 1 – 2h/Luft 704/ 20h/ Luft	Stab, Schmiedestück	689 – 896	1103 -1276	20
KTA 3204	lösungsgegl. & 2-stufig gehärtet	1050-1100 ^{g)} /Luft 730 / 8h / mit 60 K/h auf 620 / 8h /Luft	Stab, Blech, Schmiedestück	720 – 790	1100 -1170	12 - 18
KTA 3204	lösungsgegl. & 1-stufig gehärtet	1090–1180/ Luft 730/ 16h/ Luft	Draht, Band	790 – 880	1140 -1170	10 - 18
RCC-M	lösungsgegl. & 1-stufig gehärtet	1080–1100/ Luft 700/20h / Luft	Geschmiedet o. gewalzt, auch RDB-Einbauten	655 ^{f)}	1070	20
Typ Alloy 718						
ASME SB 637	lösungsgegl. & 2-stufig gehärtet	924-1010/>0,5h/ Luft 718/ 8h/Ofen bis 621 ^{d)} / Luft	Stab, Schmiedestück	1034	1275	12
KTA 3204	lösungsgegl. & 2-stufig gehärtet	1050-1120/ ^{g)} 720/ 8h/ mit 60 K/h auf 620/ 8h/ Luft	Blech, Stab, Draht, Schmiedestück	1000	1200 -1240	6 - 12
RCC-M	lösungsgegl. & 2-stufig gehärtet	925-1010 / Luft 720/ 8h/ Luft 620/ 10h/ Luft	Geschmiedet o. gewalzt	1035	1275	12

^{a)} nach ASME A₄, d.h. für Zugstäbe deren Messlänge dem 4-fachen Durchmesser entspricht, nach RCC-M und KTA aber A₅

^{b)} für Betriebstemperaturen > 593 °C

^{c)} für Betriebstemperaturen < 593 °C

^{d)} bis 18h Gesamtzeit für die Härtung erreicht sind

^{e)} für Teile > 63,5mm

^{f)} für Bolzen und Stifte von RDB-Einbauten soll die min. Streckgrenze zwischen 655 - 900 MPa liegen

^{g)} Zeit: ca. 2 Min. pro mm Wanddicke; Abkühlen in Luft oder schneller

Tab. 10-9 Namen und Nummern für gleichartige Legierungen nach verschiedenen Regelwerken

Name	UNS	AWS	ISO / EN	DIN	DIN-Kurzname	RCC-M
Alloy 600	N06600	-		2.4816	NiCr15 Fe	NC 15 Fe
Alloy 182	W86182	ENiCrFe-3 ^{b)c)}	Eni6182 ^{c)}	2.4807 ^{c)}		siehe AWS
Alloy 82	N06082	ERNiCr-3 ^{a)c)}	SNi6082 ^{c)}	2.4806 ^{c)}		siehe AWS
Alloy 690	N06690	-		2.4642		NC 30 Fe
Alloy 152	W86152	ENiCrFe-7 ^{b)c)}	Eni6152 ^{c)}			siehe AWS
Alloy 132	W86132	EniCrFe-1 ^{b)}				
Alloy 52	N06052	ERNiCrFe-7 ^{a)c)}	SNi6052 ^{c)}			siehe AWS
Alloy 750	N07750	-		2.4669	NiCr15Fe7TiAl	NC 15 FeTNbA
Alloy 718	N07718	-		2.4668	NiCr19Fe19NbMo	NC 19 FeNb

^{a)} gemäß AWS Spezifikation A5.14

^{b)} gemäß AWS Spezifikation A5.11

^{c)} Quelle: www.bibusmetals.ch

11 Bilder

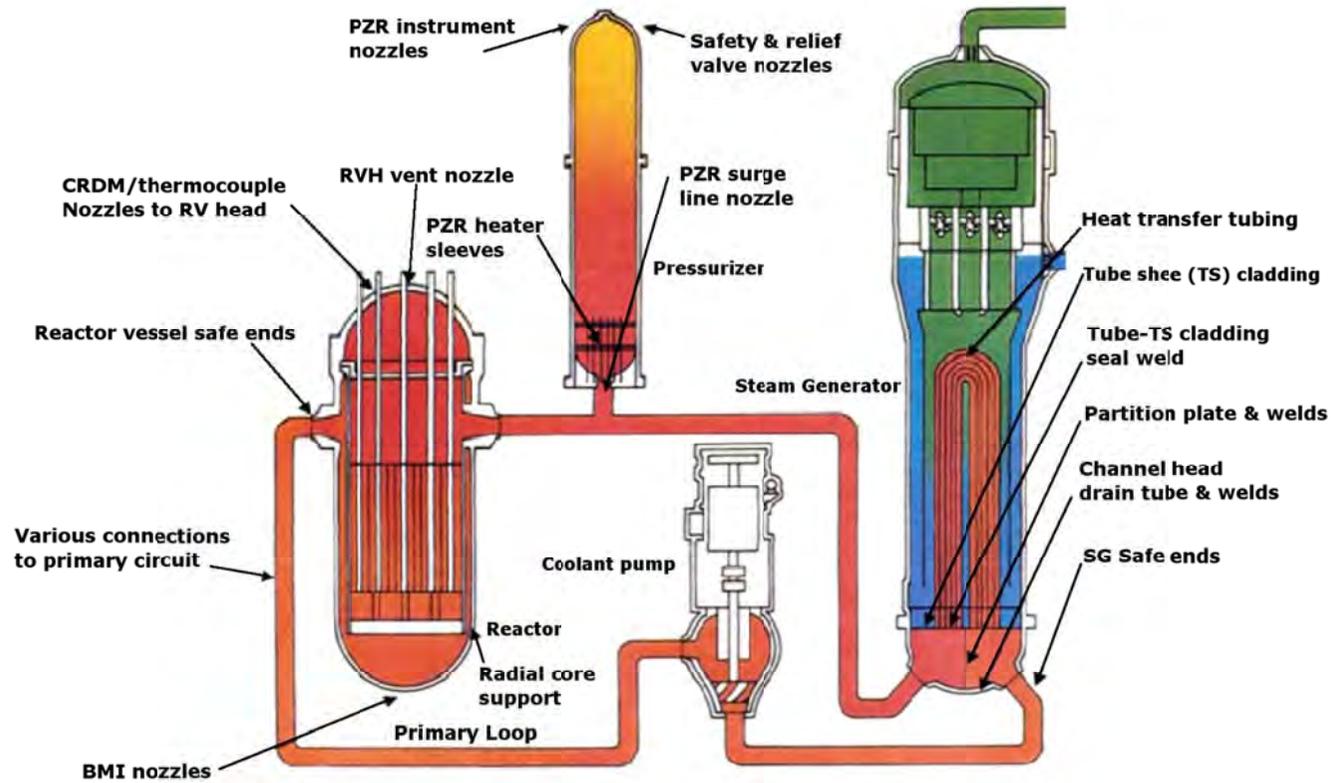


Abb. 11-1 Einbauorte der Legierungen 600, 132, 82 und 182 im DWR /SCO 09/

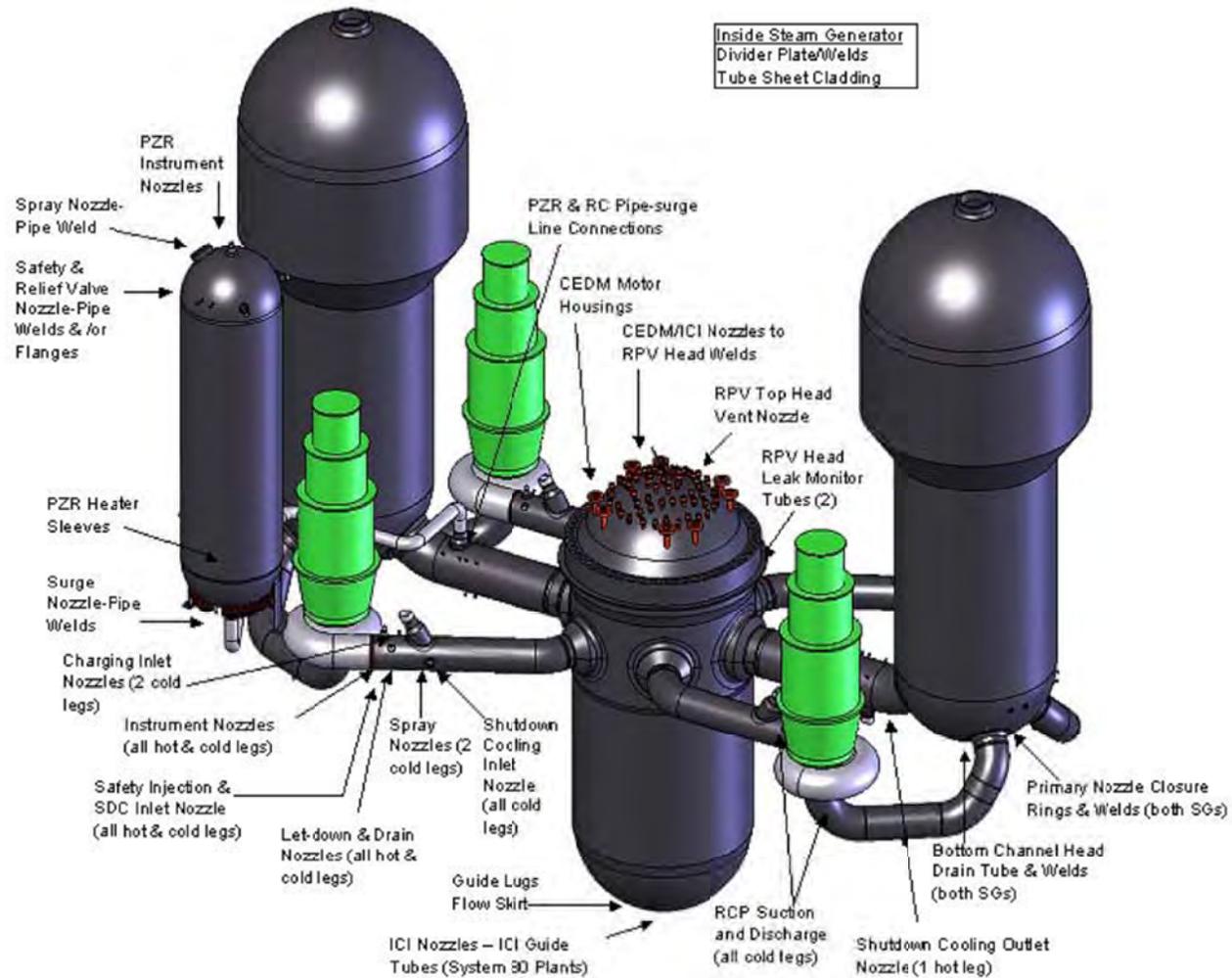


Abb. 11-2 Verwendung von Alloy 600/82/182 beim Babcock & Wilcox Primärkreisdesign /MRP 04/

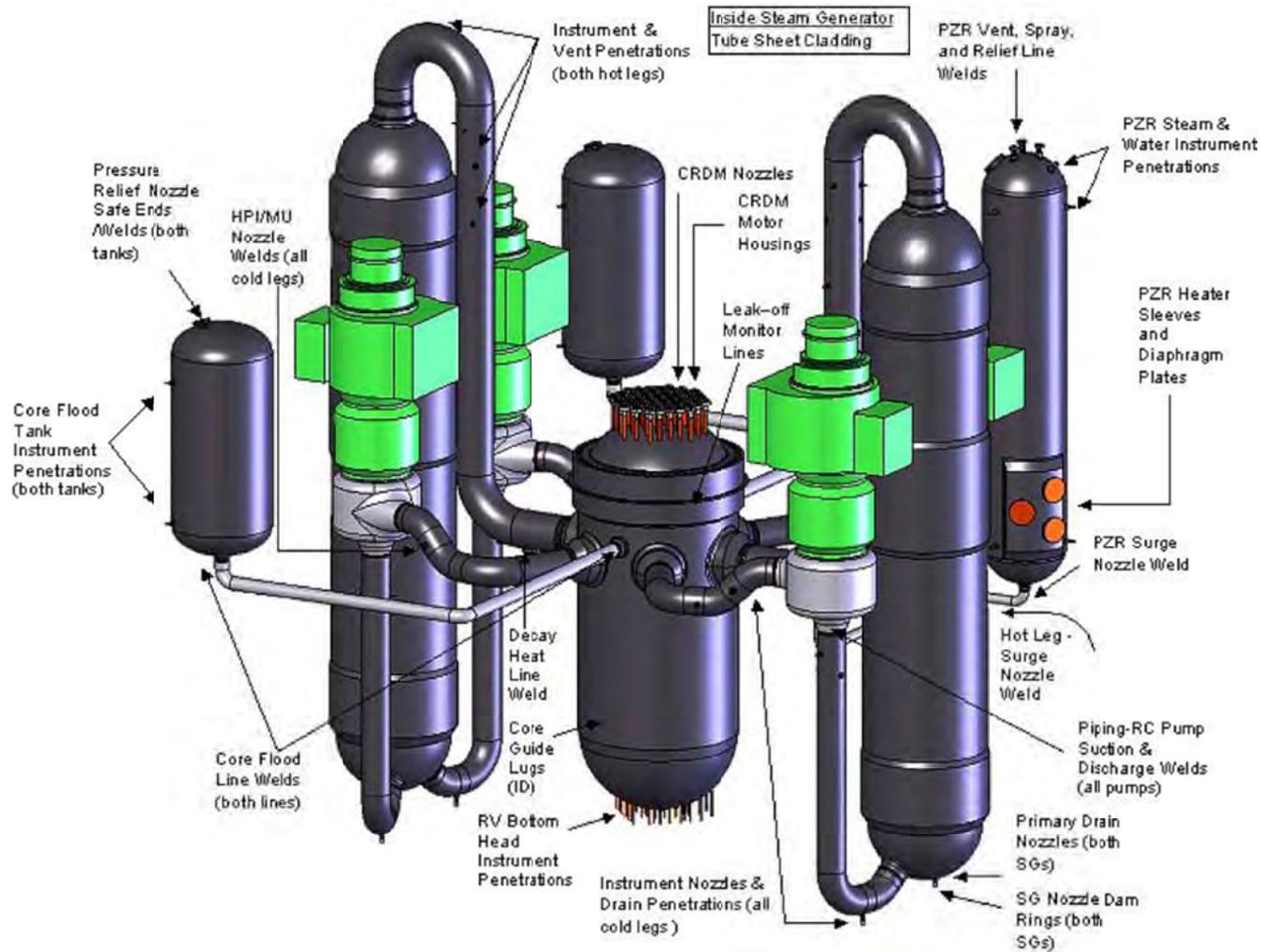


Abb. 11-3 Verwendung von Alloy 600/82/182 beim Combustion Engineering (mittlerweile Westinghouse) Primärkreisdesign /MRP 04/

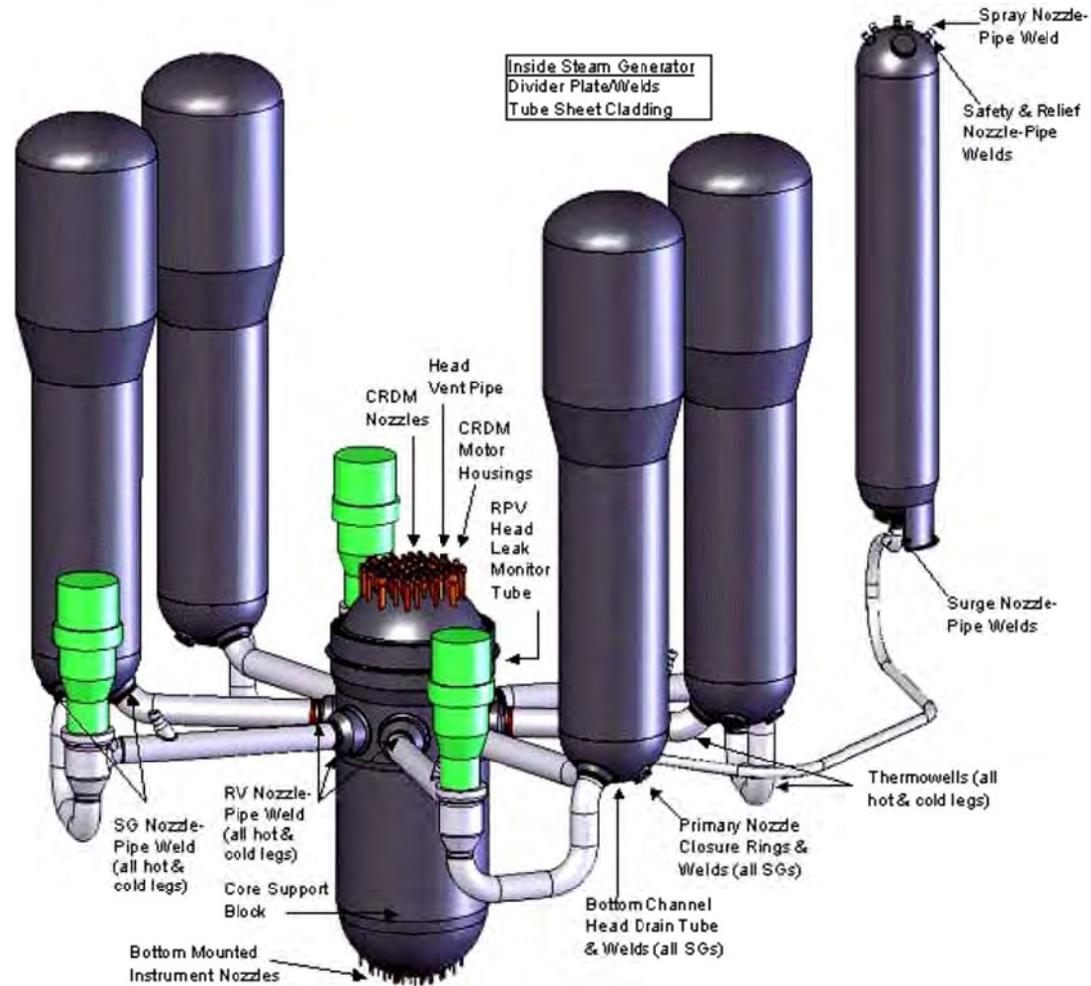


Abb. 11-4 Verwendung von Alloy 600/82/182 beim Westinghouse Primärkreisdesign /MRP 04/

Verteiler

Druckexemplare

- Auftraggeber
 - BfS, Fachgebiet SK 2 5 x
 - BMU, AG RS I 3 2 x
 - BMU, AG RS I 7 2 x
- Bibliothek 1 x
- PL (mif) 2 x

Elektronische Version als pdf-Datei

- Autoren elm, jed, rec, say, sbn, wen 1 x
- PL mif 1 x
- PC hab 1 x
- Geschäftsführer stj, wfp je 1 x
- Bereichsleiter erv, paa, prg, rot, stc, ver, zir je 1 x
- Abteilungsleiter poi, sit, wil je 1 x
- Auftraggeber
 - BfS (Herr Mahlke, Herr Volland) je 1 x
 - BMU (Herr Kramarz) 1 x
- TECDO nit 1 x
- GRS-Portal ham 1 x
- Elektronische PA vet 1 x

Anzahl Druckexemplare: 12

**Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH**

Schwertnergasse 1
50667 Köln
Telefon +49 221 2068-0
Telefax +49 221 2068-888

Forschungszentrum
85748 Garching b. München
Telefon +49 89 32004-0
Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200
10719 Berlin
Telefon +49 30 88589-0
Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4
38122 Braunschweig
Telefon +49 531 8012-0
Telefax +49 531 8012-200

www.grs.de