



Gesellschaft für
Reaktorsicherheit (GRS) mbH

Betriebserfahrungen und Reaktorsicherheit

11. GRS-Fachgespräch
München,
29.—30. Oktober 1987

GRS-68



Gesellschaft für
Reaktorsicherheit (GRS) mbH

Betriebserfahrungen und Reaktorsicherheit

11. GRS-Fachgespräch
München,
29.—30. Oktober 1987

GRS-68 (März 1988)
ISBN 3 - 923875 - 18 - 5

Herausgeber: Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Köln

Diese Beiträge wurden gleichzeitig in der Zeitschrift „Technische Mitteilungen“ Heft 1 · 1988 im Vulkan-Verlag Dr. W. Classen Nachf. GmbH & Co. KG, Postfach 10 39 62, 4300 Essen 1, veröffentlicht.

Inhaltsverzeichnis

Begrüßungsansprache (K. Töpfer)	1
Treibhauseffekt und Klima – Stand und Perspektiven (H. Flohn)	6
Einführung (A. Birkhofer)	18
Sicherheitsreserven bei der Beherrschung von Störungen (M. Simon)	22
Diskussion zum Vortrag M. Simon	32
Nutzung der Instandhaltungsunterlagen für den Erfahrungsrückfluß (C. Versteegen und E. Lindauer)	35
Diskussion zum Vortrag C. Versteegen und E. Lindauer	44
Umsetzung der Betriebserfahrungen bei der Personalschulung (P.-M. Schabert)	45
Diskussion zum Vortrag P.-M. Schabert	58
Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung für die Lebensdauer von Komponenten (H. Schulz und R. Sunder)	60
Diskussion zum Vortrag H. Schulz und R. Sunder	78
Die schutzzielorientierte Vorgehensweise bei der Auswahl sicherheitstechnischer Maßnahmen (H. Weidlich und T. Seidl)	80
Diskussion zum Vortrag H. Weidlich und T. Seidl	89
Untersuchungen über Eingriffsmöglichkeiten bei Störfällen mit Ausfall von Sicherheitsfunktionen (E.J. Kersting)	91
Diskussion zum Vortrag E.J. Kersting	106
Teilnehmerverzeichnis	107

Betriebserfahrungen und Reaktorsicherheit

11. GRS-Fachgespräch vom 29. und 30. Oktober 1987, in München

Begrüßungsansprache

Von Bundesumweltminister Professor Dr. Klaus Töpfer

Ich darf mich zunächst herzlich dafür bedanken, daß ich zur Eröffnung des Fachgesprächs einige Ausführungen zum Tagungsthema machen darf.

Ich erinnere mich gerne daran, daß eine meiner ersten Möglichkeiten, in der Öffentlichkeit zu Fragen der Kernenergie Stellung zu nehmen, anlässlich des Wackersdorf-Kongresses der Bayerischen Staatsregierung hier in München gewesen ist.

Ich sehe eine unmittelbare Verbindung zwischen diesen beiden Kongressen. Außerdem ist es eine gute Gelegenheit für mich, bei der GRS zu sprechen, weil gerade hier eine lange Tradition der Mitwirkung an sicherheitsbezogenen Fragestellungen der Kernenergie besteht. Und es ist eine gute Gelegenheit, zum Thema Betriebserfahrungen und Reaktorsicherheit etwas zu sagen. Denn – diesen Gedanken habe ich versucht, beim Wackersdorf-Kongreß einzubringen – es besteht immer die Gefahr, Sicherheit als einen statischen Begriff, einen statischen Anspruch zu verstehen – mißzuverstehen – wie ich meine.

Damit entsteht das, was der Volksmund unter „in Sicherheit wiegen“ versteht. Vor dem Hintergrund der Ansprüche im Genehmigungsverfahren, ein Kernkraftwerk nur zu genehmigen, wenn es dem Stand von Wissenschaft und Technik entspricht und außerdem zusätzlich durch internationale Erörterungen bestätigt wird, jedem internationalen Vergleich standzuhalten, läuft man Gefahr, sehr schnell der Meinung zu sein, das genüge vollauf.

Damit setzt man sich der Gefahr aus, nicht mehr selbstkritisch genug zu sein und sich keine Blöße geben zu wollen mit der Frage, ob denn nicht im Laufe der Zeit aus der Kenntnis des Betriebsablaufs neue Erfahrungen entstehen, die man in die Sicherheit einbinden muß.

Diese Gefahr wird sicherlich dadurch verstärkt, daß wir häufig – nicht ohne Häme – die Frage gestellt bekommen, wie es denn möglich sei, daß man über Jahre hinweg von den sichersten Kernkraftwerken gesprochen habe und nun passiert etwas im fernen Tschernobyl; und schön gäbe es den Anlaß, bei uns wieder die ach so sicheren Kernkraftwerke zu überprüfen und noch sicherer zu machen. Das führte Joschka Fischer zu der schönen rhetorischen Arabeske, mit dem Vented Containment pfeife nun auch der Reaktor. Das führt zwar immer zur Erheiterung des Publikums, aber zur Wahrheitsfindung trägt es wenig bei.

Auch von daher gesehen besteht immer die Gefahr, in einer Defensive zu bleiben mit dem Hinweis darauf, die Sicherheit dieser Einrichtungen sei doch gewährleistet. Man könne eine schonungslose Frage, ob man dies auch weiterentwickeln könne, nicht immer wieder ertragen.

Ich bin der festen Überzeugung, daß wir Sicherheit insgesamt – aber auch gerade dort, wo mit technischen Einrichtungen große Risiken verbunden sind – stets als eigendynamischen Prozeß verstehen müssen. Risikovorsorge können wir nur betreiben, wenn wir immer und immer wieder uns selbst in Frage stellen, und den erreichten Sicherheitsstandard überprüfen.

Für diese Aufgabe gibt es nach meiner Überzeugung zwei Erkenntnisquellen: Zum einen die stetig neue erweiterte wissenschaftlich-theoretische Durchdringung des naturwissenschaftlichen Erkenntnisfeldes, zum anderen die Betriebserfahrungen. Gerade deswegen brauchen wir den Erhalt oder besser Ausbau der Forschungskapazitäten unserer Universitäten.

Für mich ist besorgniserregend, daß eine der ganz besonders negativen Folgewirkungen der Akzeptanzdiskussion darin enden könnte, daß sich gerade die guten Köpfe unter den jungen Menschen nicht mehr für diese Fragen interessieren, weil sie abgestoßen werden durch die Diskussion, die bis zur persönlichen Bedrohung der mit diesen Fragen besonders Betroffenen reicht.

Von daher gesehen könnten wir einen Fadenriß bekommen, der ungleich schmerzlicher und problematischer zugleich wäre, als wenn wir bei der einen oder anderen technischen Entwicklung nicht gleich dabei sind. Wir dürfen den Fadenriß im „human capital“ nicht entstehen lassen. Eine der entscheidenden Qualitäten unseres Sicherheitsstandards ist diese Tradition im Menschen, in Personen. Für mich, als einen der Jüngeren in der Kette, ist es eine Faszination, die Bestätigung dieser Überlegungen hier in der Tradition von Professor Maier-Leibnitz bis hin zum Kollegen Birkhofer zu sehen. Dies ist etwas, was dem Ökonomen sehr wohl bekannt ist, daß wir Infrastrukturen nicht nur ableiten können aus den materiellen Genehmigungsmöglichkeiten, sondern daß Infrastrukturen auch institutionelle Infrastrukturen sind. Ich werde nicht müde, immer wieder darauf hinzuweisen, daß, wenn wir Kernenergie weltweit brauchen, ich diese Kernenergie lieber hier bei mir habe, wo ich darüber entscheiden kann, wann abgeschaltet und wann geändert werden kann. Hier sind die bürokratischen Strukturen entwickelt, die mit solchen schwierigen Techniken ungleich besser und verantwortungsvoller umgehen können als andere Länder.

Das ist kein Hochmut, sondern eine Entwicklungsgeschichte, von der ausgehend man die Notwendigkeit unterstreichen kann, daß wir uns einen Fadenriß im „human capital“ – in der Ausbildungs- und Forschungsqualität – nicht erlauben können. Wir als eine hochentwickelte Volkswirtschaft mit einer an der Spitze der Welt stehenden Tradition im Forschungsprozeß, haben Verpflichtungen über unser Land hinaus.

Tschernobyl hat uns in besonderer Weise gezeigt, daß wir eine internationale Risikogemeinschaft haben, daß diese Auswirkungen bis zu uns hin sehr deutlich Bewußtsein und Verhalten von Menschen prägen.

Wenn das so ist, muß die Konsequenz an uns sein, eine internationale Sicherheitspartnerschaft im Umgang mit Kernenergie zu bewirken. Wir müssen Standards darin einbringen und die Möglichkeit haben, die Dynamik der Sicherheit auf Dauer voranzutreiben.

Daß wir hier in der Bundesrepublik Deutschland diese Offenheit haben, hat mein Vorgänger im Amt, hat der Kollege Wallmann, sehr nachhaltig und sehr überzeugend belegt. Er hat nicht nur in Ausfüllung der Überlegungen des Bundeskanzlers die Konferenz in Wien mit initiiert und durch die Abkommen über Information und vorbeugenden Katastrophenschutz zum Erfolg gebracht, er hat auch die Einladung an die OSART-Kommission ausgesprochen.

Wir wollen unsere Kernkraftwerke offen machen für den internationalen Sachverstand, und zwar aus zwei Gründen, zum einen sind wir dankbar für jeden noch so geringen Hinweis darauf, wo wir unsere Sicherheit weiterentwickeln können, und zum anderen

können die internationalen Kollegen aus unserem Sicherheitsstandard etwas für ihren Umgang mit Kernenergie nutzen. Beides ist Funktion dieser OSART-Mission.

Ich freue mich, daß wir in der kommenden Woche beginnend eine solche Mission in Philippsburg haben werden.

Wir wollen diese Offenheit. Wir wollen die internationale Sicherheitspartnerschaft nicht nur verbal, sondern wollen sie in aller Nachdrücklichkeit für uns nutzen.

Die zweite Erkenntnisquelle, die für die Dynamisierung der Sicherheit und der Sicherheitsstandards heranzuziehen ist, ist die Dokumentation der Betriebsstörungen in deutschen Kernkraftwerken, die wir heute für das Jahr 1986 veröffentlicht haben.

Auch hier ist wieder diese Problematik der dialektischen Parabel gegeben. Wenn wir veröffentlichen, daß 1986 über 300 solche Betriebsstörungen stattgefunden haben, ist die erwartbare Reaktion in der Öffentlichkeit, daß gesagt wird: „Da kann man es mal wieder sehen, so viele Beinahe-GAUs in so kurzer Zeit.“

Ich bin genau der umgekehrten Meinung. Wir sollten bis in die Kleinigkeiten hinein genau dokumentieren und aufzeichnen und immer und immer wieder bemüht sein, gerade auch in den Kleinigkeiten nicht zur Tagesordnung überzugehen. Gerade an den Kleinigkeiten sollen wieder Quellen neuer Erkenntnisse zu einer weiteren Optimierung unserer Sicherheitsüberlegungen führen.

Deshalb ist diese Tagung, ist dieses Thema ganz im Mittelpunkt der Anforderungen, die ein Minister für Reaktorsicherheit in der Bundesrepublik Deutschland an Wissenschaft und an Beratung heranbringen muß. Wir brauchen diese Offenheit, diese Lernbereitschaft, diese ständige Bereitschaft, sich selbst in Frage zu stellen und dies nicht nur in den einzelnen Kernkraftwerken selbst. Wir wissen, daß die Betriebsmannschaften durch ihren täglichen Umgang vieles dazu beitragen können. Aber wir haben ein derartig zuwachsendes Wissen im „human capital“, im Umgang des Menschen mit dieser Technik auf allen Ebenen, die wir brauchen, eine derartige Akkumulation von Wissen, etwa auch im Zusammenhang mit unseren Behörden.

Für mich ist ganz wichtig, daß unsere Aufsichts- und Genehmigungsbehörden offen sind zur Einbindung neuer Erfahrungen und Erkenntnisse. Dasselbe gilt für Gutachter, Institutionen und Institute, daß wir diese sowohl in der wichtigen Arbeit der TÜVs wie eben auch hier bei der GRS sehen. Dies ist wirklich Sicherheitskapital, das wir pflegen und fortentwickeln müssen.

Auch auf die Gefahr hin, Ihnen auf die Nerven zu gehen, hier ein Fadenriß wäre über lange Jahre nicht gutzumachen und würde auch in unsere Verpflichtung der Entwicklung einer internationalen Sicherheitspartnerschaft fortwirken. So habe ich der GRS an dieser Stelle für ihre Arbeit zu danken. Ich danke natürlich auch in besonderer Weise dem Kollegen Birkhofer, der ja nicht nur in seiner Funktion hier in der GRS an Bedeutung gewinnt, sondern uns in der außerordentlich wichtigen Funktion als RSK-Vorsitzender behilflich ist, diese Fragen aus der emotionalen Qualität herauszulösen und sie in wissenschaftliche Beratung einzubinden.

Die Notwendigkeit, diese Beratungsgremien aus der politischen Einflußnahme herauszuhalten, ist dringlicher denn je. Wir wollen sicher keine Bürokratisierung der Politik, ganz genau so wenig wie eine Politisierung der Bürokratie.

Wir müssen uns natürlich auch mit den Schwachstellen besonders beschäftigen, die ausgemacht sind als Ansatzpunkt für mögliche Risiken. Das ist der Mensch im Umgang mit diesen Techniken. „Accident Management“ ist ein guter Begriff und das, was dahinter steht, ist eine gute Sache.

Wir müssen alles tun, um den Menschen in dieser Funktion zu schulen, auszubilden, ihn auf mögliche unnormale Zustände in Kernkraftwerken vorbereiten, um die Risiken zu begrenzen, damit keine Gefährdungen für Mensch und Umwelt daraus entstehen. Es ist

sehr erfreulich, daß bei dieser Tagung dazu etwas gesagt wird, wie diese Ansatzpunkte von Kritik besser beseitigt werden können.

Wir sind also bereit, den Umgang mit Kernenergie als eine dynamische Sicherheitsanforderung immer wieder zu akzeptieren, auf beiden Ebenen offen zu sein, kritisch zu sein uns selbst gegenüber. Wenn es einen wirklichen Nachweis für Qualität gibt, dann ist es die Qualität derer, die sich selbst in Frage stellen und nicht versuchen, sich ständig selbst zu verifizieren.

Für mich ist der Kernpunkt, der Ableitungs- und Maßstabspunkt für Wissenschaftlichkeit, daß man sich selbst mit seinen bisherigen Erkenntnissen immer und immer wieder in Frage stellt. Deshalb rufe ich Sie hier alle, die Sie Verantwortung für diese schwierige Technologie tragen, auf, Ihre Selbstkritik, diese Wissenschaftlichkeit der Position in Ihrer täglichen Arbeit immer wieder umzusetzen.

Wir haben das nicht nur durch die OSART-Kommission belegt, die sich der internationalen Fachwelt öffnet, sondern auch dadurch, daß wir die RSK gebeten haben, eine volle vorurteilslose Prüfung aller Kernkraftwerke unter Sicherheitsaspekten durchzuführen.

Die RSK hat diese Arbeit sehr engagiert in Angriff genommen und hat in drei Stellungnahmen wichtige Ergebnisse vorgelegt, die umgesetzt werden und sich in besonderer Weise mit der Frage des Vented Containments und der Inertisierung verbinden.

Lassen Sie mich auch das ganz deutlich sagen: Gegen die Gefahr eines Kernschmelzunfalls wird Vorsorge getroffen durch die Auslegung der Kernkraftwerke gegen die sogenannten Auslegungstörfälle. Das Konzept der Störfallbeherrschung ist ausgewogen und bedarf keiner Erweiterung oder Änderung. Die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche Vorsorge gegen Schäden im Betrieb der Kernkraftwerke ist erbracht. Die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder überprüfen laufend, ob und stellen sicher, daß die erforderliche Schadensvorsorge bei den von ihnen beaufsichtigten Kernkraftwerken gewährleistet ist. Jenseits der bereits getroffenen Schadensvorsorge können jedoch Maßnahmen zur Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit oder der Folgen hypothetischer Unfälle getroffen werden.

Ich weise noch einmal darauf hin, daß es zum einen um die Präventivebene geht, also Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Kernschmelzunfalls. Diese Frage prüft die RSK für jedes Kernkraftwerk getrennt und nimmt dafür Begehungen von Anlagen vor.

Zum zweiten geht es um Maßnahmen zur Vermeidung oder Eindämmung radiologischer Folgen schwerer Störungen, also Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes. Diese Fragen werden anlagenübergreifend geprüft. Zum dritten werden längerfristige Untersuchungen übergeordneter Themen vorgenommen.

Ich sage es noch einmal: Gegen die Kernschmelzunfälle ist Vorsorge getroffen durch die Auslegung der Kernkraftwerke entsprechend den Leitlinien des § 28 Abs. 3 Strahlenschutzverordnung.

Ich sage das deswegen, weil dann bewußt wieder die Mißverständnisse herbeigeführt werden, von denen ich eingangs sprach. Diese wollen uns ja nicht dahinbringen, mehr Sicherheit jenseits des Auslegungstörfalles zu treffen, sondern uns in die Startlöcher zurückzuverweisen.

Offenheit also in der Sicherheit!

Lassen Sie mich ergänzen, daß sich dies nicht nur auf die friedliche Nutzung der Kernenergie beziehen kann. Wir brauchen diese Offenheit generell in unserer hochentwickelten Volkswirtschaft beim Umgang mit Technik.

Ich habe am 1. November 1987 den Jahrestag des Brandunfalls von Sandoz, Basel, zu begehen. Auch hier haben wir gesehen, daß wir Anlagensicherheit dynamisch betrachten müssen. Auch hier ist durch die Entscheidung meines Vorgängers im Amt klargestellt

worden, daß wir eine neue Störfallverordnung brauchen. Die Bundesregierung hat diese Störfallverordnung erarbeitet. Sie ist fertig. Sie wird ergänzt durch Verwaltungsvorschriften, damit die Länder auch die Vorzüge direkt nutzen können und nicht neue Probleme im Vollzug auftreten.

Ich bin der Überzeugung, daß wir das eine oder andere übernehmen können, was wir in Zusammenarbeit mit Gutachtern bei der Kernenergie kennengelernt haben. Deswegen ist diese neue Störfallverordnung für den Einsatz externer Sachverständiger geöffnet worden, im etwas verkürzenden, aber erhellenden Titel des „Umwelt-TÜV's“ verankert. Wir bemühen uns auch hier, den gesamten, breiten Sachverstand zu nutzen, damit die Akzeptanz der Industriegesellschaft nicht durch den einen oder anderen Fall in Frage gestellt wird. Damit würden Folgen für die Stabilität unserer Wirtschaft und Gesellschaftsordnung entstehen, die weiter reichen als das, was wir uns mit dem einzelnen Unfall an direkten Problemen einhandeln.

In diesem Sinne ist zusammenfassend festzuhalten: Diese Veranstaltung der GRS ist für den Bundesumweltminister, den für Reaktorsicherheit zuständigen Minister, ein Beleg dafür, daß unsere Gutachterinstitute, daß diejenigen, die uns beraten, verantwortungsvoll mit dieser schwierigen Technik umgehen. Es ist ein Beleg, daß sie offen sind, neue Erkenntnisse aus dem Betrieb, aber auch aus der Wissenschaft aufzunehmen. Wir alle, ob als Bürokratie, als Politiker, als Betreiber oder als im Kernkraftwerk Arbeitender, sollten diese Offenheit auch haben.

Treibhauseffekt und Klima — Stand und Perspektiven

Von H. Flohn¹⁾

Nach der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl hatte die Diskussion über die Energiepolitik einen Höhepunkt erreicht. In dieser Diskussion drohte all das unterzugehen, was der Grund für die gegenwärtige Energiepolitik war, die im Strombereich durch eine ökologisch günstige Partnerschaft von Kohle und Kernenergie geprägt ist. Dazu zählt auch die Frage, inwieweit die als Folge des Einsatzes fossiler Brennstoffe sich allmählich ändernde Zusammensetzung der Atmosphäre das globale Klima beeinflusst.

Diese Frage wurde aktuell, als der Gehalt der Atmosphäre an Kohlendioxid (CO₂) ständig weiter anstieg, seit 1958 überwacht durch R. Revelle und G. Keeling (Scripps Inst. of Oceanography, La Jolla/Kalifornien). Nach einer Reihe von internationalen Gesprächsrunden in den 70er Jahren wurde auf der Welt-Klima-Konferenz (Genf, Febr. 1979) ein internationales Forschungsprogramm formuliert, in dessen Rahmen inzwischen mit den heutigen Hilfsmitteln (Satelliten, Klima-Rechen-Modellen) zum Teil erstaunliche Resultate erzielt worden sind.

In diesem Bericht kann auf den physikalischen Hintergrund des Treibhauseffektes (unter Hinweis auf die Literatur) und seiner Klimawirkung nicht eingegangen werden. Im Oktober 1985 veranstalteten die World Meteorological Organization, das United Nations Environment Program und der International Council of Scientific Unions als die Spitzen-Organisationen von Politik und Wissenschaft in Villach eine Konferenz, bei der sich ein sehr weitgehender Konsensus in den grundlegenden Fragen herausstellte [1]. Im Dezember 1985 brachte das Energie-Ministerium (Dept. of Energy) der USA einen sehr ausgewogenen „State-of-Art“-Report heraus, von zahlreichen Autoren verfaßt und von einem internationalen Gremium von 300 Fachgelehrten sorgfältig überprüft. Mit noch zwei ergänzenden Berichten liegt heute ein wirklich zuverlässiges Material vor, das den jetzigen Stand mit all seinen Problemen und Lücken vollständig und kritisch wiedergibt [2, 3].

Der Verfasser — als Klimatologe mit dem Problem seit dem Nachweis eines wachsenden CO₂-Gehalts (Callendar 1938) vertraut — beabsichtigt, im vorliegenden Bericht die wesentlichen neuen Ergebnisse zusammenzufassen und die für die Energie-Diskussion wesentlichen Folgerungen und offenen Fragen darzustellen. Darüber hinaus möchte er den Hintergrund an beobachteten, nachprüfbaren Tatsachen und deren Bedeutung in den Vordergrund rücken. Wir sehen die zukünftige Entwicklung des Klimas heute in einem etwas anderen Licht, als das noch 1979 in Genf der Fall war. Neben die deduktiven, stets unter vereinfachten Annahmen gewonnenen Modell-Ergebnisse treten überraschende Fakten der Klimageschichte, die unsere Kenntnisse von den Instrumenten-Beobachtungen der letzten 100 bis 300 Jahre mit verschiedenen quantitativen Methoden auf einige 10 000, ja Millionen Jahre verlängern. Damit erweitert sich unser Zeithorizont um über vier Zehnerpotenzen; induktive und deduktive Arbeitsergebnisse kontrollieren sich gegenseitig, und unrealistische Modellannahmen lassen sich eliminieren.

In diesem Bericht — der Fakten und Beobachtungen in den Vordergrund rückt — werden zunächst die wichtigsten Spurengase behandelt, die an dem Treibhauseffekt beteiligt sind, dann unsere Kenntnisse über die Entwicklung von CO₂-Gehalt und Klima im Laufe der

¹⁾ Professor Dr. Hermann Flohn, Institut für Meteorologie der Universität Bonn

letzten 100 000 bis 150 000 Jahre und die Modellergebnisse über den Zusammenhang zwischen CO₂ und Klima. Hieran schließt sich ein Abschnitt über die Zeitskala natürlicher Klimaschwankungen an; nach einer kurzen Zusammenfassung werden die Perspektiven für eine nahe Zukunft erörtert.

Was wissen wir über die „Treibhausgase“?

In jedem Lehrbuch der Klimatologie spielt die langwellige Wärmestrahlung (zum Beispiel der Erdoberfläche) neben der kurzwelligen Sonnenstrahlung eine Hauptrolle. Sie wird in der Atmosphäre größtenteils absorbiert – durch Wasserdampf, CO₂ und Ozon (O₃); die Summenwirkung dieser Gase erhöht die Mitteltemperatur der Erdoberfläche von $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ (vom Satelliten aus gemessen) auf $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Die Bezeichnung „Treibhauseffekt“ hierfür ist zwar physikalisch nur teilweise richtig, soll aber hier beibehalten werden.

Im Spektrum der Wärmestrahlung liegt ein „Fenster“, in dem die beteiligten Gase nahezu durchlässig sind. Nur das Ozon und eine Reihe anderer Spurengase haben hier schmale Absorptionsbanden, so daß ihr Treibhauseffekt sich zu dem des CO₂ addiert. Zu ihnen gehören:

- Methan (CH₄), produziert in Anbaubereichen von (Naß-)Reis, in den Verdauungsorganen von Rindern, freiwerdend bei der Drainage von Sümpfen und in der Tundra; seine Menge hat in dem letzten Jahrzehnt um 15 bis 22 % zugenommen, seit 300 Jahren um einen Faktor nahe 3.
- Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O), produziert durch mikrobiologische Prozesse im Boden, die stickstoffhaltige Düngemittel umwandeln; seine Konzentration wächst jährlich um 0,2 bis 0,5 %.
- Chlor-Fluor-Kohlenwasserstoffe, reaktionsträge Kunstprodukte, die als Treibmittel in Sprühdosen und als Kältemittel verwendet werden, mit einer jährlichen Wachstumsrate von 4 bis 6 %. Ihre Produktion ist inzwischen durch ein internationales Abkommen festgeschrieben worden.
- Troposphärisches Ozon (O₃) entsteht durch photochemische Prozesse in der abgasverunreinigten Atmosphäre („Smog“). Eine Anzahl von Meßreihen – darunter als längste diejenigen vom Hohenpeißenberg (bei Weilheim) und nahe Dresden – zeigen in den letzten 20 Jahren eine erhebliche Zunahme um einige Prozent jährlich. Dies scheint die leichte Abnahme des stratosphärischen Ozons mindestens zu kompensieren; jedoch muß auf näheres Eingehen auf die extrem komplexen Zusammenhänge verzichtet werden.

Neueste Untersuchungen [2] berücksichtigen insgesamt 20 bis 25 Spurengase und kommen zu dem Ergebnis, daß ihr Treibhauseffekt additiv behandelt werden kann und in seiner Summe in den nächsten 30 bis 50 Jahren den thermischen Effekt des CO₂ erreichen oder übertreffen wird. Dies beruht zum erheblichen Teil auf ihrer hohen Wachstumsrate und/oder auf ihrer sehr langen Aufenthaltszeit in der Atmosphäre, zwischen Bildung und Zerfall. Das bedeutet aber einen Zuschlag von zur Zeit 30 bis 50 %, in naher Zukunft um gegen 100 % zu dem durch das CO₂-Wachstum erwarteten Erwärmungseffekt.

In diesem Zusammenhang darf nicht vergessen werden, daß der atmosphärische Wasserdampf allein für etwa zwei Drittel dieses Treibhauseffektes verantwortlich ist.

Haushalt und Entwicklung des CO₂-Gehalts

Der CO₂-Gehalt der Atmosphäre betrug vor Beginn massiver Eingriffe des Menschen 280 ppm (10^{-6} Volumenanteile) mit einer Unsicherheit von höchstens 10 ppm; seit dem Ende der Eiszeit vor 10 000 Jahren bis 1860 schwankte er nur zwischen 260 und 290 ppm. Inzwischen ist er auf 345 ppm (1985) gestiegen. Die mittlere Wachstumsrate liegt

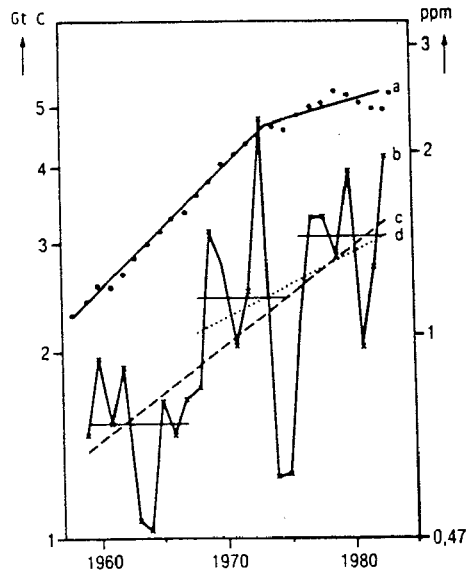


Bild 1: Jährliche Zunahme der Produktion von fossilem CO₂ (a) und des CO₂-Gehaltes der Atmosphäre (b) in Gigatonnen (10¹²g) Kohlenstoff (linke Skala) bzw. in ppm (10⁶ Vol.-Teile) in der Atmosphäre (rechts). c = linearer Trend von (b) für 1958 - 1983, (d) mittlere Zuwachsrate für achtjährige Unterabschnitte. Man beachte die logarithmische, nach oben abnehmende Skale der Zuwachsrate (1 Gt entspricht 0,47 ppm)

heute bei $1,5 \pm 0,2$ ppm/a (etwa 0,4 %), schwankt aber stark von Jahr zu Jahr (Bild 1). Es verdient Beachtung, daß zwar die jährliche (exponentielle) Wachstumsrate der Emission von fossilem CO₂ (heute 5,2 Gt C/a) seit 1973 von 4,4 % auf unter 2 % gefallen ist, ohne daß die Wachstumsrate des atmosphärischen CO₂-Gehalts entsprechend zurückging (Bild 1). 58 % des fossilen CO₂ bleibt zur Zeit in der Atmosphäre; der Anteil des Ozeans dürfte in Zukunft ansteigen.

Der CO₂-Haushalt wird bestimmt durch den Austausch zwischen den Reservoiren Atmosphäre, Ozean, Biosphäre. Vernachlässigen wir zunächst einmal den Jahresgang, dann bildet der Ozean die größte CO₂-Senke, während die Land-Biosphäre durch Waldzerstörung und Bodenerosion CO₂ abgibt. Diese Zufuhr wird zur Zeit auf netto 0,6 bis 2,6 Gt C/a geschätzt; der wahrscheinlichste Wert liegt wohl bei 1,2 Gt C/a. Aus den beiden gesicherten Werten („fossile“ Emission und atmosphärisches CO₂) ergibt sich folgende Bilanz (gültig für etwa 1982):

Zufuhr in die Atmosphäre:	
fossile Brennstoffe	+ 5,2 (± 0,2) Gt C/a
Zufuhr in die Atmosphäre:	
aus der Biosphäre	+ 1,2 (± 0,6) Gt C/a
Speicherung in der	
Atmosphäre	- 3,2 Gt C/a
Speicherung im Ozean	- 3,2 (± 1,0) Gt C/a

In den letzten zehn Jahren haben nun sehr sorgfältige, gegenseitig überprüfte Messungen europäischer Physik-Laboratorien (Bern, Grenoble, Kopenhagen) in den Inlandeisdomen von Grönland und Antarktika wichtige Beiträge zur Geschichte von Klima und CO₂ geliefert. Meßreihen des CO₂-Gehalts der im Eis eingeschlossenen Luftblasen reichen bis

über 150000 Jahre zurück. Bestimmungen der Wolkentemperatur, bei der sich die Eiskristalle gebildet haben, über das Sauerstoff-Isotop ^{18}O liefern repräsentative Aussagen über das Polarklima. Hinzu treten Bestimmungen des ^{13}C -Gehaltes in Baumringen, Korallen und Mikrofossilien im Ozean, die offenbar zuverlässige Abschätzungen des CO_2 -Gehaltes über 400000 Jahre zurück erlauben. Hieraus ergeben sich nun gesicherte Werte für den CO_2 -Gehalt in den letzten Eiszeiten (vor rund 20000, 60000, 150000 Jahren) von 180 bis 200 ppm sowie im letzten Interglazial (Eem-Warmzeit vor rund 125000 Jahren) von etwa 350 ppm.

Das erstaunlichste Ergebnis ist ein wiederholter rascher Übergang zwischen kalten und warmen Klimaphasen, mit einem Temperatursprung von etwa 5 K in einem Zeitraum von rund 100 Jahren, zeitgleich mit CO_2 -Änderungen von $70 (\pm 10)$ ppm. Das geschah vor 30000 bis 40000 Jahren unter rein natürlichen Bedingungen (Bild 2, 3).

Diese Resultate wurden zunächst im Grönlandeis gefunden. In der zentralen Antarktis vollzieht sich der Übergang von Firn zu Eis – und damit der Abschluß der Luftblasen – allerdings so langsam, daß kurzfristige Änderungen des CO_2 -Gehaltes nicht meßbar sind.

In diesem Zusammenhang verdient es Beachtung, daß über die Bestimmung der Kalkablagerungen während geologischer Vorzeiten auch versucht wurde, den CO_2 -Gehalt der Atmosphäre vor vielen Millionen Jahren abzuschätzen. Diese Schätzungen sind naturgemäß unsicher, aber die als wahrscheinlich angenommenen Werte (Pliozän etwa 600 ppm, Karbon über 1000 ppm) sind mit der (aus allen anderen Quellen rekonstruierten) Klimageschichte der letzten 400 Millionen Jahre durchaus verträglich.

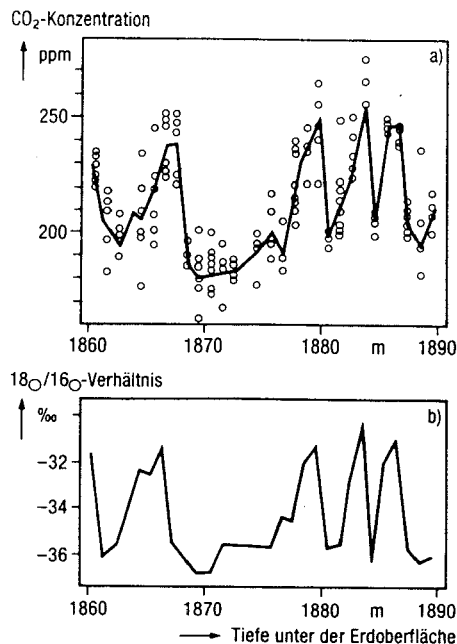


Bild 2: CO_2 -Konzentration (oben) und $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ -Verhältnis als Maß für die Wolkentemperatur (Oeschger-Stauffer 1983) in einem Eisbohrkern in Süd-Grönland, abs. Alter (geschätzt) 37000 bis 27000 Jahre) Kreise – individuelle Meßwerte, dicke Linie – Zeitmittelwerte

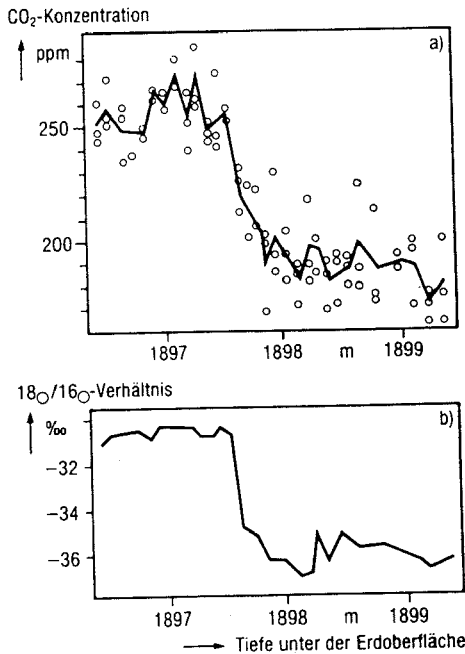


Bild 3: Wie Bild 2, absolutes Alter etwa 40 000 Jahre, umfaßt rund 1000 Jahre

CO₂-Anstieg und globale Mitteltemperatur

In den letzten 25 Jahren sind von zahlreichen Arbeitsgruppen in den wichtigsten Kulturländern Klima-Modelle der verschiedensten Art entwickelt worden, die auf mathematisch-physikalischer Grundlage eine Abschätzung der bei CO₂-Zufuhr zu erwartenden Klima-Änderungen erlauben. Bei dem vielgestaltigen Relief der Erde (als untere Randbedingung) und der Vielzahl der ineinandergreifenden physikalischen und chemischen Prozesse in der Atmosphäre, die eine weite Raumskala umfassen (Zyklonen über 1000 km, Wolkenelemente μm) müssen globale Klima-Modelle stets vereinfachen und alle kleinräumigen Vorgänge durch statistische Näherungen parametrisieren.

Aus diesen Gründen stellen alle vorliegenden Ergebnisse nur Näherungen dar. Schaltet man ganz unrealistische Modelle aus, so ergibt sich für eine Verdoppelung des CO₂-Gehalts (zum Beispiel von 300 auf 600 ppm) im globalen Mittel eine Erwärmung von 3 (+ 1,5) K. Die drei neuesten (und wahrscheinlich realistischsten) Modelle liefern Werte zwischen 3,5 und 4,2 K, so daß die obere Hälfte des Unsicherheitsbereiches als wahrscheinlicher gelten muß. Leider zeigt ein Vergleich der etwa 20 vorliegenden Modelle, daß die Simulation des heutigen Klimas schon in grober Näherung – so Luftdruck und Niederschlag im Januar im Mittel über ganze Breitenzonen – bisher kaum befriedigend gelöst ist. Daher sind – im Gegensatz zu früher optimistischeren Stellungnahmen – Aussagen über die erwarteten regionalen Klimaänderungen selbst für ganze Klimazonen heute noch nicht möglich.

Die in den letzten 20 bis 25 Jahren vorgelegten Modelle erfassen sämtlich nur Teile des gesamten Klimasystems und der darin eingebauten Wechselwirkungen und Rückkopplungen. Während das „Gedächtnis“ der Atmosphäre sich höchstens über 1 bis 2 Wochen

auswirkt, speichert der Ozean zum Beispiel Wärme in der oberen Mischungsschicht auf 4 bis 6 Monate. Seine dreidimensionale Zirkulation ist – im Gegensatz zu der der Atmosphäre – bisher nur in großen Zügen bekannt. Seine Hauptmasse – unterhalb der Sprungschicht in 100 bis 400 m Tiefe – steht nur an wenigen Stellen im Austausch mit der oberen Schicht: am Rande der Antarktis und im arktisch-subarktischen Nordatlantik; das „Gedächtnis“ des Tiefozeans reicht mindestens über 500 bis 1000 Jahre. Möglicherweise existiert neben dem heutigen System der ozeanischen Tiefenzirkulation noch ein weiteres System, das in Zeitabständen von einigen tausend Jahren das heutige ablöst: diese Hypothese ist jedoch ganz offen.

Reine Atmosphärenmodelle sind nur für die kurzfristige Vorhersage (maximal fünf bis zehn Tage) geeignet. Gibt man als wichtigste Konstante die Ozeantemperatur vor, dann können sich selbst massive Änderungen anderer Einflußgrößen (CO_2) kaum auswirken. Fortgeschrittene Klimamodelle verwenden daher ein Ozeanmodell, das Verdunstung (abhängig von der Oberflächentemperatur), Durchmischung (relevant für die Wärmespeicherung) und Strömungen (Wärmetransport) berücksichtigt.

Neuere Untersuchungen betreffen das in den Tropen klimatisch höchst wirksame, zeitlich variable Aufquellen kühleren Wassers (an vielen Küsten und am Äquator). Dieses hängt auch zusammen mit den kurzfristigen (6 bis 12 Monate) Schwankungen des CO_2 - und Wasserdampfgehaltes der Atmosphäre.

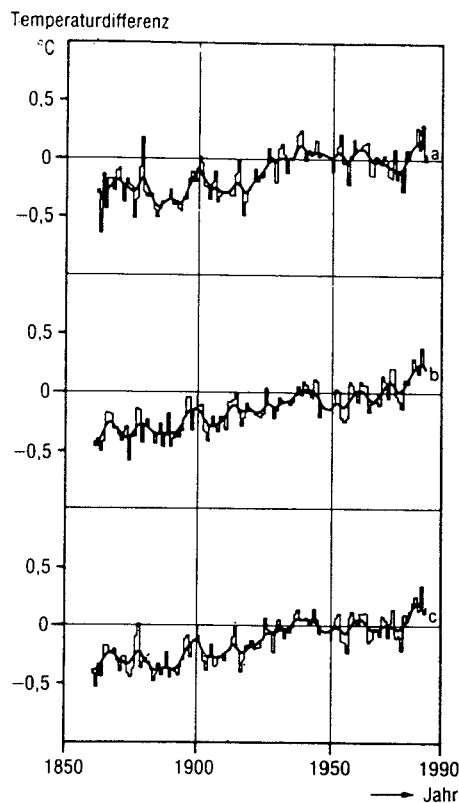


Bild 4: Korrigiertes Jahresmittel der Temperatur a: Nordhalbkugel, b: Südhalbkugel, c: global – nach Jones, Wigley und Wright (Nature 322, 1986, 430 - 434) – auf der Basis der maritimen Daten bis 1900 unsicher wegen räumlicher Lücken in den Unterlagen, ab 1900 gut gesichert

Die paläoklimatisch erschließbaren Warmzeiten der Vergangenheit liefern bisher nur unvollständige Resultate; eine Karte der Klimaänderungen während der Eem-Warmzeit vor 125000 Jahren ist zur Zeit in Bearbeitung.

In jüngster Zeit sind von Arbeitsgruppen in England, Japan, der UdSSR, und den USA zusammenfassende Bearbeitungen der vorliegenden Klimadaten, vor allem der Temperatur seit 1850, vorgenommen worden. Die Ergebnisse der Landbeobachtungen der Nordhalbkugel stimmen gut überein. Die hier beobachtete Abkühlung zwischen etwa 1945 und 1965 wird in den Tropen und auf der Südhalbkugel nicht beobachtet, jedoch sind die Ergebnisse von Landstationen dort nicht repräsentativ. Die Ergebnisse der Lufttemperatur über den Ozeanen zeigen einzelne Abweichungen. Auch stimmen sie nur in großen Zügen mit denen der Wassertemperatur überein. Die Temperaturdifferenz Wasser-Luft zeigt im zeitlichen Verlauf bisher nicht einwandfrei geklärte Änderungen des Vorzeichens. Ein kritischer Vergleich zeigt, daß jedenfalls ab etwa 1900 die Mitteltemperatur an der Erdoberfläche auf Ozean und Kontinent um etwa 0,5 bis 0,6 K angestiegen ist (Bild 4); die Werte vor 1900 erscheinen noch nicht genug gesichert. Eine Erwärmung von 0,6 K bei einer CO_2 -Zunahme von etwa 60 ppm entspricht einer Erwärmung von etwa 3 K bei CO_2 -Verdoppelung (ohne Spurengase); sie steht also nicht im Widerspruch zu den oben erwähnten Modellergebnissen. Sie kann allerdings noch nicht als Beweis dienen – andere klimawirksame Änderungen (Vulkanausbrüche, Bewölkung, Partikeltrübung) sind hier nicht berücksichtigt, sind auch zahlenmäßig zur Zeit kaum faßbar oder noch fraglich (so eine Änderung der Sonneneinstrahlung). Hinzu treten die häufigen Inhomogenitäten der Daten (zum Beispiel Stadteinfluß, Stations-Verlegung).

Repräsentativ sind für die letzten Jahrzehnte (ab 1957) die Meßreihen der Radiosonden, die für eine globale Auswahl vorliegen. In der Schicht 300/850 hPa (Troposphäre, 1,5 bis 9 km Höhe) ergibt sich (Bild 5) für beide Polargebiete und die Äquatorzone jedenfalls ab 1965 eine kontinuierliche Erwärmung um 0,5 bis 0,7 K, die sich in beiden Hemisphären und im globalen Mittel durchsetzt. Dagegen nimmt die Temperatur im Tropopausenbereich 100/300 hPa (9 bis 16 km) schwach ab. Das führt zu einem wichtigen Ergebnis, das wiederum die meisten Modellrechnungen stützt: die Stabilität der Atmosphäre nimmt deutlich ab (Bild 6).

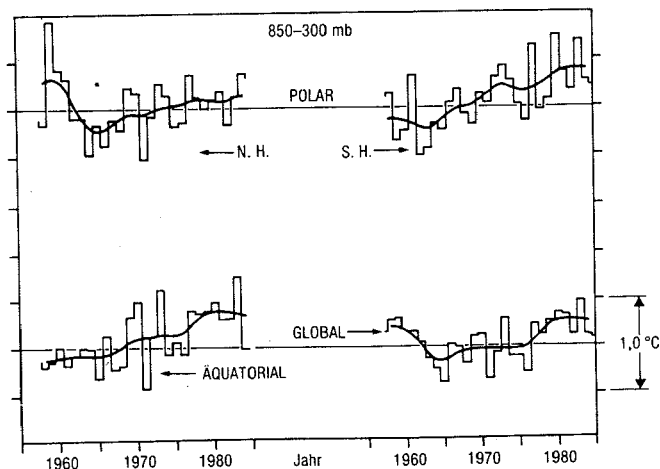


Bild 5: Gang der Mitteltemperatur 850 bis 300 hPa (= 3 bis 9 km). Oben: polare Zonen im N (links) und S (rechts); unten links: Äquatorialzone, rechts globales Mittel (Angell 1985)

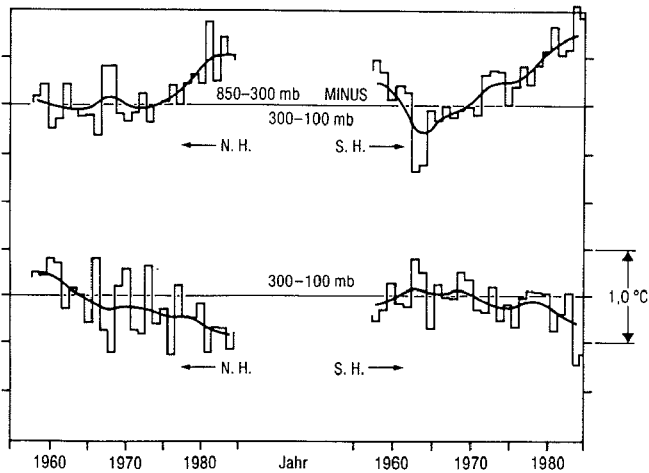


Bild 6: Unten Gang der Mitteltemperatur der Schicht 300 bis 100 hPa (9 bis 16 km Höhe) über beiden Halbkugeln; oben Differenz zwischen den Schichten 850 bis 300 hPa (vgl. Bild 5) und 300 bis 100 hPa. Diese Differenz zeigt ab 1965 einen deutlichen Trend zu höheren Werten, das heißt zu einer Zunahme der Labilität, insbesondere zu feuchtlabiler Schichtung und Wolkenbildung in den Tropen

Eine Bestätigung dieser Erwärmung liefert der verbreitete, nur ganz vorübergehend unterbrochene Rückgang der Gebirgsgletscher der Erde. Dies gilt vor allem für die äquatorialen Hochgebirge (Ostafrika, Neuguinea, Ecuador); der Lewis-Gletscher am Mt. Kenya hat seit der Kartenaufnahme von 1899 einen Massenverlust von 90 % erlitten. In die gleiche Richtung deutet der weltweite Anstieg des Meeresspiegels im Mittel über alle Pegelstationen (Bild 7): er beträgt 1,5 mm/a, entsprechend 15 cm im Jahrhundert. Die Diskussion dieses geophysikalischen Wertes ergab, daß etwa die Hälfte auf das Abschmelzen der Gebirgsgletscher und vielleicht des Grönlandeises zurückgeführt werden könnte,

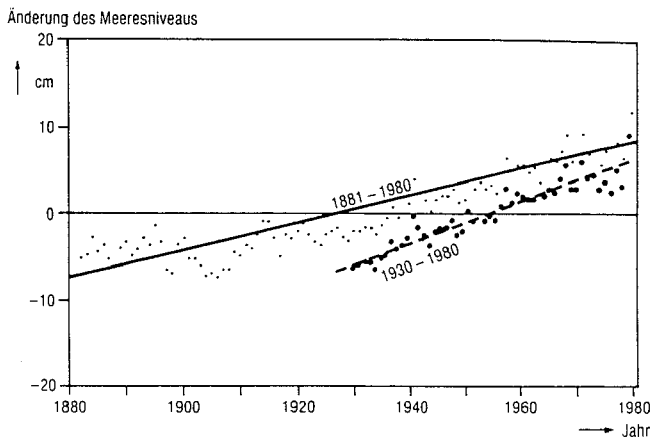


Bild 7: Anstieg des über die ganze Erde gemittelten Meeresspiegels (Barnett 1984). Die Daten für 1881 bis 1980 (Punkte) sind weniger repräsentativ als diejenigen für 1931 bis 1980 (Kreise)

während die Antarktis eher anwächst. Für die andere Hälfte ist offenbar die thermisch bedingte Ausdehnung der oberen Meeresschichten verantwortlich.

Lehren aus der Klimageschichte

Der Gründer eines der ersten staatseigenen Klimanetze, J.W. Goethe, erwähnte im „Wilhelm Meister“ die damals gerade aufkommende Diskussion um die letzte Eiszeit, in der vor 20000 Jahren das skandinavische Inlandeis bis vor die Tore von Hamburg und Berlin, das alpine Eis bis vor die Tore von München reichte. Inzwischen kennen wir einige 20 Eiszeiten mit zwischen-geschalteten Warmzeiten; ihre wesentliche Ursache liegt in den von Milankovich berechneten Änderungen der Erdbahn relativ zur Sonnenstrahlung. Diese laufen in Zyklen von 18000 bis 400 000 Jahren ab, also extrem langsam im Vergleich zur Dauer eines Menschenlebens. Noch viel langsamer laufen die großen Klimaschwankungen der Erdgeschichte ab – so waren in der Zeitperiode zwischen 230 und 40 Millionen Jahren vor heute beide Pole der Erde eisfrei. Modellrechnungen (Schneider-Barron) haben gezeigt, daß dieses Klima unter heutigen Strahlungsbedingungen nicht existieren kann, wohl aber bei einem vielfach größeren CO_2 -Gehalt der Atmosphäre; das entspricht den frühen Vorstellungen von S. Arrhenius u.a. um 1896. Tatsächlich hat sich die Eisdecke der Antarktis spätestens ab 40 Millionen Jahren vor heute ausgebildet; etwa ab 15 Millionen Jahren bedeckte sie den ganzen Kontinent Ost-Antarktika, während der Arktische Ozean eisfrei blieb. Die ersten sicheren Anzeichen für eine Vereisung des Nordpolargebietes (am Ozeanboden und auf dem Festland) sind rund 3,5 Millionen Jahre alt. Vorher existierte also über zehn Millionen Jahre lang ein asymmetrisches Klima mit einem hochvereisenden und einem eisfreien Pol [4] – ähnlich übrigens wie in der Bildungszeit der europäischen Steinkohlen, als der damalige riesige Südkontinent eisbedeckt war.

Für unsere Betrachtungen sind die Simultanmessungen von Temperatur (der schneeliefernden Niederschläge) und CO_2 im Inlandeis von Grönland und Antarktika von besonderer Bedeutung. Die Gleichzeitigkeit beider Zeitreihen (aus dem Eis und den eingeschlossenen Luftblasen) ist jedoch begrenzt: bis zur völligen Umwandlung von Schnee in Eis – die in Südgrönland zum Beispiel etwa 80 Jahre gedauert haben muß – steht die Luft bei starker Luftdruckänderung noch mit der Außenluft in Kontakt. Gesichert ist eine rasche Änderung beider Meßgrößen vor rund 10 000 Jahren, beim Übergang von der Eiszeit zu der heutigen Warmzeit (Holozän): Messungen (zwei Bohrkerne im Norden und Süden) in Grönland und in der Antarktis stimmen überein.

Großes Aufsehen haben die in Bern und Kopenhagen übereinstimmend gefundenen „abrupten“ Schwankungen beider Meßgrößen während der Eiszeit (vor 20 bis 40 000 Jahren) erregt. Sie zeigen parallele Änderungen von CO_2 um rund 30 % und der Umgebungstemperatur in einem Ausmaß wie etwa zwischen Eiszeit und Warmzeit – dies nun wiederholt (nach Dansgaard etwa 15mal) und in einer Zeitskala, die zwischen 50 und maximal 200 Jahren liegen muß (Bild 3). Diese Befunde revolutionieren unsere Vorstellungen von der Klimageschichte. Verschiedene vorgeschlagene Erklärungen lassen die beobachtete Zeitskala außer acht. Nach dem absoluten Alter kann es sich nur um natürliche Prozesse handeln: in dieser Zeit war der Mensch des Mesolithikums – bei einer geschätzten Bevölkerungszahl von 1 Million (statt heute über 5 Milliarden) – keiner Eingriffe in den Klimaablauf fähig. Trotzdem entsprachen Anstieg und Fall des CO_2 -Gehaltes mit 70 ppm in etwa 100 Jahren durchaus dem heutigen Wachstum. Die Klimaänderung selbst war eher größer; immerhin stieg die Wintertemperatur an der Westküste Grönlands zwischen 1890 und 1930 um 6 K an, die Jahrestemperatur um über 3 K, beides viel stärker als in mittleren Breiten.

Gleichzeitiger Anstieg und Fall von Temperatur und CO_2 -Gehalt: hierfür finden wir als aktuelles Beispiel die interannuellen Schwankungen dieser Meßgrößen im Bereich des äquatorialen Pazifiks [5]. Das von Jahr zu Jahr variable Aufquellen von kühlem Tiefenwasser längs des Äquators und an der Westküste Südamerikas – erzwungen von Wechsel-

wirkungsvorgängen an der Grenzfläche Wasser-Luft —, erzeugt diese kurzfristigen Änderungen. Welche großräumig wirksamen Prozesse dabei für die Änderungen der CO₂-Zuwachsrates verantwortlich sind, ist unter den Fachleuten noch umstritten, zumal die zeitweilige Unterdrückung dieses Aufquellens in den „El Niño“ genannten Warmwasserphasen von schweren Dürreperioden in anderen, weitentfernten Gebieten der Tropen und Subtropen begleitet werden. Die Diskussion dieser Zusammenhänge — erst die Satellitendaten haben sie aufgedeckt — ist noch in vollem Gange.

Auch das Gebiet von Grönland-Island-Spitzbergen ist eine Schlüsselstelle für die Erforschung natürlicher Klimaschwankungen. Hier gehen wichtige Austauschvorgänge zwischen Oberflächen- und Tiefenwasser vor sich, wobei die unterseeische Schwelle zwischen Grönland-Island und Schottland den Abfluß des hier gebildeten nordatlantischen Bodengewässers in die übrigen Weltmeere zeitweilig blockiert. Zweifellos hängen die beobachteten Klimaschwankungen eng mit ozeanischen Vorgängen zusammen; für ihre Erforschung besteht, gegenüber der Atmosphäre, ein erheblicher Nachholbedarf.

„Abrupte“ Klimaänderungen unter rein natürlichen Bedingungen haben inzwischen das Interesse an einer möglichen „anthropogenen“ Klimaänderung noch gesteigert [6] — auch hier handelt es sich um nachprüfbar Beobachtungen. Wenn Änderungen dieser Intensität und Zeitskala unter natürlichen Bedingungen auftreten — weshalb nicht auch dann, wenn der Mensch (zunächst sicher ganz unabsichtlich) den Schalter betätigt?

In diesem Zusammenhang sei noch erwähnt, daß alle Klimamodelle mit Koppelung Ozean/Atmosphäre zugleich mit der Erwärmung der Wassertemperatur auch Verdunstung und Niederschlag (im globalen Mittel) anwachsen lassen. Dieser Effekt wird verstärkt bzw. beschleunigt, wenn die (oben geschilderten) Wechselwirkungsvorgänge beteiligt sind. Neueste Untersuchungen der Mitarbeiter des Verfassers haben gezeigt, daß dies offenbar seit 1965 im Gang ist: der Wasserdampfgehalt der mittleren Troposphäre nimmt über dem äquatorialen Pazifik zu (Bild 8). Damit hängt auch die oben erwähnte Zunahme der atmosphärischen Instabilität zusammen, die sich (wegen des viel höheren Wasserdampfgehaltes der Luft) vor allem in den Tropen abspielt. Ebenso ist diese Wasserdampfunahme auch für die spezielle Erwärmung der tropischen Troposphäre (Bild 5) verantwortlich. Dieser Vorgang führt — im Gegensatz zu der Rolle des CO₂ und der übrigen

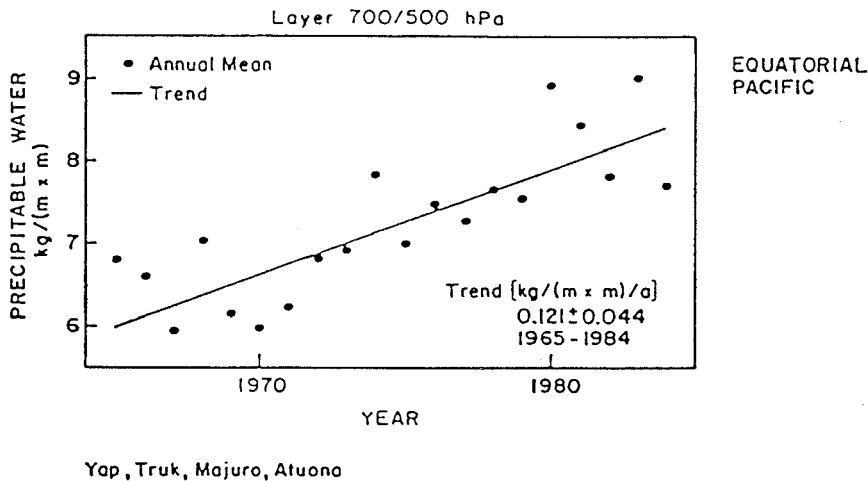


Bild 8: Änderung des Wasserdampfgehaltes der Schicht 500/700 hPa für vier Stationen im äquatorialen Pazifik 10° N bis 10° S

konservativen Spurengase – zu einer Verstärkung (nicht zu einer Abnahme) des Temperaturgefälles Äquator-Pol. Diese fundamentale Größe aber steuert die Intensität der atmosphärischen Zirkulation und damit die Breitenlage der großen Klimazonen. Das macht aber die im Modell zu berücksichtigenden geophysikalischen Prozesse noch wesentlich komplexer als bisher angenommen.

Zusammenfassung und Ausblick

Modellrechnungen mit durchaus verschiedenen Randbedingungen und einer unterschiedlichen Auswahl der beteiligten physikalischen Prozesse liefern mit realistischen Annahmen eine Erwärmung von $3 \pm 1,5$ K bei Verdoppelung des CO_2 -Gehalts. Die am Treibhauseffekt beteiligten Spurengase verstärkten noch diese Erwärmung; ihr Anteil dürfte in 30 bis 40 Jahren 100 % des CO_2 -Effektes (additiv) betragen. Das Wachstum des CO_2 -Gehalts von etwa 280 ppm um 1850 auf 345 ppm heute (1985) entspricht nach den Modellrechnungen einer global gemittelten Erwärmung von 0,5 bis 0,7 K. Diese stimmt mit den Klimabeobachtungen seit etwa 1900 – frühere Daten waren lückenhaft und wenig repräsentativ – befriedigend überein, wenn man die zusätzliche Rolle anderer Klimaeffekte (zum Beispiel Vulkanismus) berücksichtigt.

Paläoklimatische Meßprofile aus den 2 bis 4 km dicken Inlandeismassen von Grönland und Antarktika liefern neue zahlenmäßige Daten mit hoher zeitlicher Auflösung über die Geschichte von Klima und CO_2 zurück über jetzt 150 000 Jahre. Die Parallelität von CO_2 -Gehalt und Umgebungstemperatur ist für den ganzen Zeitraum gesichert – erstaunlich ist der Beobachtungsbefund rascher und starker Änderungen beider Meßgrößen in einer Zeitskala um 100 Jahren unter rein natürlichen Bedingungen.

Alle diese Befunde stützen die Ergebnisse der realistischen, Ozean und Atmosphäre koppelnden, Klimamodelle. An der Realität der Beziehung zwischen CO_2 -Gehalt (verstärkt durch weitere treibhauswirksame Spurengase) und Temperaturänderungen läßt sich danach nicht mehr ernsthaft zweifeln. Die Entwicklung der letzten zehn Jahre geht in die gleiche Richtung: die erwartete globale Erwärmung scheint schon im Gang zu sein. Einen Beweis hierfür gibt es allerdings nicht; es handelt sich um eine rational begründete Vermutung. Diese globale Erwärmung hat offenbar ihr Maximum in der tropischen Atmosphäre, nicht in der Arktis und Subarktis; dies spricht für eine starke Beteiligung des Wasserdampfes.

Was läßt sich hieraus für die künftige Entwicklung des Klimas aussagen? Eine quantitative Antwort auf diese Frage – auch wenn wir sie zunächst auf die globale Mitteltemperatur beschränken wollen – hängt ab von der Frage nach dem weiteren Anstieg des CO_2 -Gehalts und der gleichartig wirksamen Spurengase. Dieser aber hängt – jedenfalls in den nächsten 50 bis 100 Jahren – in erster Linie von den Entscheidungen über die künftige weltweite Energiepolitik ab, insbesondere vom Ausmaß des Einsatzes fossiler Brennstoffe.

Wählen wir ein konservatives Denkmodell (Szenario): weiterhin linearer CO_2 -Anstieg um 1,5 ppm/a, dann wird ein Wert von 450 ppm – entsprechend dem wärmsten Interglazial (Eem) vor 125 000 Jahren kurz nach 2050 erreicht. Berücksichtigt man die stetig ansteigende Rolle der Spurengase, so beschleunigt sich dieser Zeitpunkt auf etwa 2030. Andere Denkmodelle liefern einen noch früheren Zeitpunkt – besonders bei forcierter Rückkehr zu fossilen Energiequellen. Nur bei drastischer Einsparung fossiler Brennstoffe, sowie Reduktion der Erzeugung anderer (klimawirksamer) Spurengase, könnte eine wirksame Verspätung erreicht werden.

Für diese Situation liegt ein beobachteter Zustand – Eem-Interglazial – vor, der sich für die Kontinente der Nordhalbkugel rekonstruieren läßt. Zudem haben Shackleton und Mitarbeiter aus Ozeanbohrkernen den damaligen CO_2 -Gehalt auf annähernd 350 ppm abgeschätzt. Hier sollte es sich um einen Mindestwert handeln; auf jeden Fall beträgt der

Unterschied zu dem CO₂-Gehalt der letzten Eiszeit (180 bis 200 ppm) annähernd 100 %, und die Beteiligung des CO₂ an dieser Klimaschwankung ist gesichert.

Der wichtigste Befund während des Eem ist jedoch ein weltweiter Anstieg des Meeresspiegels um 5 bis 7 m, hervorgerufen durch das Aufschwimmen und Abschmelzen eines Teiles des anarktischen Eises, soweit es auf einem Felssockel unterhalb des Meeresspiegels aufsitzt. Dieses gravierende Problem ist – nach dem heutigen Stand der Diskussion – bisher noch nicht von aktueller Bedeutung. Eine solche Entwicklung sollte mehrere Jahrhunderte in Anspruch nehmen. Wohl aber setzt sich die Erwärmung der oberen Meeresschichten und der Rückgang der lokalen Gebirgsvereisung fort: mit einem globalen Meeresspiegelanstieg von 30 bis 60 cm muß gerechnet werden, ein solcher von 100 bis 150 cm kann nicht ausgeschlossen werden [7].

Ein Rückgang der Treibeisdecke der polaren Meere ist als Folge der globalen Erwärmung unvermeidlich. Umstritten ist noch ein völliges Verschwinden des nur 2 bis 3 m dicken Treibeises der Arktis [4]; dies würde ein Klima erzeugen, wie es immerhin in der „jüngeren“ Erdgeschichte – zwischen 15 und 3,5 Millionen Jahre vor heute – geherrscht hat. Extrapolationen bis über 2100 hinaus lassen diese Entwicklung aber nicht als ausgeschlossen erscheinen; der Verfasser hält sie für zeitlich früher möglich, als einen von der Antarktis ausgehenden, massiven Anstieg des Meeresspiegels. Die dann erwarteten Verlagerungen von Klima- und Vegetationsgürteln sowie die mögliche Änderung der Lage und Intensität der Trockenzonen würden die dann weiter angewachsene Menschheit vor unabsehbare Anpassungsprobleme stellen.

All diese Erkenntnisse machen damit deutlich, welch große Bedeutung dem Bemühen zukommen muß, die Emission von Treibhausgasen und Kohlendioxid möglichst weitgehend zu begrenzen. Bei dem langfristigen Charakter der anstehenden Probleme muß eine ökologisch verantwortbare künftige Energiepolitik auch diesen Aspekt hinreichend berücksichtigen.

Schrifttum

- [1] UNEP/WMO/ISCU meeting: The role of carbon dioxide and other greenhouse gases in climatic variations and associated impacts. WMO-Bulletin 38 (1986), 130 - 134
- [2] M.C. McCracken, and F.M. Luther (Eds.): Detecting the climatic effect of increasing carbon dioxide. U.S. Dept. of Energy, DOE/ER-0235 (Dec. 1985), XXVII + 198 pp.
do. Projecting the effects of increasing carbon dioxide. DOE/ER-0237 (Dec. 1985), XXV + 381 pp.
- [3] J.R. Trabalka (Ed.): Atmospheric carbon dioxide and the global carbon cycles. DOE/ER-0239 (Dec. 1985), XXIII + 316 pp.
- [4] Flohn, H.: Das Problem der Klimaänderungen in Vergangenheit und Zukunft. Wiss. Buchgesellschaft, Darmstadt 1985, XVIII + 228 S.
- [5] Weber, K.-H., and H. Flohn: Oceanic upwelling and air-sea exchange of carbon dioxide and water vapour as a key for largescale climatic change? Bonner Meteor. Abhandl. 31 (1984), 73 - 98
- [6] Flohn, H.: Belastung der Atmosphäre – Treibhauseffekt-Klimawandel? Rhein. Westfäl. Ak. Wiss. Vorträge N 346 (1986), 11 - 20
- [7] Glaciers, Ice Sheets and Sea Level: Effect of a CO₂-induced climatic change. Report of a Workshop held in Seattle, Wash. Sept. 13 - 15, 1984. DOE/ER 60235-1 (Sept. 1985), 330 pp.
- [8] Bach, W.: Gefahr für unser Klima? Verlag C.F. Müller, Karlsruhe 1982, XXI + 317 S.
- [9] Jäger, Jill: Climate and Energy Systems. A review of their interactions. John Wiley & Sons 1983, IX + 231 p.

Einführung

Von A. Birkhofer ¹⁾

Wir wollen heute mit Ihnen den Einfluß der Erfahrungen aus dem Betrieb von Kernkraftwerken auf eine zuverlässige und sichere technische Auslegung und Betriebsführung diskutieren.

In der Vergangenheit befaßten sich die GRS-Fachgespräche häufig mit Fragen der Auslegung. Im Mittelpunkt des diesjährigen Gesprächs steht der kontinuierliche Prozeß der Überprüfung und Verbesserung des angewandten Sicherheitskonzepts anhand neuer Erkenntnisse insbesondere aus der Betriebserfahrung.

Ohne Zweifel hat sich das Sicherheitskonzept unserer Anlagen grundsätzlich bewährt, wie auch ein Blick auf die Verfügbarkeitsstatistik zeigt. Als Beispiel für die hervorragende Zuverlässigkeit möchte ich in Erinnerung rufen, daß pro Anlage und Jahr im Mittel nur ein bis zwei störungsbedingte Abschaltungen auftreten.

Inzwischen haben deutsche Anlagen bereits eine kumulative Betriebszeit von mehr als 200 Jahren. Darüber hinaus können wir teilweise auch aus den Erfahrungen Nutzen ziehen, die im Ausland während der insgesamt etwa 3000 Jahre Betriebszeit westlicher Reaktoren angefallen sind.

Angesichts der positiven Sicherheitsbilanz deutscher Kernkraftwerke stellt sich die Frage, warum wir derzeit zusätzliche sogenannte Notfallschutzmaßnahmen einführen.

Ungeachtet der in der Kerntechnik angewandten strengen Maßstäbe zur Verhinderung von Störfällen und schweren Unfällen wurde – ähnlich wie bei anderen Einrichtungen mit Gefahrenpotentialen – dem Katastrophenschutz stets große Aufmerksamkeit gewidmet. Nun wurden in den letzten zehn Jahren eine Reihe von Forschungsvorhaben zu Phänomenologie und Auswirkungen postulierter Kernschmelzunfälle durchgeführt. Im Rahmen dieser Untersuchungen konnten Maßnahmen identifiziert werden, die auch bei einer massiven Spaltproduktfreisetzung aus dem Reaktor – wie sie nur bei einem Störfall mit Versagen praktisch sämtlicher Sicherheitseinrichtungen denkbar ist – eine Verringerung der Aktivitätsabgaben an die Umgebung bewirken. In diesem Zusammenhang schien es sinnvoll, den Katastrophenschutz um einen anlageninternen Notfallschutz zu erweitern. Dieser ermöglicht es, Vorkehrungen zu treffen, um auch bei Ereignisabläufen mit Überschreitung von Auslegungsgrenzen Auswirkungen außerhalb der Anlage weitgehend zu verhindern.

Ich möchte hier dem Eindruck entgegenwirken, als wäre das Sicherheitskonzept dahingehend zu erweitern, daß Kernschmelzunfälle in den Bereich der Auslegungsstörfälle mit einzubeziehen wären und will dies mit einigen Worten näher begründen.

Der Mensch hat bei seinem Jahrhunderte langen Umgang mit der Technik immer versucht, beim Erkennen von Schwachstellen die Technik zu verbessern, um mögliche Schäden und damit deren Auswirkungen immer unwahrscheinlicher zu machen. Schadenseindämmende Maßnahmen haben immer eine untergeordnete Rolle gespielt, dies zeigt sich besonders deutlich in der Luftfahrttechnik.

In der Kerntechnik haben wir nach dem Prinzip der Auslegungsstörfälle auf der einen Seite eine Vielzahl von Präventivmaßnahmen eingeführt, die verhindern, daß es überhaupt

¹⁾ Professor Dr. Dr.-Ing. E.h. Adolf Birkhofer, Geschäftsführer der Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH.

zu Unfällen kommt. Auf der anderen Seite sind in einem gewissen Umfang Maßnahmen vorhanden, die im Schadensfall eine schwere Freisetzung radioaktiver Stoffe verhindern. Ein Versuch, durch massive Verstärkung schadenseindämmender Maßnahmen die Reaktorsicherheit weiter zu verbessern, würde auf nahezu unüberwindliche Schwierigkeiten stoßen.

So besteht die Gefahr, daß die besonders wichtigen Präventivmaßnahmen geschwächt werden. Auch müßten Unfälle gleich welcher Art so im Detail vorausberechenbar sein, daß ihre vollständige Beherrschung wie bei Auslegungstörfällen nachgewiesen werden kann. Ein solcher Nachweis ist mit analytischen Methoden kaum zu führen.

Sicherheitseinrichtungen, die beispielsweise die Kühlung des Reaktors nach einem Bruch im Primärsystem aufrechterhalten, können nach übersichtlichen Kriterien bemessen und – was besonders wichtig ist – in gewissen Abständen oder während des Betriebs getestet werden. Schadensbegrenzende Maßnahmen, die das Containment im Falle eines Kernschmelzens schützen, sind Einrichtungen für Katastrophenfälle. Ihre Wirksamkeit kann nie in einer Vollständigkeit getestet werden, wie wir sie bei anderen Sicherheitseinrichtungen gewohnt sind.

Ich bin der Meinung, daß wir gemeinsam darauf achten müssen, die Anstrengungen zur Verbesserung der Sicherheit vor allem auf die Präventivebene zu legen, so wie dies auch bisher schon gängige Praxis war. Darüber hinaus sind anlageninterne Notfallschutzmaßnahmen vorzusehen, um auch in einem hypothetischen Fall eine massive Spaltproduktfreisetzung so weit wie möglich zu reduzieren.

Probabilistische Untersuchungen bei Druck- und Siedewasserreaktoren sowie die Arbeiten zur Risikostudie haben uns gezeigt, daß es unrealistisch ist, Handmaßnahmen zur Verhinderung von Kernschäden nicht zu berücksichtigen, wenn für diese Maßnahmen ausreichend Zeit zur Verfügung steht, sie einfach durchzuführen sind und der Anlagenzustand eindeutig definiert werden kann.

Wir haben daher begonnen, uns intensiv mit sogenannten Accident-Management-Maßnahmen zu beschäftigen. Herr Kersting wird uns darüber berichten. Bei diesen Maßnahmen geht es in erster Linie darum, bei schweren Störfällen mit postuliertem Teilversagen von Sicherheitseinrichtungen Kernschäden zu verhindern bzw. die Kühlfähigkeit auch eines beschädigten Reaktors im Primärkreis sicherzustellen. Diese Arbeiten haben nur dann einen Sinn, wenn sie in enger Kooperation mit Betreibern durchgeführt werden; denn nur dort kann auf den enormen Erfahrungsschatz über die Betriebsbewahrung wichtiger Systeme zurückgegriffen werden, was eine unabdingbare Voraussetzung zur Bewertung von Accident-Management-Maßnahmen ist.

Das bei uns angewandte Sicherheitskonzept stützt sich im Nachweis zur Beherrschung schwerer Schadensfälle auf die sogenannten Auslegungstörfälle ab. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens werden bei der Errichtung der Anlage Verlauf und Auswirkung einer Vielzahl von Auslegungstörfällen analysiert und danach die Sicherheitseinrichtungen bemessen. Die Auslegungstörfälle werden so definiert, daß sie ein breites Spektrum möglicher Stör- und Schadensfälle abdecken. Die Auswertungen von besonderen Vorkommnissen in Kernkraftwerken läßt sich auch als Instrumentarium einer laufenden Überprüfung dieser Sicherheitsphilosophie benutzen. So wird Herr Simon in seinem Vortrag Beispiele hierzu anführen und anhand seiner Untersuchungen bestätigen, daß die Sicherheitsanalysen, wie beabsichtigt, abdeckend sind und somit Vorsorge gegen ein breites Spektrum von Störungen bieten. Hierbei ist ganz wesentlich, daß bei den aufgetretenen Fällen jeweils zusätzliche Sicherheitsreserven vorhanden waren, so daß auch weitere Fehler oder Komplikationen nicht unbedingt zu gravierenden Störfällen geführt hätten.

Es ist sinnvoll und notwendig, den Austausch von Betriebserfahrungen in einem größeren Rahmen zu sehen, das heißt auch die Erfahrungen, die mit Anlagen im Ausland gemacht werden, in unsere Betrachtungen mit einzubeziehen.

Der regelmäßige Austausch von Erfahrungen über Vorkommnisse ist auch über die nationalen Grenzen hinaus etabliert. Die Mitgliedsländer der OECD, die etwa 80 % der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke umfassen, haben vor Jahren ein entsprechendes System eingerichtet, das gut funktioniert. Es bietet neben dem routinemäßigen Austausch von Vorkommnisberichten insbesondere auch die Möglichkeit, durch direkte Kontakte interessante Fragen einfach zu vertiefen. Wir verfolgen diese ausländischen Erfahrungen mit gleicher Aufmerksamkeit wie die eigenen und unterstützen das System durch Übermittlung unserer Erfahrungen.

Seit einigen Jahren betreibt auch die IAEA für ihre Mitgliedsländer ein vergleichbares System über besondere Vorkommnisse. Wir unterstützen dieses System ebenfalls und hoffen, daß es im Hinblick auf die aktive Beteiligung aller Mitgliedsländer bald den gleichen hohen Standard erreicht wie das OECD-System der westlichen Länder.

Viele von Ihnen werden das Thema unseres Fachgesprächs vielleicht als Zumutung empfinden, berichten wir doch über Know-How, das im Verantwortungsbereich der Betreiber liegt, dort gewonnen und umgesetzt wird. Wir sind den Betreibern daher sehr dankbar, daß sie durch ihre Mitwirkung dieses Fachgespräch ermöglicht haben und durch Unterstützung unserer Tätigkeit dazu beitragen, daß die Ergebnisse unserer Arbeiten in der Praxis auch verwendet werden können. Ein Beispiel für die enge Kooperation unserer Tätigkeit ist, daß der Leiter des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld, Herr Schabert, bereit ist, zu unserer Tagung mit einem Vortrag beizutragen. Er wird uns ein ganz wichtiges Thema näherbringen, nämlich wie Betriebserfahrungen bei der Schulung des Betriebspersonals genutzt werden.

Wenngleich die meisten unserer Anlagen sich noch im jugendlichen Alter befinden, so kommt doch der Lebensdauerbeurteilung unter Berücksichtigung besonderer Vorkommnisse eine besondere Rolle zu. Hierüber wird uns Herr Schulz berichten.

Die Unsicherheiten, die bei der Lebensdauerbeurteilung gegeben sind, könnten zusätzliche Bedeutung gewinnen, wenn wechselnde Belastungen durch vermehrten Lastfolgebetrieb verstärkt auftreten. Hier kommt es darauf an, die relevanten Belastungen zu ermitteln und meßtechnisch zu verfolgen. So erhält man rechtzeitig eine Basis für die Bewertung, welche Einflüsse für die Lebensdauerbeurteilung irrelevant sind und welche weiter zu verfolgen sind.

Dieser kurze Überblick über einige der Vorträge zeigt bereits, daß die Auswertung von Betriebserfahrungen einen festen Platz im Rahmen der Arbeiten zur Erhöhung von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Kernkraftwerke hat. Man kann sich fragen, in welche Richtung weitere Verbesserungen zielen sollten. Meines Erachtens versprechen folgende Erweiterungen Erfolg:

- Die positiven Erfahrungen verdienen es, genauso systematisch verfolgt und verbreitet zu werden wie die negativen. Bei der Auswertung von Vorkommnissen stößt man wiederholt auf Fälle, bei denen in einer Anlage aufgetretene Probleme in anderen Anlagen bereits früher erkannt und beseitigt wurden, ohne daß sie Ursache eines Vorkommnisses wurden. Die Information darüber war aber nicht verbreitet worden, so daß andere davon nicht profitieren konnten. Dies hat wohl folgende Ursachen:

Zum einen werden naturgemäß nur die Fälle sichtbar, bei denen ein ausreichender Informationsaustausch nicht stattgefunden hat. Die Betreiber könnten sicherlich andere Beispiele nennen, in denen der Erfahrungsaustausch zu Verbesserungen geführt hat, die keine weitere Aufmerksamkeit auf sich ziehen. Zum anderen muß man sich im klaren sein, daß ein Austausch solcher Erfahrungen in der praktischen Umsetzung schwieriger ist als der von Vorkommnissen. Vielfach wird es zweifelhaft sein, bis zu welchem Niveau herab eine Erfahrung wert ist, weiterverbreitet zu werden. Trotzdem erscheint es zweckmäßig, den Gedanken einer verstärkten Verbreitung positiver Erfahrungen weiterzuverfolgen.

Einen organisatorischen Ansatz hierzu könnte auch das Vorkommnis-Meldesystem bieten. Derzeit werden Verbesserungen, die infolge von Vorkommnismeldungen oder Weiterleitungsnachrichten vorgenommen werden, der GRS nur im Einzelfall, aber nicht generell bekannt. Wir würden es für sachdienlich halten, wenn wir über eingeführte Verbesserungen genauso routinemäßig berichten könnten wie über Vorkommnisse.

- Die verfügbaren Informationsquellen über ausländische Erfahrungen sollten in optimaler Weise genutzt werden. Zu denken ist hierbei in erster Linie an die Informationen, die das Institute of Nuclear Power Operation (INPO) für seine Mitglieder zur Verfügung stellt. Da es sich dabei oft um Erfahrungen handelt, die auf deutsche Anlagen nicht direkt anwendbar sind, erscheint eine Aufbereitung dieser Informationen auf der Ebene der einzelnen Anlage unzweckmäßig. Es ist zweifellos effektiver, wenn zunächst eine Aufbereitung stattfindet, bei der die Gesamtheit der für deutsche Anlagen relevanten Gesichtspunkte identifiziert und bewertet wird.
- Die Auswertung der vielfältigen Erfahrungen, die bei Wartung und Instandhaltung anfallen, sollte ausgedehnt werden. Wir wissen, daß dies angesichts der Datenflut kein triviales Unterfangen ist, weil wir selbst eine Reihe solcher Vorhaben in Zusammenarbeit mit mehreren Betreibern durchführen. Herr Versteegen wird in seinem Vortrag über die dabei gemachten Erfahrungen berichten. Seine wichtigste Folgerung ist, daß man durchaus an praktischen Beispielen belegen kann, daß auf diese Art Erkenntnisse über das Komponenten- und Systemverhalten zu gewinnen sind, die für die weitere Steigerung der Zuverlässigkeit nützlich und auf anderem Wege kaum erhältlich sind. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die Datensammlungen, auf die er sich stützt, gar nicht primär diese Zielsetzung hatten, so daß hier eine bessere Anpassung an spezielle Zielsetzungen möglich erscheint. Eine verstärkte und routinemäßige Auswertung von Instandhaltungsdaten setzt voraus, daß die Daten in einer Form gehalten werden, die einen schnellen und flexiblen Zugriff ermöglicht. Ein interessanter Nebenaspekt ist dabei, daß diese Vorgehensweise auch den Austausch der Erfahrungen zwischen verschiedenen Anlagen wesentlich unterstützt.

Sicherheitsreserven bei der Beherrschung von Störungen

Von M. Simon¹⁾

Kurzfassung

Konzepte und Maßnahmen zur Beherrschung oder Begrenzung der Folgen von Ereignissen, die bei der Anlagenauslegung nicht explizit berücksichtigt wurden, werden zur Zeit intensiv untersucht und diskutiert. Im Hinblick auf die sichere Beherrschung solcher Ereignisse ist hier von Interesse, über welche Reserven die Anlagen bei nicht erwartungsgemäß ablaufenden Ereignissen oder bei unterstelltem Ausfall von Sicherheitseinrichtungen verfügen. Die Maßnahmen zur Nutzung dieser Reserven sind unter dem Begriff „accident management“ bekannt. Im Unterschied zu dieser Vorgehensweise, bei der man von hypothetischen Fällen ausgeht, werden in diesem Vortrag die in der Anlagenauslegung vorhandenen Reserven bei der Beherrschung solcher Störungen aufgezeigt, die sich in den Anlagen tatsächlich ereignet haben.

Zunächst werden die grundsätzlichen Arten von Störungen und die jeweiligen gemäß Auslegung vorgesehenen Maßnahmen zu ihrer Beherrschung erwähnt. An vier Einzelbeispielen werden dann die zur Beherrschung genutzten Reserven sowie die im speziellen Fall insgesamt vorhandenen Reserven aufgezeigt. Abschließend wird auf die technische Weiterentwicklung bei der Störungsbeherrschung eingegangen.

Abstract

Concepts and measures for control or mitigation of consequences of events which were not considered in the design explicitly, are intensively researched and discussed at present. These are events which have an unexpected course, or events with loss of safety-related equipment. With respect to the successful control of such events the safety reserves of the different plants are of interest. The measures taken in case of need are well known as „accident management“. In contrary to these hypothetical events, in the presentation the reserves in control of such events are described which actually happened in the plants.

At first the basic types of events and the measures taken according to plant design are mentioned. Then four incidents are discussed pointing out the reserves which were used and those which were available altogether to cope with the incident. At last the further development in the technique of incident control is shown.

Einleitung

In den Medien verbreitete Meldungen über aufgetretene Störungen in Kernkraftwerken vermitteln oft den Eindruck, als ob eine Gefahr für die Anlage bestanden hätte. Daß dem nicht so ist, sondern daß im Gegenteil auch bei ungewöhnlichen Störungen genügend Sicherheitsreserven zur Verfügung stehen, soll in diesem Vortrag aufgezeigt werden.

Die in einem Kernkraftwerk (KKW) auftretenden Störungen lassen sich unterscheiden in

- systembegrenzte Störungen, zum Beispiel Störungen an Komponenten,
- systemübergreifende Störungen, zum Beispiel Transienten,
- Störfälle, zum Beispiel Leitungsbrüche.

¹⁾ Dipl.-Ing. Manfred Simon, Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Köln

Die meisten aller auftretenden Störungen sind systembegrenzte Störungen. Diese sind dadurch gekennzeichnet, daß sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Anlage haben und nicht zur Anforderung von Sicherheitssystemen führen.

Zur Beherrschung von systemübergreifenden Störungen und von Störfällen stehen bei deutschen Leichtwasserreaktoren verschiedene betriebliche Systeme sowie Sicherheitseinrichtungen zur Verfügung, die redundant und zum Teil diversitär ausgeführt sind, so daß auch bei Ausfall eines zur Störungsbeherrschung eingesetzten Systems noch ausreichende Reserven vorhanden sind, um unzulässige Anlagenzustände zu vermeiden. Dabei bedient man sich eines hierarchisch aufgebauten technischen Konzepts, bei dem auf die nächsthöhere Stufe übergegangen wird, falls die eingeleitete Maßnahme sich als nicht wirksam genug erweist:

- Versuch des Ausregelns der Störung,
- Eingriff der Begrenzungssysteme,
- Schnellabschaltung,
- eventuell zusätzliche Anforderung von Sicherheitseinrichtungen.

Der Ablauf einer bestimmten Störung kann sich je nach Anlagentyp und vorhandener Systemtechnik ganz erheblich von Anlage zu Anlage unterscheiden. Aus diesem Grunde ist eine systematische Betrachtung der Reserven zur Beherrschung von Störungen aus Zeitgründen im Rahmen dieses Beitrages nicht möglich. Im folgenden soll daher anhand tatsächlich aufgetretener Ereignisse im Einzelfall gezeigt werden, welche sicherheitstechnischen Reserven zur Erfüllung der Sicherheitsanforderungen und damit zur Beherrschung der Störung vorhanden waren.

Hierfür wurden vier Beispiele ausgewählt. Die Auswahl erfolgte unter den Gesichtspunkten:

- Reserven bei nicht vorhergesehenem Ereignisablauf,
- Reserven bei Ausfall mehrerer betrieblicher Systeme,
- Reserven bei Ausfall von Sicherheitseinrichtungen,
- Reserven bei Fehlbedienungen des Betriebspersonals.

Bei der Bewertung der folgenden Beispiele ist zu beachten, daß für den vorliegenden Zweck Vorkommnisse ausgewählt wurden, bei denen zum Teil die erwähnten Reserven in Anspruch genommen wurden. Dies ist jedoch die Ausnahme. Die meisten Vorkommnisse verlaufen erwartungsgemäß.

Reserven bei nicht vorhergesehenem Ereignisablauf

DWR-Anlagen verfügen über Hauptkühlmittelpumpen (HKMP), die beim Leistungsbetrieb das Kühlmittel im Reaktorkühlkreislauf umwälzen und so die Wärme vom Reaktor zu den Dampferzeugern transportieren. Fällt eine dieser Pumpen während des Leistungsbetriebs aus, muß unverzüglich die Reaktorleistung der verminderten Kühlung angepaßt werden. Dies ist erforderlich, weil sonst die Hüllrohrtemperaturen der Brennelemente (BE) unzulässig hoch ansteigen würden, was zu Hüllrohrschäden führen könnte. Der Betrieb der Pumpen wird indirekt anhand der Motordrehzahl überwacht. Geht die Motordrehzahl zurück, so gilt die Pumpe als ausgefallen. Vom Reaktorschutz werden Maßnahmen zur Leistungsreduzierung ausgelöst. Diese sind: Reaktorleistungsreduzierung durch Stabeinwurf und Absenkung der Generatorleistung (Bild 1).

Bild 2 zeigt den auslegungsgemäßen Ablauf beim Ausfall einer HKMP. Dargestellt sind die Größen Kühlmitteldruck, Reaktorleistung, Generatorleistung und die hier besonders interessierende Größe DNB (Abstand zum Filmsieden). Ohne zusätzliche Maßnahmen

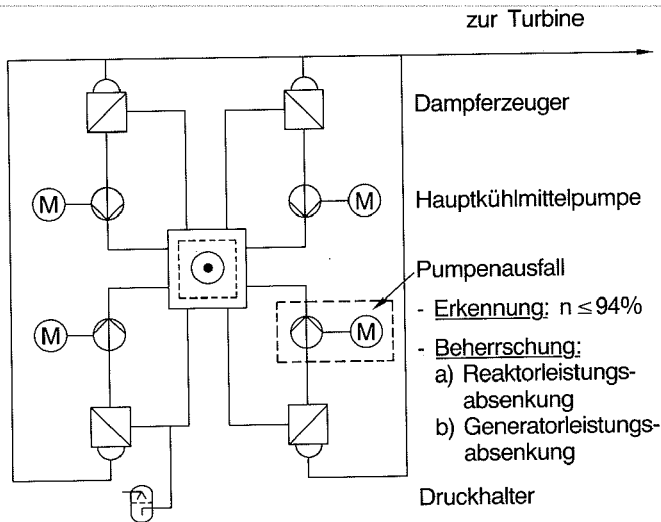


Bild 1: Primärkreis (DWR)

würde sich die Kernkühlung verschlechtern und der DNB-Wert würde abnehmen. Als Folge der Leistungsreduzierung bleibt trotz Pumpenausfall ein ausreichender Abstand zum DNB-Abschaltgrenzwert und eine Reaktorschnellabschaltung (RESA) wird vermieden.

Im KKW Grafenrheinfeld kam es zum Bruch der Welle einer Hauptkühlmittelpumpe. Da der Pumpenmotor nach der Trennung von Welle und Laufrad weiterlief, erfolgte auch keine Reduktion der Drehzahl und der Ausfall der Pumpe wurde vom Reaktorschutzsystem nicht erkannt. Trotzdem wurden Auslegungswerte für die Brennelemente nicht überschritten, und es kam zu keinen BE-Hüllrohrschäden.

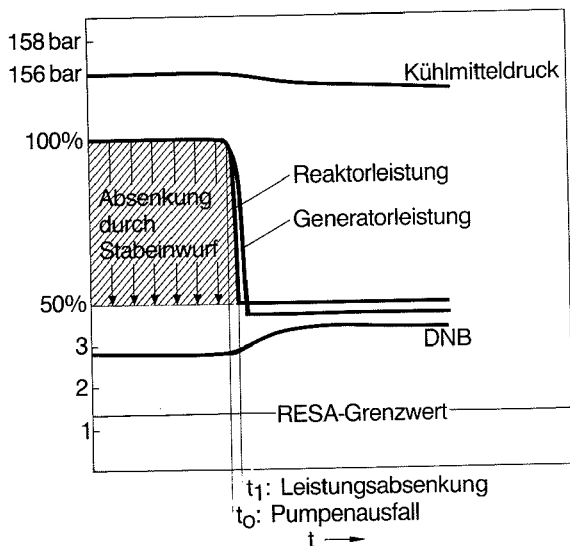


Bild 2: Anlagenverhalten bei Pumpenausfall

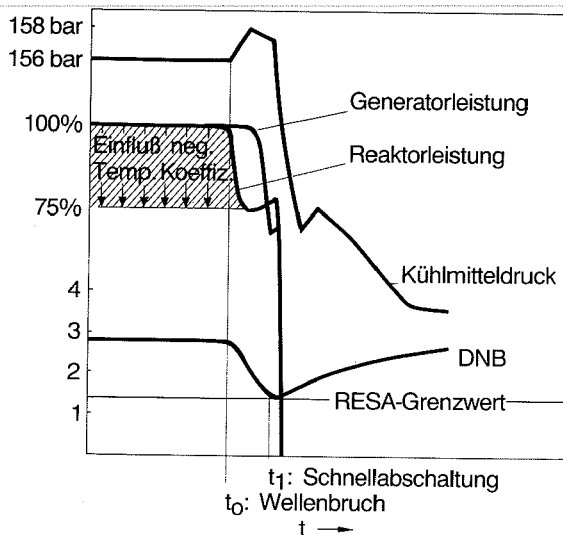


Bild 3: Anlagenverhalten bei Pumpenwellenbruch

Die Gründe hierfür werden im folgenden erläutert (Bild 3): Nach dem Pumpenwellenbruch geht der Durchsatz im betroffenen Loop schnell zurück. Die Aufheizspanne bzw. mittlere Kühlmitteltemperatur (KMT) steigt wegen der unzureichenden Kernkühlung an und damit auch der Kühlmitteldruck. Aufgrund des negativen Kühlmitteltemperaturkoeffizienten der Reaktivität sinkt die erzeugte Reaktorleistung innerhalb weniger Sekunden auf 75 % ab. Verschiedene Begrenzungssysteme greifen ein und verhindern ein Wiederanheben der Leistung durch die Regelung. Damit wird verhindert, daß die Kernkühlung noch weiter verschlechtert wird. Der wesentliche Effekt des Eingriffes der Begrenzungen ist, daß die erlaubte Reaktorleistung und erlaubte Generatorleistung an die aktuelle Leistung angeglichen werden und ein Ausfahren der Steuerstäbe unterbunden wird. Infolge der Zunahme der Kerneintrittstemperatur und der Aufwärmspanne verschlechtert sich der Siedeabstand. Nach etwa 7 s wird vom Reaktorschutz wegen Unterschreiten des eingestellten DNB-Grenzwertes $< 1,5$ Reaktorschneellabschaltung ausgelöst.

Nachträglich durchgeführte Analysen zeigen, daß der Abstand zum Filmsieden zum Zeitpunkt der Schnellabschaltung noch größer war als von der Rechenschaltung im Reaktorschutz ermittelt, also größer als 1,5. Die Analysen zeigen ferner, daß selbst unter ungünstigen Bedingungen, nämlich Wellenbruch zu Zyklusbeginn (BOC), wenn die Kühlmitteltemperaturrückwirkungen am geringsten sind, keine Hüllrohrschäden zu befürchten sind.

Das gleiche Vorkommnis hatte sich zuvor im KKW Gösgen (DWR-3-Loop-Anlage) ereignet. Auch dort verlief die Transiente ähnlich, und es wurden keine unzulässigen Werte erreicht.

Das Vorkommnis ist insofern bemerkenswert, als es sich um eine Störung handelt, die in der Auslegung explizit nicht berücksichtigt war. Die Störung wurde trotzdem beherrscht, weil folgende Reserven vorhanden waren:

1. inhärente Sicherheit (Selbstregelverhalten des Reaktors),
2. Begrenzungssysteme (kein Wiederanstieg der Leistung),
3. diversitärer Grenzwert im Reaktorschutz: RESA über 2. Grenzwert (DNB) nach Ausfall des 1. Grenzwertes (Drehzahl).

Reserven bei Ausfall mehrerer betrieblicher Systeme

Die Eigenbedarfsanlage eines Kernkraftwerks versorgt alle elektrischen Energieverbraucher der verschiedenen Spannungsebenen. Im Normalfall werden von ihr auch die elektrischen Verbraucher der Sicherheitssysteme mitversorgt. Bei Spannungslosigkeit der Eigenbedarfsschienen werden die Notstromdiesel gestartet und die Sicherheitssysteme werden nur noch von der Notstromanlage versorgt (Bild 4).

Da im Notstromfall die meisten betrieblichen Systeme nicht mehr betrieben werden können, hat dies immer eine Reaktorschnellabschaltung und je nach Anlage die Anforderung von Sicherheitssystemen zur Füllstandshaltung im Reaktordruckbehälter (RDB) bzw. in den Dampferzeugern (DE) zur Folge. Um den Ausfall der Eigenbedarf(EB)-Versorgung zu vermeiden, besitzen die deutschen KKW Einrichtungen, um Störungen im EB zu beherrschen. Diese sind:

- Schnellumschaltung auf das Reservenetz,
- Abfangen der Anlage auf Eigenbedarf, sogenannter Inselbetrieb

Erst wenn Hauptnetz und Fremdnetz nicht mehr zur Verfügung stehen und ein Abfangen auf EB mißglückt ist oder aufgrund der Störung nicht möglich war, kommt es zum Notstromfall.

Im KKW Krümmel (SWR) wurde ein Mast der Hochspannungsleitung gesprengt (Bild 5). Da sowohl der Hauptnetzanschluß als auch der Reservenetzanschluß auf derselben Trasse verlaufen, war eine Schnellumschaltung auf das Reservenetz nicht möglich, da dieses von dem Anschlag ebenfalls betroffen war. Das Abfangen auf Eigenbedarf mißlang, weil im Verlauf der ersten Sekunden der Störung die Schutzeinrichtung für den Generator ausgelöst und der Generatorschalter geöffnet wurde.

Der Grund war, daß als Folge der Kurzschlüsse im Netz zunächst Kurzzeitunterbrechungen einzelner Phasen der Hochspannungsleitung erfolgten. Wegen der dadurch vorliegen-

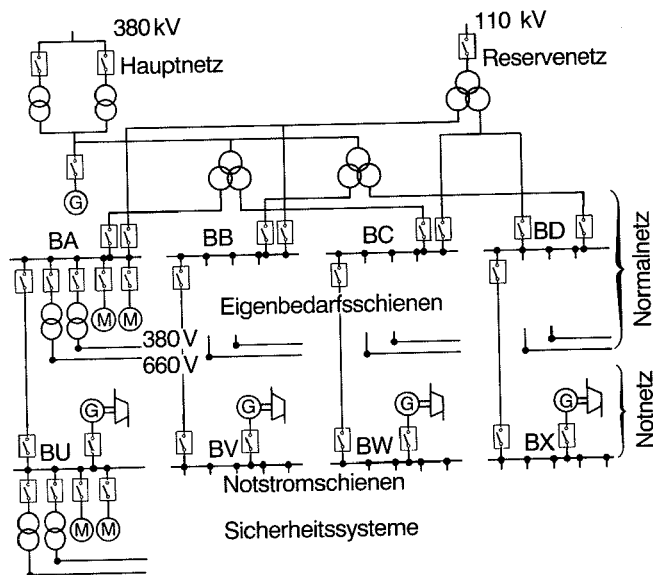


Bild 4: Netzanschluß und Eigenbedarfsanlage (Prinzipialschaltbild)

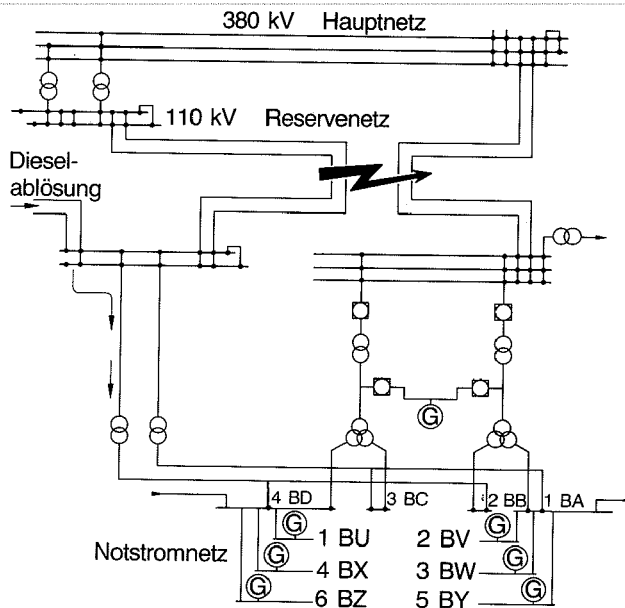


Bild 5: Versorgungsmöglichkeiten der Notstromschienen

den unsymmetrischen Verhältnisse zwischen den drei Phasen R, S, T wurde fälschlicherweise der Generatorunterregungsschutz aktiviert.

Der Notstromfall verlief auslegungsgemäß. Alle Diesel starteten, und es erfolgten Frischdampf(FD)-Leistungsabschluß sowie die Hochdruck(HD)-Einspeisung in den RDB zur Füllstandshaltung und zur Vermeidung der automatischen Druckentlastung.

Da die Rückschaltung auf das Netz nicht möglich war, wäre nun normalerweise ein lang andauernder Notstromfall zu erwarten gewesen. In diesem Fall konnten die Notstromschienen bereits nach 8 min wieder vom Netz versorgt werden, weil eine weitere, auf einer anderen Trasse verlaufende Netzverbindung vorhanden war. Die Leistung dieser Leitung war ausreichend groß, um die Notstromdiesel abzulösen und die Anlage über die Hauptwärmesenke abzufahren. Die Anlage konnte erst nach einer Woche – nach Herstellung eines provisorischen Netzanschlusses – wieder ans Netz gehen.

Das Vorkommnis zeigt, daß zusätzliche Einspeisemöglichkeiten auf die EB-Schienen oder auch Notstromschienen dann nützlich sein können, wenn der Netzanschluß für einen längeren Zeitraum nicht wiederhergestellt werden kann. Eine solche Reserveeinspeisung wäre auch hilfreich für den unwahrscheinlichen Fall des Versagens der Notstromdiesel.

Die vorhandenen Reserven gegen den „station blackout“, das heißt den Ausfall der gesamten Stromversorgung, waren im vorliegenden Fall:

- die redundant aufgebaute Notstromanlage,
- zusätzliche Einspeisungen auf die Notstromschienen,
- der gegen Einwirkungen von außen (EVA) gesicherte Teil der Notstromanlage.

Es bleibt zu erwähnen, daß zusätzliche Einspeisungen zur Versorgung der Notstromanlage noch nicht allgemeiner Stand der Anlagentechnik sind. In denjenigen Anlagen, in denen solches noch nicht realisiert ist, ist es aber Stand der Planung.

Reserven bei Versagen von Sicherheitseinrichtungen

Einrichtungen zur Druckbegrenzung werden bei Transienten benötigt, bei denen es zur Störung der Wärmeabfuhr kommt. Von den möglichen Transienten ist der Ausfall der Hauptwärmesenke diejenige, welche die größten Anforderungen an die Einrichtungen zur Druckbegrenzung stellt. Da die erzeugte Wärme nicht mehr an den Turbinenkondensator abgegeben werden kann, steigen FD-Druck und Primärdruck schnell an. Vom Druckanstieg wird Schnellabschaltung ausgelöst. Beim DWR erfolgt die Begrenzung des Druckes bei dieser Transiente von den FD-Sicherheitsventilen sowie Druckhalter(DH)-Abblaseventilen. Zur Vermeidung des wiederholten Öffnens der FD-Sicherheitsventile sowie zur geregelten FD-Abgabe an die Atmosphäre werden die FD-Abblaseventile je nach Anlage automatisch oder von Hand geöffnet (Bild 6).

im KKW Borseele (DRW-2-Logo-Anlage) mußte die Kühlwasserversorgung für den Turbinenkondensator wegen niedrigen Wasserstandes im Einlaufkanal abgeschaltet werden. Damit war die Hauptwärmesenke nicht mehr verfügbar und der FD-Druck begann anzusteigen. Deshalb wurde Reaktorschnellabschaltung ausgelöst und die beiden FD-Abblaseventile wurden von Hand betätigt, wovon eines sich wegen eines zusätzlichen Fehlers nicht auffahren ließ. Im Verlauf dieser Transiente öffneten die beiden FD-Sicherheitsventile trotz Anforderung nicht. Dies wurde erst bei der nachträglichen Auswertung der Meßwerte erkannt. Daraus ergab sich, daß der FD-Druck auf 93 bar angestiegen war und damit über dem Ansprechdruck der FD-Sicherheitsventile lag. Trotz des Versagens der FD-Sicherheitsventile hatte die Abblasekapazität eines Abblaseventils ausgereicht, um den Druckanstieg zu beenden.

Ein vergleichbares Vorkommnis ist in deutschen Anlagen zwar nicht aufgetreten. Die genannte Anlage war jedoch mit einem Ventiltyp ausgerüstet, der auch in deutschen DWR-Anlagen verwendet wird. Der gleiche Schadensmechanismus wurde einige Monate nach dem geschilderten Vorkommnis in einer deutschen Anlage bei Prüfungen auf einem Ventilprüfstand entdeckt. Einige der geprüften Vorsteuerventile der FD-Sicherheitsventile öffneten nicht bei den vorgesehenen Werten.

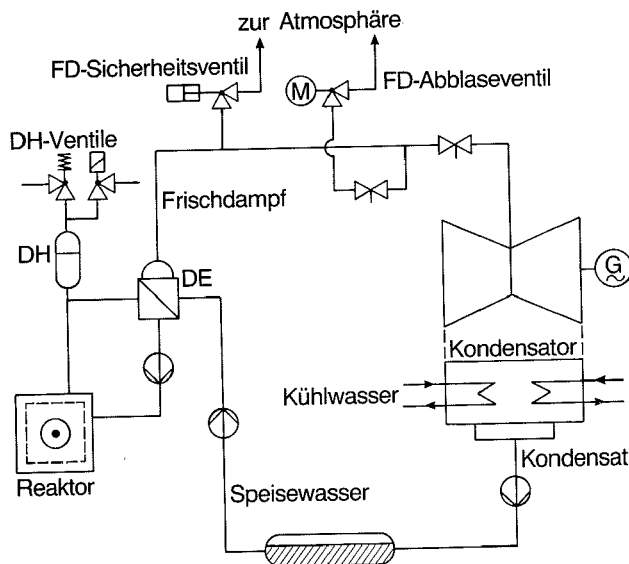


Bild 6: Druckabsicherung beim Druckwasserreaktor (Prinzipschaltbild)

Grenzwerte:

- ▽ 1 Überspeiseschutz
- ▽ 2 RESA
- ▽ 3 HD-Einspeisung
- ▽ 4 Druckentlastung + Notkühlung

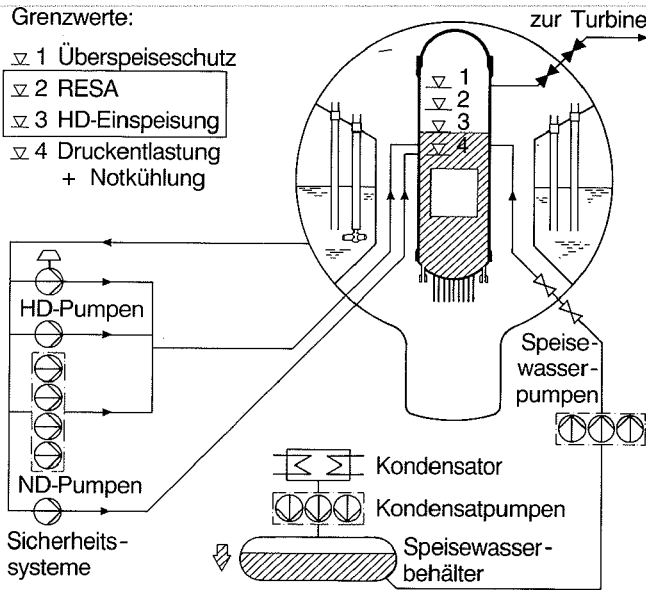


Bild 7: Speisewasserausfall beim Siedwasserreaktor

Das Vorkommnis zeigt, daß auch nach Ausfall einer Sicherheitseinrichtung gegen Drucküberschreitung Reserven bestanden, um eine unzulässige Druckbeaufschlagung zu verhindern. Im vorliegenden Fall wurde dies durch Öffnen des Abblaseventils erreicht.

Die Systeme zur Druckabsicherung sind bei DWR-Anlagen anlagenspezifisch und damit unterschiedlich. Die Reserven lassen sich daher nicht pauschal angeben. Es läßt sich aber zeigen, daß – abgesehen von ganz speziellen Störfällen – eine unzulässige Druckbeanspruchung von Komponenten dann nicht auftritt, wenn mindestens ein FD-Sicherheitsventil oder ein FD-Abblaseventil verfügbar ist. Eine weitere Maßnahme zur rechtzeitigen Druckbegrenzung wurde mit dem „automatischen Teilabfahren“ geschaffen, das inzwischen in allen deutschen Anlagen vorhanden ist. Hierbei werden die Abblaseregelventile automatisch geöffnet und der FD-Druck abgesenkt.

Weitere Reserven bei der Druckabsicherung der DE wurden durch Erhöhung des Redundanzgrades bei den FD-Sicherheitsventilen geschaffen. Deutsche DWR-Anlagen sind mittlerweile entweder mit Frischdampf-Sicherheits- und Absperr(FSA)-Armaturen ausgerüstet, die eine hohe Redundanz bei den Vorsteuerarmaturen aufweisen, oder mit zwei FD-Sicherheitsventilen pro Dampferzeuger, einem sogenannten „großen“ und einem „kleinen“ FD-Sicherheitsventil.

Reserven bei Fehlbedienungen

Während des Leistungsbetriebs erfolgt die Hauptspeisewasserversorgung in den meisten deutschen Kernkraftwerken mittels zweier Speisewasserpumpen. Eine weitere Pumpe steht in Reserve. Der Ausfall aller Speisewasserpumpen ist – abgesehen von einem Leckstörfall – die Transiente mit der stärksten Füllstandsabsenkung, weil die Reaktorschnellabschaltung erst vom Grenzwert „Füllstand tief“ ausgelöst wird. Speziell beim SWR sind schnelle Maßnahmen zur Vermeidung der Füllstandsmarke „Füllstand extrem tief“ notwendig, um eine Anregung der Notkühlssysteme und der automatischen Druckentlastung zu vermeiden. Diese Notkühlmaßnahmen würden zu einer schnellen Druckabsenkung im RDB und zu einer erheblichen Temperaturbelastung dieser Komponente führen (Bild 7).

Als Folge eines fehlerhaften Signals der Füllstandsanzeige für den Speisewasserbehälter – die Anzeige zeigte fälschlicherweise einen hohen Wert an – reduzierte die Schichtmannschaft die Hauptkondensatmenge zum Speisewasserbehälter. Als Folge dieser Maßnahmen sank der tatsächliche Füllstand im Speisewasserbehälter und über das Signal „Füllstand tief“ wurden die Speisewasserpumpen automatisch abgeschaltet. Die fehlende Speisewasserzufuhr führte zum Absinken des Niveaus im RDB. Der weitere Ablauf war auslegungsgemäß:

- Reaktorschnellabschaltung,
- Start Nachspeisesystem und Durchdringungsabschluß(DDA) FD-Leitungen,
- Start Einspeisesystem mit 50 % Durchsatz.

Die automatisch durchgeführten Maßnahmen waren erfolgreich. Ein Absinken auf die Füllstandsmarke, bei der die Notkühlmaßnahmen ausgelöst werden, wurde verhindert.

Nach Erkennung ihres Irrtums nahm die Schichtmannschaft die Speisewasserpumpen wieder in Betrieb (Bild 8). Dies führte bei bereits abgeschaltetem Reaktor und laufenden HD-Einspeisesystemen zum gegenteiligen Effekt wie beim Ausfall der Pumpen: der Füllstand begann stark anzusteigen. Damit bestand die Gefahr einer Überspeisung des RDB mit der Folge des Eindringens von Wasser in die FD-Leitungen, wofür diese nicht ausgelegt sind. Auch dieser zusätzliche Fehler wurde von den Schutzeinrichtungen automatisch beherrscht. Es erfolgte Abschaltung der Speisewasserpumpen und DDA Speisewasserleitungen.

Dieses Vorkommnis zeigt, daß auch bei Fehlbedienungen das Schutzsystem in der Lage ist, die Störung sicher zu beherrschen. Wie das Beispiel weiterhin zeigt, gilt dies sowohl für Bedienungsfehler, die zur Auslösung einer Transiente führen, als auch für Fehler im Verlauf der Störungsbeherrschung.

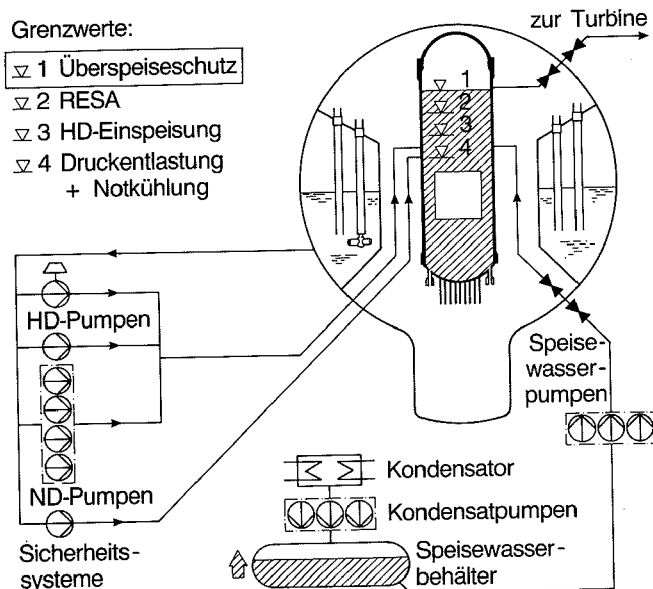


Bild 8: Überspeiseschutz beim Siedewasserreaktor

Zusammenfassung und Ausblick auf die weitere Entwicklung

Es wurde gezeigt, daß zur Beherrschung von Störungen ein hierarchisch aufgebautes System von Regelungen, Begrenzungen und Sicherheitseinrichtungen vorhanden ist. In diesem System sind ausreichend Reserven vorhanden, um auch bei zusätzlichen Ausfällen in den angeforderten Systemen eine sichere Beherrschung der Störung zu gewährleisten. Weiterhin wurde gezeigt, daß auch Störungen beherrscht werden können, die nicht dem vorgesehenen Ablauf folgen, sowie solche, bei denen Fehleingriffe des Betriebspersonals zur Auslösung oder Verschärfung einer Störung führen.

Die für die Störungsbeherrschung vorhandenen Reserven waren im einzelnen:

- inhärente Sicherheit,
- Begrenzungssysteme,
- Diversität der Schutzkriterien,
- systemtechnische Diversität,
- Redundanz der Sicherheitseinrichtungen,
- Ersatzmaßnahmen,
- Notstandssysteme,
- Fehlertoleranz.

Weitere Reserven bei der Beherrschung von Störungen werden im Zuge der Weiterentwicklung der Systemtechnik (Neuanlagen) bzw. als Folge von Nachrüstmaßnahmen (Altanlagen) geschaffen. Bei der Weiterentwicklung der Systemtechnik ist das Bestreben, daß die Störungsbeherrschung

- möglichst mit betrieblichen Systemen erfolgt und
- eine Anforderung von Sicherheitseinrichtungen vermieden wird.

Dies liegt darin begründet, daß die Anforderung von Sicherheitseinrichtungen zu einer starken Belastung von Komponenten führen kann (zum Beispiel des RDB bei einer Noteinspeisung) oder eine Fehlfunktion nach sich ziehen kann (zum Beispiel Offenbleiben eines Ventils zur Druckbegrenzung).

Dieser Fortschritt in der Technik zur Beherrschung von Störungen soll an einem abschließenden Beispiel erläutert werden (Bild 9). Es zeigt den Verlauf der Größen „Primärdruck“ und „FD-Druck“ bei der Transiente „Notstromfall“ beim DWR. Im Gegensatz zur Anlage A kommt es in der Anlage B weder zum Öffnen des DH-Abblaseventils noch zum Öffnen des FD-Sicherheitsventils. Erreicht wird dies durch das bereits erwähnte „automatische Teilabfahren“ sowie durch weitere Maßnahmen, die bereits bei der Auslegung der Anlage Berücksichtigung finden.

Die diskutierten Beispiele und die aufgezeigten Reserven betrafen transiente Vorgänge. Ziel ist es hierbei, Auslegungswerte nicht zu überschreiten. Für die Langzeitbeherrschung von Störungen und Störfällen sind weitere Systeme zur Kernkühlung und zum geregelten Abfahren der Anlage erforderlich. Es soll nicht unerwähnt bleiben, daß auch in diesem Bereich erhebliche Reserven vorhanden sind. Als Stichworte seien hier genannt:

- Notspeisegebäude beim DWR und
- unabhängiges Notstandssystem beim SWR.

Die Vorstellung, daß nur dasjenige Kernkraftwerk als sicher bezeichnet werden kann, in dem sich überhaupt keine Störungen ereignen, ist falsch. Dahinter verbirgt sich die Befürchtung, daß bei einer auftretenden Störung eine Gefährdung der Anlage oder der Umgebung besteht.

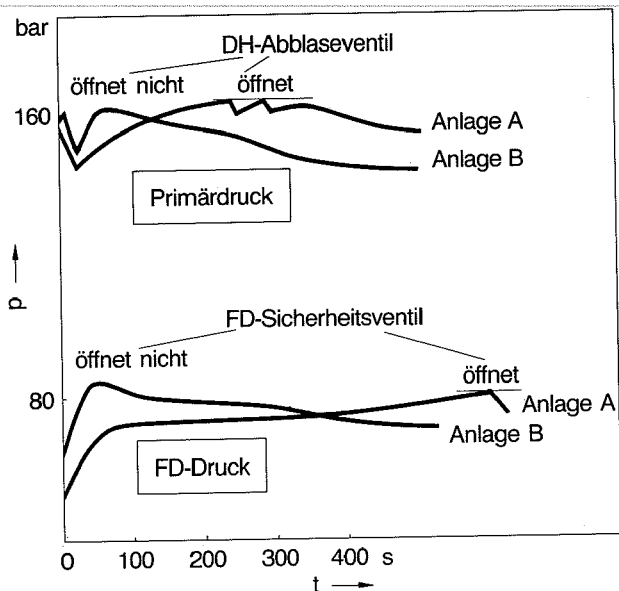


Bild 9: Anlagenvergleich für den Notstromfall

Die Auswertung der besonderen Vorkommnisse in deutschen Kernkraftwerken, wie sie zum Beispiel auch bei der GRS erfolgt, zeigt aber, daß diese Befürchtung grundlos ist. Die Anlagen sind für die Beherrschung von Störungen und Störfällen ausgelegt. Die Auslegung erfolgte so, daß ausreichende Reserven vorhanden sind, um auftretende Störungen auch unter erschwerten Bedingungen zu beherrschen.

Diskussion

D. Rittig (GRS):

Können Sie angeben, wieviele Transienten aufgetreten sind, wo Reserven in Anspruch genommen werden mußten?

M. Simon (GRS):

In absoluten Zahlen kann ich das im Augenblick nicht darstellen. Man muß wohl sagen, daß, ausgehend von den gemeldeten Vorkommnissen, die in der GRS erfaßt werden, sicherlich der überwältigende Anteil, vielleicht 95 %, Störungen sind, die keine weitergehenden Auswirkungen auf die Anlage hatten. Das hat verschiedene Ursachen:

1. die Systeme sind redundant aufgebaut,
2. die meisten Störungen spielen sich auf einer unteren Ebene ab,
3. sind Kraftwerksregelungen vorhanden, die zunächst eine Störung ausregeln werden.

Wenn wir jetzt an Transienten denken, die eventuell den Einsatz zusätzlicher Reserven erfordern, bewegen wir uns auf einem Gebiet, das eine Stufe höher liegt, weil dann von Störungen auszugehen ist, die ganze Systeme umfassen, zum Beispiel Ausfall Hauptspeisewasser, wo Maßnahmen auf der unteren Ebene gar nicht erfolgreich sein können. Auch in diesem Fall werden solche Störungen normalerweise von den vorgesehenen Systemen, den Sicherheitssystemen, beherrscht. Die hier zur Demonstration ausgewählten Beispiele sind Ausnahmen. Man muß schon suchen, wenn man Beispiele finden will, wo zusätzlich noch weitere Erschwernisse aufgetreten sind, die es notwendig machen, auf weitere Reserven – in aller Regel Auslegungsreserven – zurückzugreifen. Diese wenigen Vorkommnisse in Prozent oder Promille abzuschätzen, halte ich nicht für sinnvoll.

H. Maier-Leibnitz (München):

Sie haben Beispiele gebracht für ein System, das so ausgelegt ist, daß durch mehr oder weniger automatische Maßnahmen nach Störfällen größere Schäden verhindert werden. Häufig wird in der Presse der Einwand gebracht, daß man zwar bei der Auslegung dafür sorgen kann, möglichst viele Störungen abzudecken, aber immer noch Zweifel bleiben, ob alle möglichen Fälle erfaßt werden können.

M. Simon (GRS):

Das Ziel dieses Vortrags war nicht, Reserven aufzuzeigen, die bei der Beherrschung der Auslegungsstörfälle notwendig werden könnten. Das Feld, das ich mit meinem Vortrag abdeckte, waren ja mehr oder weniger Transienten unter erschwerten Bedingungen, bei denen sogar einzelne Sicherheitseinrichtungen versagt hatten.

A. Birkhofer (GRS):

Man wird es theoretisch nie ganz nachweisen können, wenn man beliebige Ausfälle unterstellt. Aber wir haben im Kernkraftwerk einige Vorteile: einmal vom Prozeß her, da die Überwachung der wichtigen Größen, anhand derer Maßnahmen abgeleitet werden können, relativ einfach ist. Außerdem leiten wir unsere Schutzkriterien immer möglichst auf Grund von zwei physikalisch unabhängigen Meßgrößen ab.

Selbst wenn wir in einem bisher nicht aufgetretenen Maß – unabhängig von der Störung – zusätzliche Ausfälle unterstellen, haben wir Zeit, bis unzulässige Grenzwerte erreicht wären.

Mit dieser zweifachen Vorgehensweise, klassisches Vorgehen mit der Automatik – redundant, diversitär, was die Erfassung betrifft – und das völlig unabhängige Vorgehen unter Berücksichtigung, daß Zeit zur Verfügung steht, kann man meines Erachtens den Nachweis führen, daß auch bei Mehrfachausfällen ein unbeherrschter Zustand vermieden wird.

L. F. Franzen (IAEA):

Sie haben in Ihrem Vortrag anhand der geschilderten vier Beispiele von Störfällen die vorhandenen Sicherheitsreserven im Kernkraftwerk aufgezeigt, die letzten Endes die Beherrschung auch unerwarteter Störfallabläufe gewährleisten. Mich interessiert noch, was an Schlußfolgerungen sonstiger Art, zum Beispiel Änderungen an Ausrüstung, an Betriebsanweisungen usw., abgeleitet worden ist.

M. Simon (GRS):

Speziell bei den vorgestellten Beispielen sind schon Maßnahmen durchgeführt worden. Die Vorkommnisse und die Fehlermechanismen wurden intensiv untersucht. Inzwischen sind auch Konsequenzen gezogen worden, also Änderungen, Ertüchtigungen und Verbesserungen erfolgt, denn die Beispiele umfassen ja den Zeitraum zwischen 1983 und 1986. Besonders beim Beispiel Pumpenwellenbruch hat es intensive Diskussionen, Untersuchungen und sicher auch schon Konsequenzen gegeben. Dabei ist zu bedenken, daß nur

ein bestimmter Pumpentyp betroffen war. Für eine ganze Reihe von Pumpen trifft dieses Problem nicht zu.

Beim Notstromfall – Ausfall der Netze und der Wiederversorgung der Notstromanlagen – hatte ich schon erwähnt, daß zusätzliche Einspeisemöglichkeiten in den letzten Jahren durchgeführt worden sind, bzw. für die nächsten Jahre geplant sind. Damit wird ein „Mehr“ an Sicherheit für die Versorgung der Notstromschienen erbracht.

Das interessante Beispiel „Nichtöffnen des Frischdampfsicherheitsventils“ ist genauestens bezüglich der Ursachen und der Materialprobleme untersucht worden. Es handelte sich hier um Chrom-Korrosion in den Vorsteuerventilen. Die Maßnahmen sind ergriffen worden, damit der gleiche Schadensmechanismus nicht wieder auftreten kann.

Im letzten Beispiel, in dem es um Bedienungsfehler geht, muß man sich auf die Auslegungsphilosophie verlassen, die solche Fehler abdecken kann und es auch tut.

D. Vetterkind (RWE):

Gibt es bisher eine geeignete Klassifizierung der möglichen menschlichen Fehlhandlungen und welche gezielten Maßnahmen sind gegen Fehlhandlungen möglich?

Werden im Betriebshandbuch hierbei sogenannte einhüllende Maßnahmen vorgeschlagen, so daß eine Sicherheit bezüglich der Vielzahl möglicher Störungen gegeben ist und sind hier Reserven vorhanden?

M. Simon (GRS):

Fehleingriffe des Betriebspersonals haben sich nicht viel anders ausgewirkt als Komponentenausfälle. Im Beispiel war es die Abschaltung der Speisewasserpumpen von Hand. Das hätte auch durch einen Fehler in der Hardware passieren können. Im weiteren Verlauf das Ansprechen des Überspeiseschutzes: Das wäre auch notwendig, wenn sich die Speisewasserpumpen durch einen Hardware-Fehler nicht ausschalten ließen. Dann erfolgt in diesem Fall die Isolierung über zusätzliche technische Maßnahmen, zum Beispiel Schließen der Isolationsventile. Meines Erachtens sollte man nicht getrennte Kriterien oder eine völlig andere Auslegung fordern, die zusätzlich noch versucht, menschliche Fehlhandlungen abzudecken. Meines Erachtens sind solche Fehleingriffe – wenn man von Bedienungsfehlern spricht – durch das augenblickliche Konzept abgedeckt, weil sie sich nicht wesentlich unterscheiden von Hardware-Fehlern oder Fehlern in der Systemtechnik selbst.

Zum Problem der Klassifizierung möchte ich nichts sagen, da es nicht mein Arbeitsgebiet ist.

Nutzung der Instandhaltungsunterlagen für den Erfahrungsrückfluß

Von C. Versteegen und E. Lindauer ¹⁾

Kurzfassung

Mit der anwachsenden Zahl von Betriebsjahren wird der Rückfluß von Erfahrungen aus dem Betrieb ein immer wichtigeres Hilfsmittel, die Sicherheit ebenso wie die Zuverlässigkeit von Kernkraftwerken auf einem hohen Stand zu halten und weiter zu verbessern.

Der Beitrag diskutiert die Erfahrungen, die die GRS bei der Durchführung mehrerer Vorhaben zur Auswertung von Betriebserfahrungen gewonnen hat. Anhand von Beispielen wird demonstriert, daß solche Auswertungen konkrete Aussagen zur Beurteilung der Wirksamkeit vorbeugender Instandhaltungsmaßnahmen und zum Auffinden relativer Schwachstellen in den Systemen liefern. Sie stellen damit Informationen zur weiteren Optimierung des Betriebsablaufes zur Verfügung. Die für die Auswertungen benötigten Informationen, die in der Dokumentation der Anlagen vorhanden sind, werden genannt. Es werden Hinweise gegeben, welche Verbesserungen der Dokumentation den Aufwand für systematische Auswertungen von Betriebserfahrungen reduzieren können.

Abstract

With the number of operating years growing, the feedback of operating experiences is of increasing importance in maintaining and improving the high standards of safety as well as reliability of NPPs.

The paper discusses the experiences which GRS has gained in carrying out several programmes for evaluation of operating experiences. It is demonstrated by examples that such evaluations allow for a concrete assessment of preventive maintenance measures and for the detection of comparatively weak points. Thus they provide information to further optimize the operation. The information required to perform the evaluations, is identified. It is available in the plant documentation. Indications are given as to which improvements of the plant documentation are suitable to reduce the effort for systematic evaluations of operating experience.

Einleitung

Mit der anwachsenden Zahl von Betriebsjahren wird der Rückfluß von Erfahrungen aus dem Betrieb ein immer wichtigeres Hilfsmittel, die Sicherheit ebenso wie die Zuverlässigkeit von Kernkraftwerken auf einem hohen Stand zu halten und weiter zu verbessern. Im folgenden soll es nicht um Ereignisse gehen, die als besondere Vorkommnisse erfaßt und ausgewertet werden.

Für die Nutzung dieser Erfahrungen existieren im nationalen wie im internationalen Rahmen organisierte Verfahrensweisen, über die bereits wiederholt berichtet wurde. Thema dieses Beitrags sollen vielmehr die vielfältigen sonstigen Erfahrungen sein, die bei der Überwachung und Instandhaltung der Kraftwerke gewonnen werden.

¹⁾ Dipl.-Ing. Claus Versteegen, Dr.-Ing. Erwin Lindauer, Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH
Köln

Bei diesen Erfahrungen handelt es sich um einen weit größeren Umfang an Einzelinformationen als bei den besonderen Vorkommnissen. Dem einzelnen Vorgang kommt dabei keine besondere Bedeutung zu, jedoch können aus einer geeigneten Zusammenfassung der Informationen Erkenntnisse über Stärken und Schwächen der eingesetzten Technik und der durchgeführten Maßnahmen gewonnen werden. Gerade der Umfang der handzuhabenden Informationen und die Vielzahl der verschiedenen Komponenten sind natürlich das Problem. Gezielte ingenieurtechnische Auswertungen sind praktisch nur möglich, wenn die Vielzahl der Informationen mittels statistischer Methoden aufbereitet werden kann. Wegen der damit verbundenen Schwierigkeiten wird bisher der Rückfluß dieser Erfahrungen noch weit weniger systematisch genutzt als bei den oben genannten bedeutungsvolleren Ereignissen. Im folgenden soll diskutiert werden, welche Vorteile aus einer stärkeren Auswertung der Instandhaltungsinformationen erwartet werden können, welcher Aufwand dafür erforderlich ist und welche Maßnahmen zu seiner Reduzierung geeignet sind.

Wie schon in der Vergangenheit führen wir auch derzeit in Zusammenarbeit mit verschiedenen Betreibern in mehreren Kernkraftwerken Datenerfassungen durch, in erster Linie zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen. Die dazu nötigen Arbeiten und die dabei auftretenden Schwierigkeiten sind die gleichen, denen sich auch ein Betreiber gegenüberübersieht, wenn er Auswertungen mit den unten diskutierten Zielsetzungen durchführt. Von daher glauben wir, daß unsere bisherigen Erfahrungen einen nützlichen Beitrag zu diesem Thema darstellen können.

Erfahrungen aus bisherigen Datenerfassungsprojekten

Für die praktische Erfassung und Auswertung der Instandhaltungserfahrungen werden die folgenden Informationen für die betrachteten Komponenten bzw. der einzelnen Betriebsmittel der Komponenten benötigt:

- Technische Angaben,
- Angaben zum Betrieb,
- Angaben zu Störungen und Wartung.

Aufgrund unserer bisherigen Erfahrungen sind dabei für die Erfassung dieser Informationen folgende Gesichtspunkte von Bedeutung:

Technische Angaben zu den betrachteten Einrichtungen

Darunter sind Angaben wie Art der Komponente, Hersteller, Typ, Bauart, Auslegungsdaten, Betriebsdaten, Einbauort, Funktionszusammenhang im System, Medien etc. zu sehen.

Bei neueren Anlagen werden verstärkt Anlagenverzeichnisse, zum Teil auf EDV, geliefert. Grundlage für diese Verzeichnisse sind die Planungsdaten des Herstellers. Daraus läßt sich der größte Teil der wichtigsten Grunddaten generieren.

Bei älteren Anlagen müssen diese Informationen aus Armaturen-, Behälter- und Pumpenlisten entnommen werden. In den meisten Fällen liegen diese Listen nicht auf Datenträger vor, so daß eine gesonderte Erfassung notwendig ist, was einen erheblichen Aufwand darstellt.

Ein besonderes Problem stellen sowohl für neue als auch für ältere Anlagen die gesondert dokumentierten elektro- und leittechnischen Einrichtungen dar. Eine Korrelation dieser Daten mit der Verfahrenstechnik ist erforderlich, um einen geschlossenen Überblick über alle Nichtverfügbarkeiten einer Komponente zu gewinnen, das heißt aufgrund von Schäden an der Komponente selbst sowie an der zugeordneten E- und Leittechnik. Hier helfen die in den Anlagen vorhandenen Abzweig-, Meß- und Binärsignalkennblätter sowie Gerä-

tetypenblätter, die aber erst auf eine einheitlich handhabbare Form umgesetzt werden müssen. Eine Überprüfung und Detaillierung der so erzeugten Grunddaten läßt sich unseres Erachtens dann sukzessiv durch Zusatzerfassung vor Ort im Zusammenhang mit Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten durchführen.

Angaben zum Betrieb der Einrichtungen

Dies sind zum einen Angaben zu Betriebsstunden, Anzahl von Schaltspielen, Anzahl von An- und Abfahrvorgängen, und zum anderen Information zu Anzahl von Prüfungen, Art der Wartung etc.

Erstere Informationen können von Betriebsstunden- und Schaltspielzählern entnommen werden, wobei es möglich ist, Prozeßrechnerinformationen direkt über Datenträger zu übernehmen. Vielfach lassen sie sich auch aus der bekannten Betriebsweise der Systeme ableiten. Schwierigkeiten ergeben sich im Einzelfall daraus, daß sich solche Angaben oft auf den Einbauort und nicht auf die individuelle Komponente beziehen. In der Regel hängen die Ergebnisse von Auswertungen jedoch nicht von der Genauigkeit dieser Daten ab, so daß davon ausgegangen werden kann, daß diese Informationen in ausreichendem Umfang vorhanden sind.

Informationen über Anzahl der Prüfungen und Art der Wartung lassen sich aus den Prüf- und Wartungshandbüchern entnehmen.

Angaben zu Störungen und Wartungen an Komponenten

Die Kenntnis der an den Komponenten aufgetretenen Störungen ist die wichtigste Grundlage des Erfahrungsrückflusses. Es interessieren die Häufigkeit von Störungen, die Art der beobachteten Schäden, ihre Ursachen, die Auswirkungen auf die Verfügbarkeit der Betriebsmittel, der Komponente selbst und des Systems, die Art der Entdeckung und die Art der Instandsetzung.

Da die meisten Arbeiten in einem Kraftwerk in irgendeiner Form dokumentiert werden, ist die wichtigste Quelle für diese Informationen die Dokumentation der Instandsetzungsarbeiten. Dabei handelt es sich je nach Anlage entweder um Arbeitsaufträge oder um Arbeiterlaubnisscheine. Diese Aufzeichnungen decken den größten Teil der Störungen ab. Lücken können auftreten bei Störungen, die von der Schicht mit eigenen Mitteln behoben werden können, ohne daß ein Arbeitsauftrag ausgestellt wird oder bei Störungen, die bei wiederholter Betätigung nicht wieder auftreten. Da die erforderlichen Informationen sich häufig in verschiedenen Unterlagen finden, werden bei unseren Datenerfassungen auch noch

- Protokolle zu wiederkehrenden Prüfungen,
- Schichtbücher,
- Reaktorschutzhandbücher,
- Mängel- oder Störungstagebücher,
- Freischaltanträge

als Informationsquellen benutzt.

Von Bedeutung für die Auswertungen ist auch, wie aussagekräftig die zugrunde liegenden Informationen sind. Die Qualität der verwendeten Informationen ist sowohl für den Nutzen von Auswertungsergebnissen als auch für den erforderlichen Aufwand entscheidend. Hier sind sehr große Unterschiede vorhanden. Die Arbeitsaufträge bzw. Arbeiterlaubnisscheine, die ja zunächst für die Organisation der Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten und weniger für eine spätere Auswertung konzipiert sind, enthalten häufig nicht alle für den Erfahrungsrückfluß wünschenswerten Angaben. Häufig lassen sich die Ursachen aufgetretener Schäden daraus nicht entnehmen, teilweise auch nicht die Art des Schadens.

Manchmal kann mit Sicherheit daraus nur abgelesen werden, daß die Komponente in-standgesetzt wurde. Entsprechend unterschiedlich sind oft auch die Schlüsse, die zur Art der Erkennung und zur Auswirkung des Schadens gezogen werden können.

Generell läßt sich jedoch aufgrund unserer bisherigen Erfahrungen feststellen, daß, abgesehen von Spezialitäten im Einzelfall, die für eine Auswertung von Betriebserfahrungen erforderlichen Informationen für alle drei genannten Datenbereiche in der bestehenden Dokumentation vorhanden sind.

Beispiele aus bisherigen Auswertungen

Wie schon gesagt, gelten unsere Auswertungen bisher fast ausschließlich dem Zweck der Zuverlässigkeitskenngrößenermittlung für Zuverlässigkeitsanalysen. Dabei erzielte Ergebnisse sind schon bei früheren Vorträgen und Veröffentlichungen präsentiert worden und sollen diesmal nicht als Beispiele herangezogen werden.

Wie die hier aufgeführten Beispiele zeigen, lassen sich darüber hinaus durch spezielle Auswertungen des gleichen Datenmaterials aber auch andere Zielsetzungen verfolgen. Grundsätzlich sind wir dabei der Ansicht, daß folgende Ziele erreichbar sind:

- Optimierung der vorbeugenden Instandhaltung (Revision),
- Feststellung relativer Schadenshäufung (Schwachstellenanalyse),
- Optimierung des Überwachungskonzepts,
- Verbesserung der Arbeitsvorbereitung,
- Unterstützung der Revisionsplanung,
- Ermittlung von Zuverlässigkeitskennwerten für Zuverlässigkeitsanalysen.

Da dies keine Ziele unserer bisherigen Arbeiten waren, können die folgenden Beispiele nur interessante Fragestellungen, nicht aber abschließende Antworten liefern. Diese setzen immer eine gründliche technische Klärung des Einzelfalls voraus, die durch den Betreiber oder in Zusammenarbeit mit ihm erfolgen muß.

Optimierung der vorbeugenden Instandhaltung

Die Entscheidung darüber, welche Instandhaltungsmaßnahmen in welchem Umfang und wie häufig für bestimmte Komponenten durchgeführt werden sollen, kann um so gezielter getroffen werden, je besser die bisherigen Erfahrungen greifbar sind. Zum Beispiel kann es sich darum handeln, welche Komponenten bei einer Revision aufgenommen werden sollen. Hierfür sind folgende Informationen von Bedeutung:

- Welche Schäden wurden bei bisherigen Revisionen gefunden?
- Wie häufig machten Schäden im Betrieb Instandsetzungsmaßnahmen erforderlich und von welcher Art waren sie?
- Wie viele Schäden und von welcher Art sind auf die Revisionsmaßnahmen selbst zurückzuführen?
- Steigt die Anzahl der Schäden mit dem Abstand von der letzten Revisionsmaßnahme?

Die letzte Frage wird häufig nicht zu beantworten sein, weil sie eine Statistik über eine gewisse Anzahl von Schäden voraussetzt, was meist nicht gegeben sein wird. Nützliche Antworten auf die drei ersten Fragen sind jedoch auch möglich, wenn nur eine geringe Zahl von Schäden auftrat.

Anzahl Betriebsmittel

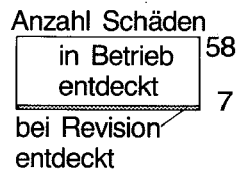
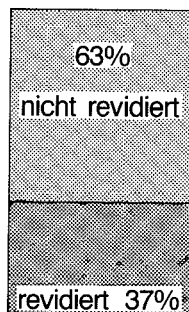


Bild 1: Betriebsmittel Stellantriebe: Anzahl und Schäden

Für das erste Beispiel wurde von uns das Betriebsmittel Stellantriebe ausgewählt. Wie aus Bild 1 zu sehen ist, wurden für die Auswertung 570 Getriebe, die in fast 40 verfahrenstechnischen Systemen eingebaut sind, betrachtet. Im Schnitt wurden pro Revision 210 Stellantriebe überprüft. Davon zeigten sich in sieben Fällen Mängel, die die Funktionsfähigkeit der Stellgetriebe während des Betriebs beeinflusst hätten. Bei Betrieb fielen im Schnitt pro Jahr 58 durch Funktionsstörung aus. Bei den Störungen handelt es sich zu 42 % um Schäden, die eine Nichtverfügbarkeit zumindest des betroffenen Teilstrangs bei Auftreten des Fehlers oder bei Reparatur nach sich zogen. Bei 4 % der Schäden war eine Leistungsreduzierung der Anlage für die Reparatur notwendig. Von den Störungen bei Betrieb entfielen nur 10 % Störungen pro Jahr auf Betriebsmittel, die in der vorliegenden Revision gewartet wurden (Bild 2).

Anteile revidierter und nicht revidierter Betriebsmittel



Zugehörige Schäden

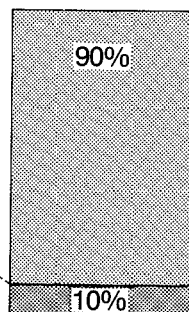


Bild 2: Verteilung der Schäden auf revidierte und nicht revidierte Stellantriebe

Aus diesen Zahlen können die folgenden vorläufigen Schlüsse gezogen werden, die durch eine technische Analyse der aufgetretenen Ausfallarten abgesichert und präzisiert werden könnten:

- Die geringe Anzahl von Schäden, die auf zuvor revidierte Betriebsmittel entfällt, bestätigt die Wirksamkeit der Revisionsmaßnahmen. Es ist daher zu vermuten, daß eine Erweiterung des Revisionsumfangs bei diesem Betriebsmittel zu einer Senkung der Schadensrate im Betrieb führen würde.
- Wie die geringe Anzahl der bei der Revision gefundenen Schäden zeigt, beruht die Wirksamkeit der Maßnahmen nicht in erster Linie darauf, daß bereits eingetretene Schäden beseitigt werden. Vielmehr werden offensichtlich durch vorbeugende Maßnahmen, zum Beispiel Austausch von Verschleißteilen, Schäden vermieden. Eine Untersuchung der im Betrieb aufgetretenen Schäden könnte zeigen, um welche Teile es sich dabei handelt.
- Die Gefahr, daß durch die Revisionsmaßnahmen selbst zusätzliche Fehler eingebracht werden, ist im betrachteten Fall offenbar vernachlässigbar.

Das Beispiel zeigt unseres Erachtens auch, daß tragfähige Aussagen erst bei einer weitgehenden Aufschlüsselung des Informationsmaterials gemacht werden können. Zum Beispiel könnte allein aus der geringen Zahl der bei Revision gefundenen Schäden der voreilige Schluß gezogen werden, die Maßnahmen hätten eine geringe Wirkung.

Ein weiteres Beispiel, das eine Aussage über die Wirksamkeit der Revisionsmaßnahmen erlaubt, zeigt Bild 3. Aufgetragen ist die Schadensrate für gesteuerte Absperrventile pro Monat nach den Revisionen.

Es ist zu erkennen, daß die Schadensrate nach den Revisionen für 1 bis 3 Monate deutlich erhöht ist gegenüber der sonstigen Betriebszeit. Hier ist im Gegensatz zum vorigen Beispiel zu vermuten, daß durch die Revisionsmaßnahmen selbst Fehler verursacht werden. Die beobachteten Ausfallarten deuten ebenfalls in diese Richtung. Denn einen großen Anteil machten zum Beispiel falsch eingestellte oder angeschlossene Endschalter und in Einzelfällen zu fest angezogene Stopfbuchsen oder falsch angeschlossene Motoren aus. Auch diese vorläufige Folgerung ist natürlich durch eine Untersuchung des jeweiligen Einzelfalles abzusichern, die dann erst Hinweise für Gegenmaßnahmen liefern kann. Das können

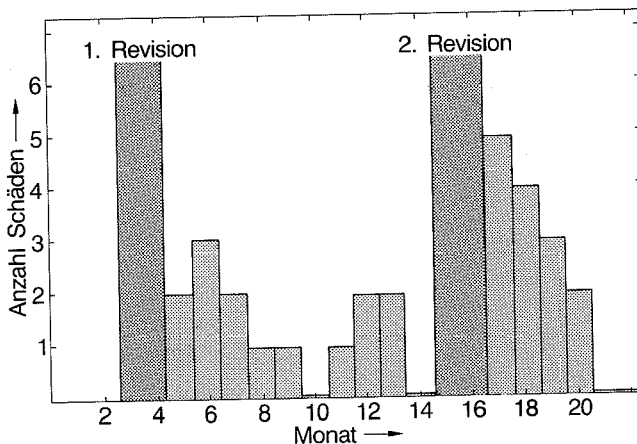


Bild 3: Zeitlicher Verlauf der Schadensrate bei Absperrventilen

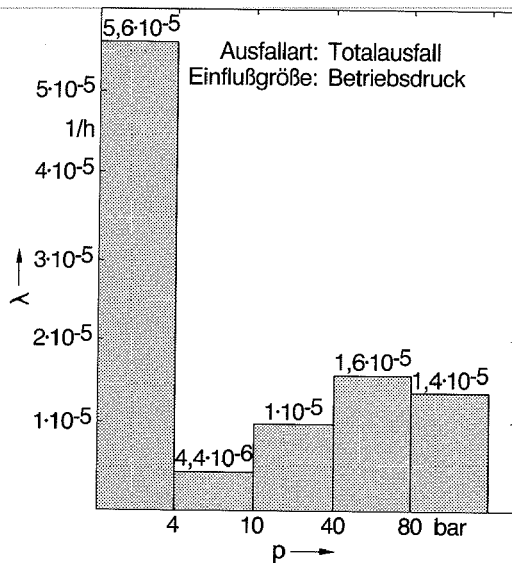


Bild 4: Abhängigkeit der Ausfallraten vom Betriebsdruck bei radizierenden Differenzdruckmeßumformern

zum Beispiel Verbesserungen in der Abwicklung der Revisionsarbeiten oder bei den Kontrollen nach Abschluß der Arbeiten oder vor Wiederanfahren sein.

Feststellung relativer Schadenshäufigkeit (Schwachstellenanalyse)

Für einen gezielten Einsatz von Instandhaltungsmaßnahmen ist es auch wichtig, die Komponenten zu kennen, die bevorzugt zu Störungen führen. Dazu läßt sich zum Beispiel die Schadenshäufigkeit vergleichbarer Komponenten betrachten. Es zeigt sich, daß die Häufigkeit von Schäden für

- verschiedene Typen und
- verschiedene Einsatzbedingungen

deutlich verschieden sein kann.

Das folgende Beispiel macht eine Kopplung dieser beiden Einflüsse deutlich. Dabei handelt es sich um radizierende Differenzdruckmeßumformer, die für die Durchflußmessung eingesetzt werden. Bild 4 zeigt, daß mit kleinen Betriebsdrücken die Ausfallrate ansteigt. Zwischen der Ausfallrate für Betriebsdruck unter 4 bar und den Meßumformern für die Klassen über 4 bar liegt ein Faktor 5.

Der eingesetzte Typ kann offenbar bei kleinen Betriebsdrücken die im Millibarbereich liegenden Differenzdrücke nicht mit zufriedenstellender Zuverlässigkeit messen.

Wenn somit die Ursachen für ein signifikant ungünstigeres Verhalten bekannt sind, können gezielt Abhilfemaßnahmen getroffen werden.

In unserem Beispiel müßte die Möglichkeit geprüft werden, ob es auf dem Markt spezielle Meßumformer für kleine Betriebsdrücke gibt, oder aber der Hersteller der bisher eingesetzten Meßtechnik müßte sich dieser Schwierigkeit annehmen, da die aufgetretenen Schäden fast ausschließlich auf die Mechanik der Meßzelle entfallen.

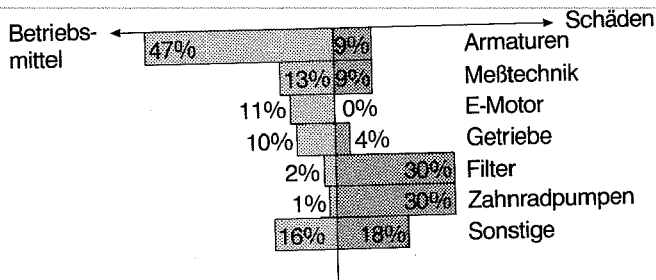


Bild 5: Prozentuale Aufteilung von Volumenregelsystemen und Schäden mit Nichtverfügbarkeit eines Teilstranges

Eine Fragestellung, aus der ebenfalls Konsequenzen abgeleitet werden können, ist weiterhin, welche Betriebsmittel und Komponenten in erster Linie zur Nichtverfügbarkeit von einzelnen Systemen oder Teilsträngen beitragen. Es zeigt sich, daß zum Teil wenige Komponenten hier einen dominierenden Beitrag liefern. In Bild 5 ist zum Beispiel die prozentuale Verteilung von eingebauten Betriebsmitteln und den dazugehörigen Schäden, die eine Nichtverfügbarkeit des Volumenregelsystems zur Folge hatten, dargestellt. Dabei soll an diesem Beispiel nur die Schadenshäufigkeit der Filter erläutert werden. Diese haben einen Betriebsmittelanteil von 2 %, jedoch entfallen auf sie 30 % aller Schäden im Volumenregelsystem, die zur Nichtverfügbarkeit geführt haben.

Bei genauer Analyse stellt sich heraus, daß alle Ausfälle die zwei Saugfilter der HD-Förderpumpe betrafen. Schon nach kurzer Betriebszeit verschmutzten die Filter, und es mußte eine Strangumschaltung wegen hohen Differenzdruckes vorgenommen werden.

Sind einmal solche hervorstechenden Beiträge festgestellt, so kann unter Umständen die Zuverlässigkeit eines Systems durch begrenzte Maßnahmen wesentlich verbessert werden. Eine Verbesserungsmöglichkeit wäre zum Beispiel in diesem Fall, einen größeren Filter oder sogar einen absperrbaren Parallelfilter pro Strang vorzusehen.

Darüber hinaus sind wir auch der Ansicht, daß durch Untersuchung der Art, wie Schäden entdeckt werden, das Überwachungskonzept für Komponenten optimiert werden kann. Das kann auf der einen Seite bedeuten, daß aus Schäden, die nicht ausreichend schnell oder zuverlässig entdeckt werden, eine Verbesserung von Überwachungsmaßnahmen abgeleitet wird. Es kann andererseits aber auch bedeuten, daß Überwachungsmaßnahmen, die wenig zur Vermeidung oder Entdeckung von Schäden beigetragen haben, reduziert oder weggelassen werden können.

Möglichkeiten zur Reduzierung des Aufwands für den Erfahrungsrückfluß

Unseres Erachtens zeigen die dargestellten Beispiele, daß sich aus einer Auswertung der Aufschreibungen nützliche Folgerungen ziehen lassen. Der Aufwand für die Erfassung der Daten ist jedoch erheblich. Zur Illustration: In einem Jahr kann in einem Kraftwerk mit etwa 4500 Instandhaltungsvorgängen gerechnet werden, davon etwa 2500 schadensbedingten. Der Aufwand für eine kontinuierliche Auswertung der Erfahrungen kann jedoch nennenswert reduziert werden, wenn diese Zielsetzung im System der Dokumentation von vornherein berücksichtigt wird. Nach unseren Erfahrungen machen sich Verbesserungen insbesondere in den folgenden Bereichen bezahlt:

Verbesserungen der Aufschreibungen zum Einzelfall

Dabei handelt es sich nicht um eine generelle Ausweitung des Umfangs der Aufschreibungen. Vielmehr ist darauf hinzuwirken, daß die wesentlichen Informationen festgehalten

werden. Die Motivation der Mitarbeiter, die die Aufschreibungen machen, spielt hier eine wichtige Rolle. Der Zweck und Nutzen dieser Aufschreibungen muß ihnen klar sein, ihre Arbeit sollte durch übersichtliche Checklisten unterstützt werden. Zweckmäßig ist eine Kontrolle und gegebenenfalls Ergänzung durch das technische Personal, das für die Auswertungen verantwortlich ist.

Konzentration der Dokumentation auf wenige Informationsquellen

Die Reduzierung der Anzahl verschiedener Unterlagen, in denen Angaben zu Störungen festgehalten werden, vereinfacht die Zusammenstellung der für den Erfahrungsrückfluß erforderlichen Daten. Der Vorteil getrennter Informationsquellen, nämlich, daß die Daten unter einem Aspekt zusammengefaßt sind (zum Beispiel Reaktorschutzbuch) wiegt unseres Erachtens den Nachteil nicht auf, daß die einmal getrennten Daten nur mühsam wieder zusammenzuführen sind.

Ablegen der Unterlagen nach einem System, das ein schnelles und eindeutiges Wiederauffinden ermöglicht

Dies ist eine generelle Anforderung an ein Ablagesystem, die sich auch aus anderen Gründen als der Erleichterung des Erfahrungsrückflusses ergibt. Eine spezielle Anpassung der Ordnungskriterien im Hinblick auf leichte Auswertbarkeit ist nur begrenzt möglich, da die Auswertungen, wie die Beispiele zeigen, nach verschiedenen Aspekten erfolgen müssen, während ein Ablagesystem nach wenigen Ordnungskriterien geordnet sein muß.

EDV-Unterstützung

Angesichts der großen Zahl von Einzelvorgängen hat es sich bei unseren Auswertungen als unumgänglich erwiesen, die Daten auf EDV zu nehmen. Dadurch ergibt sich die notwendige Flexibilität bei der Korrelation der verschiedenen Daten. Die Anforderungen an das Ablagesystem verlieren dadurch an Bedeutung. Angesichts der Entwicklung der DV-Technik zu größerer Benutzerfreundlichkeit und sinkenden Kosten halten wir es für zweckmäßig, auf eine EDV-gerechte Strukturierung der Daten auch dann zu achten, wenn ein Rechneinsatz zunächst nicht vorgesehen ist.

Die Erfüllung der skizzierten Anforderungen bringt auch Änderungen eingeführter organisatorischer Abläufe mit sich. Das bedeutet jedoch keineswegs, daß eine weitgehende Umgestaltung der Abläufe eine Voraussetzung dafür ist, überhaupt eine systematische Verfolgung der Instandhaltungsdaten durchführen zu können. Es ist darauf hinzuweisen, daß alle diskutierten Beispiele auf der Basis der jeweils vorhandenen Dokumentation untersucht wurden. Unseres Erachtens können Anpassungen schrittweise vorgenommen werden, wie sie sich entsprechend den jeweils interessierenden Fragestellungen als zweckmäßig erweisen.

Zusammenfassung

Die Nutzung der Instandhaltungsunterlagen für den Erfahrungsrückfluß ist notwendig, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit von Kernkraftwerken auf einem hohen Stand zu halten und weiter zu verbessern. Grundsätzlich soll der Erfahrungsrückfluß Schwachstellen in der angewandten Technik, der Betriebsweise oder der Instandhaltungsmaßnahmen aufdecken. Die erforderlichen Informationen sind im allgemeinen in der Anlage vorhanden. Sie sind auswertbar aufzubereiten, um sie für den Rückfluß nutzen zu können. Die dadurch erzeugten Daten dienen dem System- und Komponentenverantwortlichen, der Produktion und der Instandhaltung als Hinweis und Maßstab für zukünftige Planung und Verfahrensweise. Ohne eine entsprechende Aufbereitung, insbesondere durch EDV-Einsatz, ist bei der Vielzahl der Instandhaltungsvorgänge und Störungsmeldungen keine kontinuierliche Auswertung möglich. Ein solches Konzept müßte von allen Bereichen einer Anlage getragen werden, um nachher verwertbare Ergebnisse zu erzielen.

Diskussion

R. Quack (Uni Stuttgart):

Es wurde in den Ausführungen über die Erfassung der „Technischen Angaben“ das „KKS-Ordnungssystem“ nicht erwähnt, wie es in den Kraftwerken der meisten VGB-Mitglieder in Benutzung ist. Wurde es absichtlich nicht erwähnt? Oder wird es als sowieso üblich unterstellt?

C. Versteegen (GRS):

Bei der Datenerfassung, die die GRS durchführt, werden die Kennzeichnungssysteme als Grundlage benutzt, die in den Kraftwerken vorhanden sind. In fast allen Fällen handelt es sich um das Ordnungssystem „Anlagenkennzeichnungssystem (AKZ)“. Das Kennzeichnungssystem KKS wird nur in den neuesten Anlagen (ab KKP II) verwendet. Eine Umsetzung von AKZ auf KKS bei Durchführung der Arbeiten empfiehlt sich nicht, da keine eindeutige Zuordnung bei den Systemkennzeichnungen möglich ist.

L-F. Franzen (IAEA):

Aus der Erfahrung des IAEA OSART Programms kann ich die Nützlichkeit und Wünschbarkeit der von Ihnen vorgeschlagenen Auswertung der Instandhaltungsunterlagen nur unterstützen. Gesehen haben wir in den verschiedensten Anlagen allerdings allenfalls Ansätze. Am weitesten fortgeschritten war man in Frankreich (Stand 1985), wo EDV-gestützte sachdienliche Informationsaufbereitung erfolgte. Wie schätzen Sie den dafür erforderlichen Aufwand in einer Anlage ein?

C. Versteegen (GRS):

Der Aufwand der Grunddatenerfassung ist nur sehr schwer abzuschätzen. Es hängt im wesentlichen von den in der Anlage verfügbaren Unterlagen ab.

Bei den Schadensdaten gehen wir von einem Aufwand von einer halben bis dreiviertel Stunde pro Schadensfall aus. Die Zeit beinhaltet die Erfassung, die Ursachenerforschung und Codierung des Schadens. Nach dieser Bearbeitung liegt der Fall auswertbar in einer Datenbank abgelegt vor.

H.-J. Hantke (Energietechnik):

Ihre Darstellungen decken sich weitgehend mit meinen Erfahrungen. Allerdings habe ich Fragen zu den von Ihnen angegebenen absoluten Zahlen. Zum Beispiel führen Sie in Bild 1 570 Stellantriebe an, die in einem Jahr 65 Schäden aufwiesen. Eine derartig hohe Schadensrate müßte meines Erachtens zu einem Austausch aller derartigen unzuverlässigen Stellantriebe führen.

C. Versteegen (GRS):

Bei den Schäden handelt es sich um Ausfälle, die eine Nichtverfügbarkeit der betroffenen Komponente nach sich zogen. Aus den angegebenen Zahlen ergibt sich eine für Stellantriebe übliche Ausfallrate. Der Erwartungswert liegt je nach Bezugszeit zwischen $3 \cdot 10^{-6}$ 1/h und $7 \cdot 10^{-6}$ 1/h.

Umsetzung der Betriebserfahrungen bei der Personalschulung

Von P.-M. Schabert ¹⁾

Kurzfassung

Betriebserfahrungen als wichtige Informationsträger für einen sicheren Anlagenbetrieb werden über unterschiedliche Informationspfade an die einzelnen Adressatengruppen weitergegeben.

Dabei können die zu vermittelnden Betriebserfahrungen von ihrer Struktur her klassifiziert werden:

1. Betriebserfahrungen aus externen Bereichen, wozu zu zählen sind:
 - VGB – Zentrale Melde- und Auswertestelle,
 - GRS,
 - Siemens AG, Unternehmensbereich KWU (als Kraftwerkerrichter),
 - sonstige Hersteller,
 - VGB-Ausschüsse.
2. Betriebserfahrungen aus dem internen Kraftwerksbereich, die zusammengefaßt sind in:
 - Erfahrungsberichte aus Inbetriebsetzungen,
 - Betriebshandbuch,
 - Änderungsanträge,
 - Monats- und Revisionsberichte,
 - Techn. Berichte zu Vorkommnissen in der eigenen Anlage.

Der bei der Umsetzung von Betriebserfahrungen angesprochene Adressatenkreis setzt sich dabei im wesentlichen aus folgenden Personengruppen zusammen:

- Kraftwerksleitung,
- Hauptbereitschaftshabende,
- Fach- und Teilbereichsleiter,
- Verantwortliches Schichtpersonal,
- Sonst tätiges Personal,
- Teilbereich Ausbildung.

Für die Umsetzung von Betriebserfahrungen an die relevanten Adressatengruppen werden eine Reihe von Vermittlungsmechanismen eingesetzt, die in Charakter und Zielsetzung den angesprochenen Adressaten angepaßt sind:

- Morgenbesprechung,
- Abteilungsbesprechung,
- Diskussionsrunde,
- Schichtleiterbesprechung,
- Ersts Schulung,
- Wiederholungsschulung,
- Simulatortraining.

¹⁾ Dipl.-Ing. Peter-Michael Schabert, Kernkraftwerk Grafenrheinfeld

Mittels der genannten Organisationsstrukturen und Vermittlungsmechanismen ist gewährleistet, daß Betriebserfahrungen nicht nur „gemacht“, sondern auch an die entsprechenden Adressaten herangetragen werden.

Abstract

Operating experience is a valuable source of information on safe plant operation which is channeled via various pathways to selected individual recipients.

These operating experience data can be classified on the basis of their origin:

1. Operating experience from external agencies, such as:
 - VGB Central Reporting and Processing Office,
 - GRS,
 - Siemens AG, KWU Group (as a builder of power plants),
 - other manufacturers,
 - VGB committees.
2. In-house plant operating experience summarized in
 - reports on experience gained during commissioning,
 - the operating manual,
 - proposals for changes to in-plant procedures,
 - monthly and major inspection reports,
 - technical reports on in-plant occurrences.

The body of individuals directly involved in the practical application of plant operating experience consists primarily of members of the following groups:

- plant management,
- chief standby contingency,
- section and subsection managers,
- shift supervisors,
- other personnel,
- personnel training subsection.

A number of means are implemented for transmission of operating experience data to relevant parties in a form appropriate in nature and purpose to the respective recipient. These include:

- daily morning meetings,
- department meetings,
- regularly scheduled discussions,
- shift superintendent meetings,
- initial indoctrination,
- refresher training,
- simulator training.

Dissemination of operating experience via the above mentioned organizational units and channels ensures that operating experience is not merely „acquired“, but is instead passed on to selected recipients for practical application.

Unter dem Thema „Umsetzung der Betriebserfahrungen bei der Personalschulung“ soll aufgezeigt werden, über welche Mechanismen Betriebserfahrungen gesammelt werden, in

die Personalschulung Eingang finden und wie diese Erfahrungen zum Adressaten kommen. Ähnlich einem großen Fluß, der von vielen kleinen und größeren Bächen gespeist wird, werden die Betriebserfahrungen in feinstrukturierten Organisationsformen gesammelt und der Personalschulung zugeführt. Diese wiederum sorgt für die Weiterleitung an die vorgesehenen Adressaten.

Um diese Organisationsstrukturen und Vermittlungsmechanismen möglichst transparent darzustellen, wird eine Dreiteilung verwendet.

Der erste Teil wird mit „Struktur der Betriebserfahrungen“ überschrieben. Hier werden die Teilmengen, aus denen sich die Betriebserfahrungen letztlich zusammensetzen, definiert und die Träger der Betriebserfahrungen näher charakterisiert. Damit soll erläutert werden, was im wesentlichen unter Betriebserfahrungen zu zählen ist und wie diese Betriebserfahrungen geartet sind.

Im zweiten Teil sollen die Adressaten selbst, also das Personal, das bei der Umsetzung von Betriebserfahrungen in einem Kernkraftwerk angesprochen ist, im Rahmen ihrer Aufgaben und Verantwortlichkeit näher betrachtet werden, um dann im dritten Teil die Vermittlungsmechanismen darzulegen, durch die eine Umsetzung von Betriebserfahrungen an die Adressaten erst möglich wird.

Bild 1 zeigt die Organisationsstruktur, in der Betriebserfahrungen aus externen Bereichen gesammelt und weitergeleitet werden.

Beginnen wir mit der zentralen Melde- und Auswertestelle bei der VGB. Mit der Zielsetzung Auswertung und gegebenenfalls Veranlassung vertiefender Analysen aller sicherheitstechnisch relevanten Vorkommnisse in den angeschlossenen Kraftwerken und der Sichtung, Übersetzung und Verdichtung ausländischer Meldungen, die von INPO (Institut of Nuclear Power Operations) und USERS (UNIPED-Significant-Event-Reporting-System) eingebracht werden, dient die zentrale Melde- und Auswertestelle der Sammlung und sofortigen Weitergabe dieser Informationen an die Betreiber.

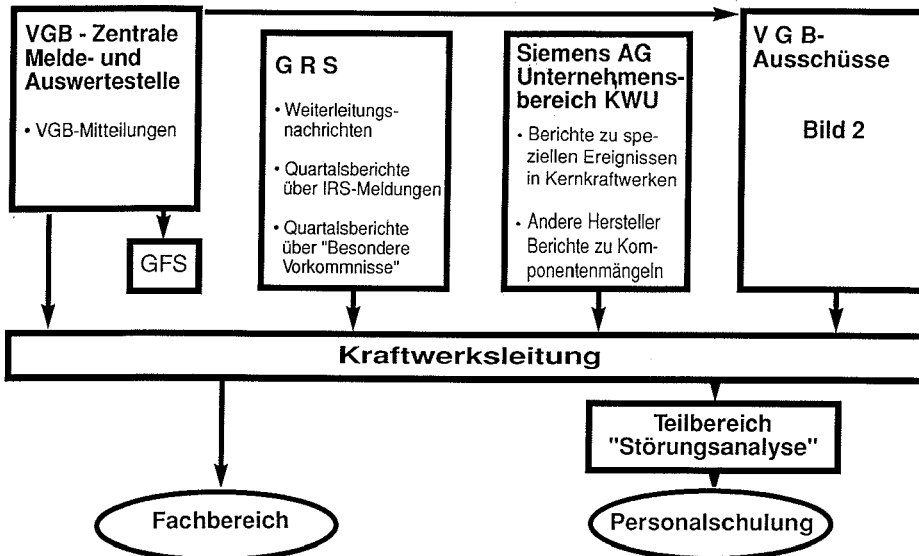


Bild 1: Betriebserfahrungen aus externen Bereichen

Weiterhin ist die Arbeit der zentralen Melde- und Auswertestelle eng mit den später noch im Rahmen der VGB-Ausschüsse näher zu betrachtenden Arbeitskreisen „SWR“ und „DWR“ verbunden:

Ereignisse von übergreifender Bedeutung werden den Arbeitskreisen zugeleitet, dort vertiefend behandelt und Lösungen zugeführt, die wiederum an die Betreiber weitergegeben werden.

Mit der Weiterleitung von Ereignissen mit direkter Bedeutung für die Simulatoreausbildung an die Gesellschaft für Simulatoreausbildung (GfS) schließt sich eine Informationskette, in der durch die zentrale Melde- und Auswertestelle Informationen gesammelt, gespeichert und weitergegeben werden.

Die GRS ist über drei Informationspfade in die Struktur der Betriebserfahrungen eingebunden:

Die GRS-Weiterleitungsnachrichten haben die Zielsetzung, die Ergebnisse aus der Bearbeitung von Ereignissen mit sicherheitstechnischer Bedeutung an einen breiten Adressatenkreis weiterzuleiten. Solche Ereignisse werden einzeln beschrieben und einer Ursachenanalyse unterzogen. Weiterhin erfolgt seitens GRS eine Untersuchung, inwieweit eine Übertragbarkeit auf andere Anlagen vorhanden ist, begleitet von spezifischen Empfehlungen, die sich zum Beispiel auf Sicherheitseinrichtungen, Fahrweisen oder im Bereich der Wiederkehrenden Prüfungen niederschlagen können.

Weitere Betriebserfahrungen werden von der GRS über das IRS-(Incident-Reporting-System)-Meldesystem gesammelt, das zu wesentlichen Vorkommnissen in Kernkraftwerken aus dem OECD-Bereich Stellung nimmt. Die IRS-Meldungen erfahren durch die GRS bereits eine Bewertung bezüglich Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen, bevor sie der Behörde und den Betreibern in vierteljährlichen Abständen zugeführt werden.

Ähnlich den IRS-Meldungen erfolgt in vierteljährlichen Abständen durch die GRS eine Zusammenfassung mit begleitender Stellungnahme zu besonderen Vorkommnissen in deutschen Kernkraftwerken (früher als meldepflichtige Ereignisse bezeichnet). Dieses Periodikum ist somit neben den Weiterleitungsnachrichten und den IRS-Meldungen als wichtiger Informationspfad innerhalb der Struktur von Betriebserfahrungen zu werten.

Ein weiteres Glied in der Struktur der Betriebserfahrungen sind die „Berichte zu speziellen Ereignissen in Kernkraftwerken“ und „sonstige Herstellerberichte zu Komponentenmängeln“, die von der Siemens AG, Unternehmensbereich KWU und anderen Herstellern als freiwillige Serviceleistung an die Betreiber gegeben werden.

Die Betriebserfahrungen aus den genannten externen Bereichen einschließlich der Betriebserfahrungen, die in den noch näher zu erläuternden VGB-Ausschüssen erarbeitet werden, gelangen auf direktem Weg zu den Betreibern und werden dort durch ein formalisiertes Verfahren durch die Kraftwerksleitung einerseits den betroffenen Fachbereichen, andererseits grundsätzlich dem Teilbereich „Störungsanalyse“ im Fachbereich Betrieb zugeführt. Die Fachbereiche beurteilen in ihrer Zuständigkeit das Ereignis auf Relevanz für die eigene Anlage mit dem Schwerpunkt „Komponenten“ und veranlassen gegebenenfalls Konsequenzen.

Der Teilbereich „Störungsanalyse“ sorgt für die Analyse jedes Ereignisses hinsichtlich Systemtechnik und Anlagenverhalten und leitet die Ergebnisse an den Teilbereich „Ausbildung“ weiter, der nach didaktischer Aufbereitung der Informationen diese in der Personalschulung an die betroffenen Adressaten weiterleitet.

Betreiber - Arbeitskreise

Eine Schlüsselstellung in dieser Organisationsstruktur kommt den auf Bild 2 dargestellten Betreiber-Arbeitskreisen einschließlich der neu gegründeten GfS zu.

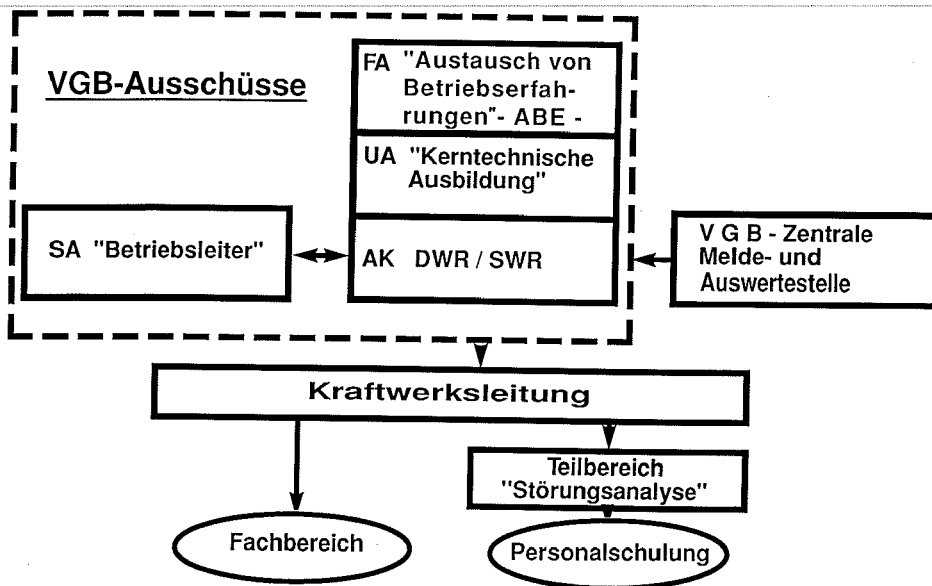


Bild 2: Betriebserfahrungen aus externen Bereichen

So gibt es

- den Fachausschuß „Austausch von Betriebserfahrungen“ (ABE), in dem sich die Kraftwerksleiter der deutschen, schweizerischen, schwedischen, holländischen und finnischen Kernkraftwerke regelmäßig treffen. Hier werden wesentliche technische und administrative Ereignisse der vergangenen Periode erörtert.
 - den Sonderausschuß „Betriebsleiter“ (SA-BL), in dem sich Repräsentanten jedes deutschen EVUs mit Kernkraftwerk regelmäßig treffen. Hier werden übergeordnete wesentliche Fragen der Genehmigung, Administration, Sicherheit und Verfügbarkeit behandelt. Zur vertiefenden Analyse gibt dieser Ausschuß Aufgaben an einen der
 - Arbeitskreise „DWR“ und „SWR“, in denen sich getrennt nach Reaktorlinie (DWR oder SWR) Fachbereichsleiter Betrieb und Instandhaltung regelmäßig treffen. Diese Arbeitskreise befassen sich in der Regel mit Aufträgen aus dem SA-BL bzw. mit Meldungen der zentralen Melde- und Auswertestelle beim VGB und erarbeiten Lösungen, die gegebenenfalls in dem SA-BL wieder eingebracht werden.
- Die beiden Arbeitskreise „DWR“ und „SWR“ sind damit wohl das wichtigste Instrument der externen Bearbeitung von Betriebserfahrungen.
- Unterausschuß „Kerntechnische Ausbildung“, in dem angefangen mit der Kernkraftwerkerausbildung über Meister- und Reaktorfahrerausbildung bis zur Ausbildung der Schichtingenieure einschließlich den neuen Simulatoren Grundlagen und Richtlinien erarbeitet wurden und werden, die einerseits den Interessen der Betreiber gerecht zu werden haben, andererseits den behördlichen Forderungen. In diesen Arbeitskreisen werden selbstverständlich nicht nur Schulungswege und -inhalte erarbeitet, sondern – was zunehmend an Bedeutung gewinnt – Schulungsmethoden und -hilfsmittel.

In gleicher Weise wie die Betriebserfahrungen der zentralen Melde- und Auswertestelle, der GRS und der Lieferanten werden die Betriebserfahrungen der VGB-Ausschüsse an die

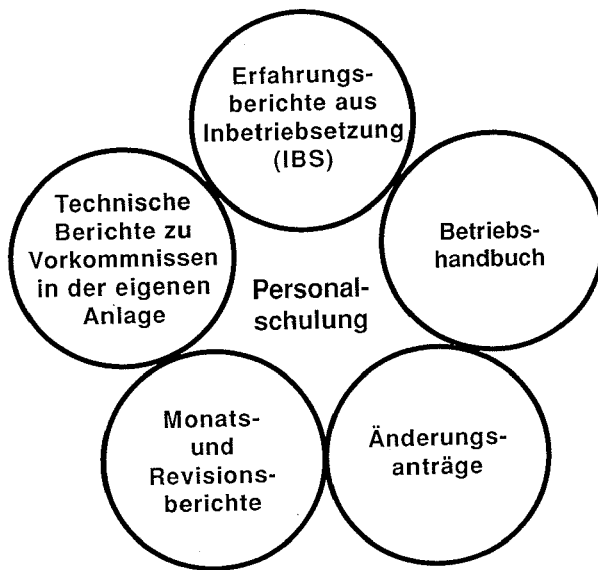


Bild 3: Wesentliche Betriebserfahrungen aus internen Kraftwerksbereichen

Betreiber weitergeleitet und – wie schon erläutert – über die Kraftwerksleitung einerseits den betroffenen Fachbereichen, andererseits über den Teilbereich „Störungsanalyse“ der Personalschulung zugeführt.

Bild 3 zeigt eine Auflistung wesentlicher schriftlich fixierter Betriebserfahrungen, die im Kraftwerk selbst und zum Teil auch durch externe Erfahrungen entstanden sind und dann gesammelt, ausgewertet und über die Personalschulung an die Adressaten weitergegeben werden.

Eine dichte und umfassende Informationsquelle sind in dieser Betrachtung die Erfahrungsberichte aus der Inbetriebsetzungsphase der Anlage und die Inbetriebsetzungsergebnisse bei Nachrüstmaßnahmen.

In diesen Papieren ist der Anlagenzustand vor Prüfbeginn definiert und der Ablauf der Prüfung detailliert angegeben. Weiterhin sind die aufgenommenen Meßwerte wichtiger Parameter beigefügt mit einer Kommentierung des dargestellten Transientenverlaufes.

Es steht hier also ein Fundus von wesentlichen Betriebserfahrungen zur Verfügung, der nicht nur von Personal mit Inbetriebsetzungs-Erfahrung getragen wird, sondern jedem, das heißt auch dem Personal, das als Folgegeneration eingestellt wird, vermittelt werden kann.

Das Betriebshandbuch (BHB), wir nennen es auch „Bibel“, hat in den Teilen 2 bis 4 die Aufgabe, dem Schichtpersonal alle betrieblichen und sicherheitstechnischen Anweisungen bereitzustellen, die für den Normalbetrieb der Anlage, zur Beherrschung des anomalen Betriebes und zur Beherrschung von Störfällen erforderlich sind. Damit legt es zusammen mit Teil 1, Betriebsordnungen, den sicherheitstechnischen Rahmen fest, in dem die Anlage in Erfüllung von § 1 Atomgesetz betrieben werden darf. In dieses Betriebshandbuch fließen alle Betriebserfahrungen, die im administrativen oder anlagentechnischen Bereich gemacht werden.

Eine weiter vorhandene Möglichkeit, Betriebserfahrungen in der Personalschulung zu nutzen, ist die Einbeziehung von Änderungsanträgen in die Kenntnisvermittlung.

Solche Änderungsanträge basieren auf gewonnenen Erkenntnissen und Erfahrungswerten aus der Anlage, ihrer Systeme und Anlagenteile sowie ihrer Betriebsweise.

Charakteristisch für Änderungsanträge ist der Umstand, daß hierin Änderungen aus allen Fach- bzw. Teilbereichen der Anlage formuliert werden können, die, wenn als „wesentliche“ bzw. „nicht wesentliche“ Änderungen ausgewiesen, vor ihrer Einleitung einem Verfahren mit der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde und einer gutachtlichen Stellungnahme unterliegen.

Darüber hinaus werden alle Änderungen unterhalb des Niveaus „nicht wesentlich“ durch ein gesondertes Verfahren ebenfalls der Personalschulung zugeleitet.

Technische Berichte aus der Anlage stellen in ihrer umfangreichen Sammlung von Informationen eine weitere Quelle von Betriebserfahrungen dar, die in der Personalschulung genutzt werden können.

Monatsberichte beinhalten dabei neben statistischen Daten aus dem Betrieb der Anlage und der radiologischen Überwachung eine Auflistung und Kommentierung von besonderen Vorkommnissen in der Anlage, eine Darlegung der Anlagenänderungen im Berichtszeitraum, eine inhaltliche Angabe der in den Fach- oder Teilbereichen durchgeführten Arbeiten im Rahmen der Fachschaftsberichte und eine Bewertung der durchgeführten Wiederkehrenden Prüfungen.

Revisionsberichte befassen sich mit den während der Revision durchgeführten Umbau-, Inspektions-, Revisions- und Prüfungsarbeiten. Dabei werden wichtige Betriebserfahrungen in den Fachschaftsberichten niedergeschrieben, die neben dem Arbeitsablauf detaillierte Angaben über Befunde, Ursachen und Ergebnisse enthalten.

In der bereits erwähnten, dem Fachbereich „Betrieb“ zugeordneten Gruppe „Störungsanalyse“, hier mit der Zielsetzung einer übergeordneten Auswertung von Betriebsaufzeichnungen, werden technische Berichte zu Ereignissen in der eigenen Anlage erstellt. Damit ist eine zentrale Erfassungs- und Auswertestelle innerhalb des Kraftwerks installiert, die der Klärung von Störungsursachen dient, das auslegungsgemäße Anlagenverhalten, wie die ordnungsgemäße Durchführung von Maßnahmen durch das Betriebspersonal überprüft und mögliche Verbesserungen bzw. festgestellte Mängel darlegt.

Gestützt auf das zentrale Prozeßrechnermeldesystem sowie auf einen eigens zur Störungsklä rung installierten schnellen Analogsignalerfassungs- und -auswerterechner enthalten die in diesem Rahmen erstellten technischen Berichte einen Detaillierungsgrad, der in bezug auf verfügbare Betriebserfahrungen als wesentlich angesehen werden darf. Auch diese Berichte werden im Rahmen der Personalschulung an die entsprechenden Adressaten weitergegeben.

Im zweiten Teil dieses Referates, das mit „Betriebserfahrungen und Adressaten“ überschrieben werden soll, wird näher auf die Verantwortlichkeit und Aufgaben der Personen eingegangen, die bei der Umsetzung von Betriebserfahrungen angesprochen sind. Hier soll umrissen werden, wie innerhalb der vorgegebenen Organisationsformen im personellen Bereich Übertragungs- und Empfangsmechanismen in bezug auf Betriebserfahrungen strukturiert sind.

In Bild 4 sind diese Adressatengruppen dargestellt.

Die Kraftwerksleitung eines Kernkraftwerkes trägt die Verantwortung für den sicheren Betrieb der Gesamtanlage, die Einhaltung der Bestimmungen des Atomrechts und der atomrechtlichen Genehmigung und ist weisungsbefugt gegenüber Fach- oder Teilbereichsleitern. Ihr ist die Verpflichtung des Antragstellers übertragen, die Fachkunde des verantwortlichen Kernkraftwerkspersonals auf dem jeweilig erforderlichen Stand zu halten.

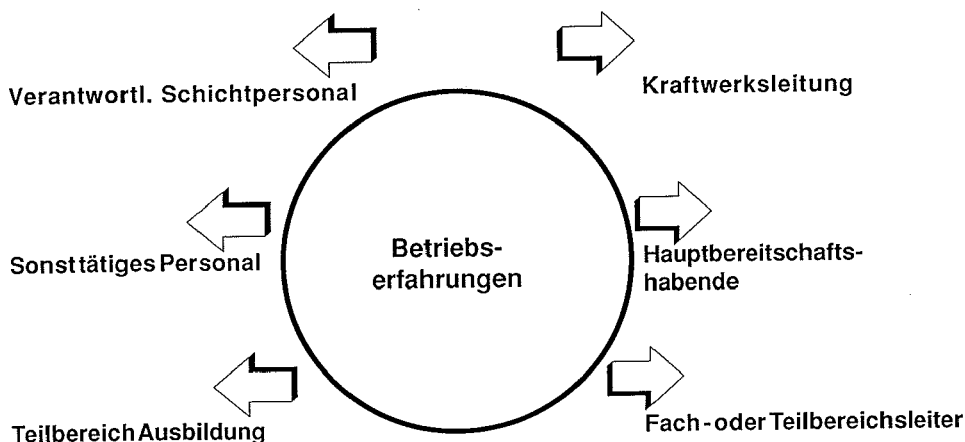


Bild 4: Betriebserfahrungen und Adressaten

In diesem Sinne ist sie verpflichtet, dafür Sorge zu tragen, daß zum Beispiel wichtige Änderungen in der Anlage, ihres Betriebes oder bestehender Betriebsanweisungen dem relevanten Personal zur Verfügung gestellt werden.

Verantwortlichkeiten, Aufgaben und Befugnisse der Hauptbereitschaftshabenden leiten sich eng aus der Verantwortlichkeit der Kraftwerksleitung ab, da der Hauptbereitschaftshabende vom Dienst bei Abwesenheit des Kraftwerksleiters und seines Vertreters die Kraftwerksleitung bei allen unaufschiebbaren Maßnahmen vertritt.

Aus dieser Aufgabenstellung heraus ist der Hauptbereitschaftshabende vom Dienst für die Einhaltung der im Kernkraftwerksbetrieb maßgebenden Rechtsvorschriften, insbesondere des Atom- und Wasserrechts und die hierauf beruhenden Genehmigungsbescheide sowie den sonstigen Anordnungen der Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde verantwortlich.

Innerhalb dieser verantwortlichen Funktion wird von den Hauptbereitschaftshabenden die erforderliche Kenntnis über den Aufbau, insbesondere aber über das Betriebs- und Störfallverhalten des Kernkraftwerks gefordert, verbunden mit den spezifischen Kenntnissen der bestehenden Betriebsanweisungen.

Hierin begründet sich, ähnlich der Einbindung der Kraftwerksleitung, der Anspruch der Hauptbereitschaft zur Einbeziehung in die Umsetzung von Betriebserfahrungen innerhalb der Personalschulung.

Fach- oder Teilbereichsleiter sind Personen mit Kenntnis der behördlichen Anordnungen für die Anlage und ihren Betrieb sowie der Regeln und Richtlinien, soweit sie die jeweilige Tätigkeit des Fach- oder Teilbereichsleiters betreffen.

Sie müssen in der Lage sein, in ihrem Fach- oder Teilbereich die Maßnahmen einzuleiten, die für den sicheren Betrieb der Anlage erforderlich und die bei Vorkommnissen des Anlagenbetriebes, besonders aber bei Eintritt von sicherheitstechnisch bedeutsamen Ereignissen zu veranlassen sind.

Das verantwortliche Schichtpersonal leitet den Fahrbetrieb der Kraftwerksanlage und fährt die Anlage unter Einhaltung der einschlägigen Regelwerke, wie Betriebshandbuch,

Betriebsvorschriften, Schichtanweisungen. Es muß die Fähigkeit zur sicheren Führung der Anlage sowie die Kenntnis zur Einleitung der erforderlichen Maßnahmen bei anomalem Betrieb und bei Störfällen in einer behördlich beaufsichtigten Prüfung nachweisen.

Darüber hinaus sind zur Gewährleistung einer einheitlich hohen Qualifikation des verantwortlichen Schichtpersonals auch nach Ablegen der Fachkundeprüfung Anforderungen festgelegt. Diese Anforderungen beinhalten die Verpflichtung des Antragstellers, Änderungen in der regulären Betriebsweise wie im anomalen und Störfallverhalten der Anlage an das verantwortliche Schichtpersonal weiterzugeben, sowie Ursachen und Erkenntnisse aus Störungen und außergewöhnlichen Betriebstransienten unverzüglich an den gesamten Adressatenkreis weiterzuleiten.

Damit ist das verantwortliche Schichtpersonal in den Informationspfad zur Vermittlung von Betriebserfahrungen fest eingebunden.

Sonst tätiges Personal aus den Fachbereichen ist durch die „Richtlinie über die Gewährleistung der notwendigen Kenntnisse der beim Betrieb von Kernkraftwerken sonst tätigen Personen“ in die Organisationsstruktur zur Umsetzung von Betriebserfahrungen in der Personalschulung eingebunden.

Schwerpunktmäßig werden hier durch erfahrenes Personal die notwendigen sicherheitsbezogenen Kenntnisse gegebenenfalls visualisiert über Diaschauen, durch Verhaltensbeispiele mit Diskussion und durch Vorführung von Demonstrationsbeispielen an das Personal übertragen.

Der Teilbereich Ausbildung ist betraut mit der Aufstellung von Lehrprogrammen zur Vermittlung und Erhaltung der Fachkunde, der Koordination der Schulungsdurchführung nach Maßgabe der gültigen Richtlinien und der Anwendung einheitlicher Maßstäbe bei der Beurteilung der Fachkunde.

Dem Teilbereich Ausbildung obliegt im wesentlichen die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen der Umsetzung von Betriebserfahrungen. In dieser Funktion ist er zum einen Sammelstelle von Betriebserfahrungen aus verschiedenen Bereichen, zum anderen hat er aktive Übertragungsfunktion an die Adressaten im Rahmen der Personalschulung.

Im dritten Teil dieses Referates sollen die Vermittlungsmechanismen dargelegt werden, die uns die quantitative wie auch qualitative Umsetzung von Betriebserfahrungen ermöglichen. Damit ist die didaktische Brücke zwischen den zu vermittelnden Betriebserfahrungen einerseits und den Adressaten andererseits, an die Betriebserfahrungen vermittelt werden sollen, geschlagen.

Um eine qualitative Aussage über den Vermittlungsgehalt von Betriebserfahrungen im Rahmen der hier aufzuführenden Vermittlungsmechanismen machen zu können, soll am Beispiel „Reaktorschnellabschaltung (RESA) durch Fehlschließen Absperr-Sicherheits-(AS)-Armatur“, eine Störung, die sich am 21. März 1985 im Kernkraftwerk Grafenrheinfeld im Rahmen einer wiederkehrenden Prüfung ereignete, dargelegt werden, wie und mit welchen Schwerpunkten über die nachfolgend aufgeführten Vermittlungsmechanismen Betriebserfahrungen umgesetzt werden können. Dabei wird uns diese Störung stellvertretend für die laufenden Ereignisse, die eine Umsetzung von Betriebserfahrungen nötig machen, wie ein roter Faden durch die Charakterisierung der einzelnen Vermittlungsmechanismen begleiten.

Bild 5 zeigt diese Vermittlungsmechanismen im Überblick.

In der werktäglichen Morgenbesprechung finden sich neben der Kraftwerksleitung und dem Schichtleiter vom Dienst die Abteilungsleiter und Gruppenleiter aller in der Betriebsorganisation des Kernkraftwerkes vorhandenen technischen Fach- und Teilbereiche zusammen.

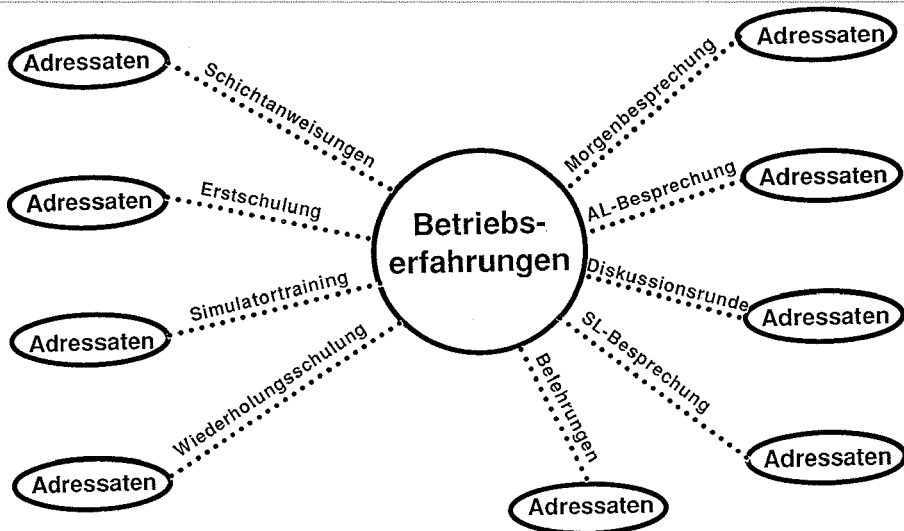


Bild 5: Vermittlung von Betriebserfahrungen

Hier werden unter anderem die von den Schichten nach einem formalisierten Verfahren (Störmeldungen) schriftlich registrierten betrieblichen Abweichungen und Einzelstörungen vorgelegt.

Soweit möglich, wird bereits hier die Ursachenermittlung durchgeführt und werden entsprechende Gegenmaßnahmen festgelegt, indem die Ereignisse im Beisein aller Fachschaften durchdiskutiert werden.

Betriebserfahrungen aus den unmittelbar und mittelbar betroffenen Fachbereichen fließen hier zusammen, bevor die betreffenden Abteilungen in ihrer Gesamtheit zur Ursachenbehebung eingeschaltet werden.

In der Morgenbesprechung des 22. März 1985 wurde im Beisein der Kraftwerksleitung und aller Fachschaften die Störung des Vortages diskutiert. Grundlage dieser Diskussion waren relevante Betriebsaufzeichnungen aus dem Wartenbereich und der Transientenverlauf, der über den schnellen Analog-Signalerfassungs- und -auswerterechner aufgezeichnet worden war, sowie die daraus vom Teilbereich „Störungsanalyse“ am Vortag erstellte Bewertung.

In den darauffolgenden Tagen berichteten die angesprochenen Fachbereiche regelmäßig im Rahmen der Frühbesprechung, wodurch ein ständiger Informationsaustausch zwischen den einzelnen Fachbereichen bestand.

Eine weitere Einrichtung, die der Vermittlung und Umsetzung von Betriebserfahrungen dient, ist die wöchentliche Abteilungsbesprechung. Im Beisein der Kraftwerksleitung erfolgen hier Erfahrungsaustausch über Besprechungen, die von den einzelnen Fachbereichen mit kernkraftwerksinternen oder externen Partnern durchgeführt wurden bzw. vorbereitende Diskussionen von demnächst stattfindenden Besprechungen.

Weiterhin werden wesentliche Themen im Rahmen des Anlagenbetriebes und der Anlagentechnik erläutert, diskutiert und wichtige Informationen ausgetauscht. Durch die

Vergabe von Zuständigkeiten werden notwendige Abgrenzungen geschaffen und die Verantwortlichkeiten geregelt. Wichtige, die Administration der Anlage betreffende Fragen werden erörtert und diskutiert.

In mehreren Abteilungsbesprechungen wurde die Störung „Fehlschließen einer AS-Armatur“ behandelt. Die Koordination der einzuleitenden Untersuchungen und die Querinformation der vorliegenden Ergebnisse waren dabei Schwerpunktthema.

Die Einrichtung einer zyklisch einberufenen Diskussionsrunde hat die Zielsetzung, den Hauptbereitschaftshabenden notwendige Kenntnisse über den Aufbau und das Betriebs- und Störfallverhalten des Kernkraftwerkes zu vermitteln und ihre Funktion innerhalb des vorgegebenen Rahmens darzustellen.

Neben der reinen Kenntnisvermittlung aus dem technischen Bereich nimmt die Diskussionsrunde Stellung zu Themen wie Weisungsrecht an die Schichtleitung, Unterstützung der Schichtleitung im administrativen Bereich bei Störungen und Störfällen und Wahrnehmung der Aufgaben des Strahlenschutzverantwortlichen.

Die Störung durch Fehlschließen einer AS-Armatur wurde in der Diskussionsrunde sowohl von ihrer technischen Seite her eingehend dargelegt, als auch von der administrativen Anforderung her intensiv diskutiert mit besonderem Schwerpunkt auf die Beratungs- und Unterstützungspflicht der Hauptbereitschaft gegenüber der Schichtleitung.

Der Weiterleitung von Informationen und der Vermittlung und Umsetzung von Erfahrungen aus dem betrieblichen Bereich dient die in der Regel monatlich stattfindende Schichtleiterbesprechung. Hier werden vorwiegend Themen aus dem Bereich des Anlagenbetriebes und der Administration angesprochen. Betriebliche Störungen werden einer technischen Analyse wie auch einer Verhaltensanalyse seitens des Fahrpersonals unterzogen. In einer gemeinsamen Diskussion werden dabei Maßnahmen und Verhaltensweisen erörtert, die im Wiederholungsfall als wichtige Erfahrungswerte dienen.

Daß Erfahrungen und Kenntnisse, die auf einer Schicht gemacht werden, allen Schichten zugute kommen, ist dabei eine wesentliche Zielsetzung dieser Schichtleiterbesprechungen.

Das Fehlschließen einer AS-Armatur wurde im Rahmen der Schichtleiterbesprechung vor allem vom verfahrenstechnischen Ablauf her behandelt. Mit Hilfe der Betriebsaufzeichnungen und der Erkenntnisse aus anderen Fachbereichen war eine genaue Rekonstruktion des Störungsablaufes möglich. Damit konnten die Erfahrungswerte nicht nur von allen Schichtleitern gleichermaßen aufgenommen, sondern durch diese auch an die Reaktorfahrer ihrer Schicht weitergeleitet werden.

Die Belehrungen für das „sonst tätige Personal“ wurden geschaffen und reglementiert, um zu gewährleisten, daß dieser Personenkreis die notwendigen Kenntnisse über einen sicheren Betrieb der Anlage, die möglichen Gefahren – einschließlich der möglichen Strahlengefährdung – und die anzuwendenden Schutzmaßnahmen besitzt.

Es wurde schon angeführt, daß erfahrenes Betriebspersonal zur Vermittlung dieser Kenntnisse zur Verfügung steht. Damit ist gewährleistet, daß auch Betriebserfahrungen aus dem Schutzbereich – Strahlenschutz, Brandschutz, Arbeitssicherheit – sowie aus dem Bereich der Betriebskunde an diesen Adressatenkreis weitergeleitet werden.

Schichtanweisungen sind Informationsträger, die sowohl dem administrativen Bereich wie auch dem Bereich des Anlagenbetriebes zugeordnet werden können. Die darin formulierten Betriebserfahrungen werden dem verantwortlichen Schichtpersonal im Umlaufverfahren zur Kenntnis gebracht.

Da Schichtanweisungen wesentliche und damit sicherheitstechnisch relevante Anweisungen darstellen, werden Änderungen von bleibendem Charakter, die per Schichtanweisung dem Schichtpersonal angezeigt wurden, in das BHB übernommen.

Bemerkenswert bei dieser Umsetzung von Betriebserfahrungen, und dies geht aus dem Informationsweg, in den die Schichtanweisung eingebunden ist, deutlich hervor, ist die Unverzögerlichkeit ihrer Weitergabe an die Adressaten. In diesem Sinne sind Schichtanweisungen mit ihren kurzen Informationswegen und Informationszeiträumen als Vorstufe innerhalb der Personalschulung zu werten.

An anderer Stelle dieses Beitrages wurde der Teilbereich Ausbildung als Sammelstelle von Betriebserfahrungen mit aktiver Übertragungsfunktion an die Adressaten charakterisiert. Dieser Übertragungsfunktion wird der Teilbereich Ausbildung unter Anwendung von drei wesentlichen Vermittlungsmechanismen gerecht:

- Ersts Schulung,
- Wiederholungsschulung,
- Simulatortraining.

Die Ersts Schulung des verantwortlichen Schichtpersonals ist wesentlich davon geprägt, das Grundlagenwissen für den späteren Fahrbetrieb zu vermitteln.

Es wäre allerdings ein gravierender Fehler, in dieser Ausbildungsphase auf praktische Tätigkeiten und vorhandene Betriebserfahrungen zu verzichten. Diese werden dem Auszubildenden ab einer bestimmten Ausbildungsstufe im Zusammenhang mit dem Grundlagenwissen vermittelt, um so die stark von der Theorie geprägten Informationen durch praktische Erfahrungswerte zu verdeutlichen und zu ergänzen. Auch im Hinblick auf die Einsätze an Nebenleitständen bis hin zu beaufsichtigter Tätigkeit am Hauptleitstand wird dem Auszubildenden auf diese Weise ein Mindestmaß an notwendigen Betriebserfahrungen mit auf den Weg gegeben, um dort selbsttätig, wenn auch nicht in Eigenverantwortung, weitere Betriebserfahrungen zu sammeln.

Einen wichtigen Beitrag hierzu leistet das Simulatortraining in der Ersts Schulung. Das in der Personalschulung vermittelte theoretische Wissen und die für die Ersts Schulung aufbereiteten spezifischen Betriebserfahrungen können hier „vor Ort“ angewendet und geübt werden.

Die Durchlässigkeit der Schulungsmaßnahmen für das in der Erstausbildung befindliche verantwortliche Schichtpersonal zu anderen Adressaten eröffnet dabei die Möglichkeit, innerhalb der Erstausbildung Grundlagenwissen und spezifische Betriebserfahrungen an Fach- oder Teilbereichsleiter anderer Fachschaften sowie an relevante Personen aus dem Bereich des „sonst tätigen Personals“ zu vermitteln.

Die eigens auf das lizenzierte Schichtpersonal ausgerichtete Wiederholungsschulung orientiert sich im wesentlichen an der Vermittlung von Betriebserfahrungen, die sich aus den im ersten Teil des Referates „Struktur der Betriebserfahrungen“ definierten externen Bereichen und aus dem internen Kraftwerksbereich zusammensetzen. Damit ist gewährleistet, daß die an den vorgesehenen Stellen gesammelten und aufbereiteten Betriebserfahrungen über einen reglementierten Vermittlungsmechanismus, in diesem Fall der Wiederholungsschulung, an die Adressaten weitergegeben werden.

Auch hier wird das Simulatortraining im Rahmen der Wiederholungsschulung dafür eingesetzt, neben anderen Prozeduren gerade auch Übungen zu fahren, die auf Grund relevanter Betriebserfahrungen, sei es aus der eigenen Anlage oder aus anderen Kraftwerken, erstellt wurden.

Die Durchlässigkeit dieser Schulungsmaßnahmen im Hinblick auf die Vermittlung von Betriebserfahrungen gegenüber anderen Adressaten ist dabei noch ausgeprägter, als in der Erstausbildung dargelegt.

Bezogen auf das Beispiel „Fehlschließen einer AS-Armatur“ wurden in der Erstausbildung aus dem Bereich der Abblasestationen die Betriebserfahrungen verarbeitet, die sich auf das Regelverhalten und die daraus resultierenden Transienten im FD-System sowie die

Adressat \ Vermittlung	Morgenbesprechung	AL - Besprechung	Diskussionsrunde	SL - Besprechung	Schichtanweisungen	Erstschulung	Wiederholungsschulung	Simulatorschulung	Belehrungen
Betriebsleitung	X	X	X				X Ø	X	
Fach- oder Teilbereichsleiter	X	X +	X +			X Ø	X Ø	X +	
Hauptbereitschaft	X	X +	X				X Ø	X	
Verantwortliches Schichtpersonal	X *			X O	X	X	X	X	
Sonst tätiges Personal						X Ø	X Ø		X

- * diensthabender SL
- o alle SL
- Ø soweit relevant
- + relevante Personengruppen

Bild 6: Zuordnung Vermittlung/Adressat

Auswirkungen auf das DE-Füllstandsverhalten bezogen, um dann in Verbindung mit dem notwendigen Grundlagenwissen vorgetragen zu werden.

Im Rahmen der Wiederholungsschulung wurden die festgelegten Änderungen gemeinsam mit der geänderten Prozedur der Wiederkehrenden Prüfung aufgearbeitet, die Ergebnisse aus den KWU-Analysen und der gutachtlichen Stellungnahme des TÜV vorgetragen und eine Fachdiskussion über den vom schnellen Analog-Signalerfassungs- und -auswerterechner aufgezeichneten Transientenverlauf durchgeführt. Damit war sichergestellt, daß die gewonnenen Betriebserfahrungen aus diesem Ereignis über die Erfassungs- und Vermittlungsmechanismen an den relevanten Adressatenkreis herangetragen worden waren.

Zum Ende dieses Beitrages soll mittels einer Matrix (Bild 6) noch einmal im Zusammenhang dargestellt werden, welchen Adressaten über welche Vermittlungsmechanismen die Betriebserfahrungen zugeleitet werden.

Wie bereits gesagt, ist die Gesamtmenge der Betriebserfahrungen aus den Teilmengen „externe Bereiche“ und „interne Kraftwerksbereiche“ zusammengesetzt. Weiterhin kommen verschiedene Vermittlungsmechanismen zur Anwendung, um die Gesamtmenge der Betriebserfahrungen gezielt an die einzelnen Adressatengruppen weiterleiten zu können.

Aus der vorliegenden Matrix geht hervor, daß die Kraftwerksleitung über die Morgenbesprechung, Abteilungsbesprechung, die installierte Diskussionsrunde, wie auch über die Wiederholungsschulung, soweit dort relevante Themen angeboten sind, in den Informationspfad Betriebserfahrungen eingebunden ist. Das ausgewiesene Simulatortraining beinhaltet dabei den Sonderkurs für Führungskräfte.

Bei den Fach- oder Teilbereichsleitern ist dieser Informationspfad grundsätzlich gleich aufgebaut, mit der Einschränkung, daß entsprechend der Zielsetzung der Maßnahme die jeweils relevante Personengruppe teilnimmt.

Für die Hauptbereitschaft ist ein dem bisher aufgezeigten Informationspfad ähnlicher vorgesehen. Auch hier, wie schon bei den Fach- oder Teilbereichsleitern und der Kraftwerksleitung, wird der Simulator im Rahmen des Sonderkurses für Führungskräfte zur Umsetzung von Betriebserfahrungen eingesetzt.

Demgegenüber weicht der Informationspfad für das verantwortliche Schichtpersonal stärker ab. Erst- und Wiederholungsschulung mit kombiniertem Simulatortraining sind hier zur Umsetzung der spezifischen Betriebserfahrungen bestens geeignet.

Die Durchlässigkeit der Schulungsmaßnahmen des verantwortlichen Schichtpersonals macht es möglich, geeignetes „sonst tätiges Personal“ gezielt an der Umsetzung von Betriebserfahrungen aus dem technischen Bereich teilhaben zu lassen, während Betriebserfahrungen aus dem Schutzbereich über die Belehrungen aus den einzelnen in der Richtlinie für „sonst tätiges Personal“ festgeschriebenen Kenntnisgruppen und Stufen weitergegeben werden.

Es ist zu hoffen, daß es gelungen ist, mit der Darlegung der genannten Organisationsstrukturen und Vermittlungsmechanismen aufzuzeigen, daß Betriebserfahrungen nicht nur „gemacht“ werden, sondern auch wie sie über die beschriebenen Informationspfade an die Adressaten herangetragen werden.

Diskussion

H.-U. Felder (GRS):

In seinem Vortrag „Nutzung der Instandhaltungsunterlagen für den Erfahrungsrückfluß“ hat Herr Versteegen an einem Beispiel ausgeführt, daß die Schadensrate nach Revisionen deutlich erhöht, nach der 2. Revision sogar höher sein kann als nach der 1. Revision.

Kann dies durch eventuelle Lücken bei der Umsetzung von Betriebserfahrungen bei der Personalschulung erklärt werden?

P. M. Schabert (KKG):

Ich muß vorausschicken, daß sich die genannten Zahlen nicht mit unseren Erfahrungen decken, sowohl was die Menge als auch was die Tendenz angeht.

Aus unserer Anlage ist mir kein Fall bekannt, der nach der Revision dazu geführt hat, daß das Kraftwerk in der Leistung reduziert oder gar abgestellt werden mußte. Von der Tendenz her glaube ich, daß die Befunde, die hier vorgetragen wurden, nicht auf mangelnde Übertragungsmechanismen bei der Personalschulung zurückzuführen sind.

L. F. Franzen (IAEA):

Ich bin sehr beeindruckt von Ihren Ausführungen über die Rückführung von Betriebserfahrungen zur Verbesserung von Aus- und Weiterbildung. Das veranlaßt mich zu fragen, inwieweit diese, was wir bei der IAEA als „commendable good practice“ bezeichnen würden, Situation als repräsentativ für alle deutschen Anlagen gelten kann. Mich interessieren vor allem die Mechanismen und Strukturen zur Nutzung der externen Betriebserfahrungen.

P. M. Schabert (KKG):

Die Frage nach den externen Erfahrungswerten kann ich sehr leicht beantworten. Es gibt eine Fülle von Arbeitskreisen und dabei als zentralen Punkt den Arbeitskreis DWR und SWR. Diesem Arbeitskreis gehören alle deutschen Kernkraftwerke an, vertreten durch den Fachbereich Betrieb und Instandhaltung.

Für die Arbeitskreise „Sonderausschuß Betriebsleiter“ oder „Ausschuß für Betriebserfahrungen“ gilt das gleiche. Von daher ist das, was ich über die externen Mechanismen dargestellt habe, repräsentativ für alle deutschen Kernkraftwerke.

Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung für die Lebensdauer von Komponenten

Von H. Schulz und R. Sunder¹⁾

Kurzfassung

Auswertungen der Betriebserfahrungen lassen erkennen, daß bei Befunden und Schäden an Komponenten von Leichtwasserreaktoren Einflüsse aufgrund Ermüdung und/oder Korrosion im Vordergrund stehen.

Soweit aufgrund der heutigen Kenntnisse möglich, wurden erhebliche Änderungen durch konstruktive Verbesserungen, Austausch von Komponenten und Umstellung der Fahrweise zur Schadensvermeidung im weiteren Betrieb durchgeführt. Weiterhin sind die wiederkehrenden Prüfungen den praktischen Erfahrungen stärker angepaßt.

Für die heute noch nicht befriedigend gelösten Fragen der Ermüdung im Zusammenwirken mit den Medien, sowohl im Bereich niedriger als auch hoher Lastwechsel, ist eine verstärkte Überwachung der relevanten Parameter das wirksamste Mittel. Zusammen mit den noch anfallenden Forschungsergebnissen werden die tatsächlich verbrauchten Lebensdaueranteile dann bestimmt. Die dafür in Frage kommenden Bereiche von Komponenten können anhand der rechnerischen Analysen und der Betriebserfahrung ausgewählt werden. Entsprechende Systeme zur Überwachung ermöglichen eine weitere Optimierung der Anlagenfahrweise, eine aktuelle Aussage über die tatsächlich verbrauchten Lebensdaueranteile und liefern bei einer Lebensdauerverlängerung die erforderliche Datenbasis.

Abstract

The evaluation of the operating experience of german lightwater reactor components based on licensee event reports indicates that a large part of the defects and failures are caused by fatigue and/or corrosion type mechanisms.

Actions have been taken to eliminate the causes by redesigning systems, replacement of components and change of operating procedures. The interaction of fatigue and corrosion mechanisms are not understood in all details today, further research is still necessary. To establish a more realistic data base of the local loading and water chemistry condition for all loading conditions the application of advanced monitoring systems is proposed. The benefits of these systems are that the operating procedures can be further optimized, the actual used life time fraction can be calculated regularly and the data base can be used for life time extension.

Einleitung

Druckführende Komponenten von Kernkraftwerken werden im allgemeinen für eine Lebensdauer von 40 Jahren ausgelegt. Inwieweit alle Einflußgrößen des Betriebs zutreffend berücksichtigt wurden, läßt sich erst aus der Auswertung der Betriebserfahrungen erkennen. Für Komponenten von Leichtwasserreaktoren stehen Einflüsse aufgrund Ermüdung und/oder Korrosion dabei im Vordergrund.

¹⁾ Dipl.-Ing. Helmut Schulz und Dipl.-Ing. Reinhold Sunder, Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH Köln und Garching

Bei der Auslegung von Systemen und Komponenten in Kernkraftwerken wird ein großer Aufwand betrieben, um alle Belastungen aus dem Betrieb der Anlage als auch Zusatzbelastungen, die sich aus Störungen an den Systemen und Komponenten ergeben können, im voraus zu analysieren. Darüber hinaus werden auch noch Belastungen aus unterstellten seltenen Ereignissen, wie äußere Einwirkungen oder Brüche an Systemen, in der Auslegung berücksichtigt. Den einzelnen Belastungen wird vom Hersteller eine Häufigkeit zugeordnet, die dem spezifizierten Betriebszweck der Anlage entspricht. Dabei werden verschiedene Einsatzweisen, zum Beispiel Grundlast, Teillast als auch Lastfolgebetrieb, von vornherein berücksichtigt.

In der Maschinentechnik werden die in der sogenannten Lastfalltabelle spezifizierten Belastungen durch die Analyse des mechanischen Verhaltens auf ihre Beanspruchungswirksamkeit untersucht. Für die druckführende Umschließung ist zum Beispiel bei Erfüllung der in den entsprechenden Regeln (KTA 3201.2) festgelegten Kriterien Vorsorge getroffen gegen die folgenden Versagensmechanismen:

- a Versagen aufgrund plastischem Kollaps,
- b Versagen aufgrund großer Verformung,
- c Versagen aufgrund wachsender Verformung,
- d Versagen aufgrund Instabilität,
- e Versagen aufgrund Ermüdung,
- f Versagen aufgrund Sprödbruch,
- g Versagen aufgrund Korrosionseinwirkung.

Bei den Mechanismen a, b, c steht die Verhinderung eines Gewaltbruchs bzw. Funktionsversagens im Vordergrund. Bei der Absicherung gegen Ermüdung (e) wird versucht, eine Rißeinleitung, die in den meisten Fällen bei nicht entdecktem, weiteren Rißwachstum zu einem Leck führen würde, zu verhindern.

Instabilitätsfragen sind bei dickwandigen Komponenten im allgemeinen weniger bedeutend und werden hier nicht weiter angesprochen.

Die Vorsorge gegen den Versagensmechanismus Sprödbruch ist in der Regel durch die Anforderungen an die Werkstoff- und Bauteilzähigkeit, die Verarbeitungsanforderungen sowie durch Begrenzung der im Betrieb wirksamen Einflüsse infolge Bestrahlung sichergestellt. In Einzelfällen werden noch zusätzliche Sprödbruchsicherheitsnachweise verlangt, wie beim Reaktordruckbehälter.

Der Schutz gegen Korrosionseinwirkung wird durch die Auswahl des Werkstoffes, Einzel festlegungen in den Verarbeitungsrichtlinien und Reinigungsvorschriften, sowie durch entsprechende Spezifizierung der Wasserchemie und des Anlagenbetriebs sichergestellt.

Bei Einbauteilen und Befestigungselementen werden ähnliche Vorsorgemaßnahmen je nach Einsatzbereich getroffen.

Auf die verschiedenen Teile des KTA-Regelwerks, in denen die Einzelheiten festgelegt sind, wird hier nicht weiter eingegangen. Die hohe Verfügbarkeit der deutschen Kernkraftwerke zeigt, daß im großen und ganzen die vorstehend beschriebenen Auslegungsgrundsätze zusammen mit den Anforderungen an die Werkstoffe und deren Verarbeitung für die Maschinentechnik ausreichend sind.

Befunde und Schadensfälle an Komponenten zeigen aber auch auf, daß Verbesserungen in verschiedenen Bereichen erforderlich und auch möglich sind. Nachstehend wird darauf eingegangen, welche Erkenntnisse sich aus der Auswertung der Betriebserfahrung für das Betriebsverhalten von Komponenten ergeben, die Gemeinsamkeiten in den Schadensursa-

chen werden analysiert und, soweit dies heute schon möglich ist, Empfehlungen für eine ergänzende Beurteilung, Anlagendatenerfassung und Überwachung gegeben.

Schwerpunkt der Untersuchungen ist die drucktragende Wand von Komponenten. Einbauteile und Befestigungselemente werden punktuell mitbehandelt, sofern dies bei den Schadensmechanismen angebracht ist. Zur Beurteilung von Dampferzeuger-Heizrohren wird auf die Darlegungen in [1] verwiesen.

Auswertung der Betriebserfahrung für das mechanische Verhalten der Komponenten

Schadensmeldungen sind ein unzureichendes Indiz, wenn die Zuverlässigkeit der Komponente oder des Anlagenteils zu beurteilen ist. Für die Beurteilung der Zuverlässigkeit ist es erforderlich, die Einsatz- und Betriebsdauer bzw. Anforderungshäufigkeit und die Gesamtpopulation der Komponenten zu betrachten. Die richtige Einordnung von Schadensfällen setzt daher eine umfassende Datenerfassung voraus. Der Beitrag von Verstegen und Lindauer geht auf diese Fragen stärker ein.

Davon unabhängig ist die Analyse von Schadensfällen erforderlich, um festzustellen, ob die Mechanismen, die zum Schaden geführt haben, in ähnlicher Art und Weise auch bei anderen Komponenten und Anlagenteilen auftreten können.

Eine wertvolle Quelle für die systematische Analyse von Befunden und Schäden an Komponenten ist der bei der GRS vorliegende Datenbestand der besonderen Vorkommnisse, sowohl für die deutschen Anlagen als auch die Kernkraftwerke weltweit. Es soll aber auch gleichzeitig auf die Einschränkungen verwiesen werden, die zu beachten sind. Die meldepflichtigen Ereignisse beziehen sich nur auf Teile der Anlage mit sicherheitstechnischer Bedeutung. Bei der Bewertung der zeitlichen Entwicklung von Schäden sind Änderungen, zum Beispiel in der Betriebsweise als auch in den Meldekriterien, zu berücksichtigen.

Eine von uns durchgeführte Auswertung der Vorkommnisse für deutsche Leichtwasserreaktoren über einen mehrjährigen Zeitraum mit Suchbegriffen, die Fragen der Lebensdauer, Ermüdung und Alterung abdecken, gibt Hinweise, daß ein nennenswerter Prozentsatz von Ereignissen mit dem Problemkreis Korrosion und Ermüdung sowie deren Wechselwirkung in Verbindung zu bringen ist (Tafel 1). Eine weitere Detaillierung nach Einzelkomponenten in Tafel 2 zeigt, daß in bezug auf die drucktragenden Wandungen die Mehrzahl der Befunde sich auf die Rohrleitungen bezieht. Für eine weitergehende Analyse wäre das jeweilige Mengengerüst heranzuziehen, welches mit sinnvollem Aufwand nur in bestimmten Genauigkeitsgrenzen ermittelt werden kann. Für DWR-Anlagen wurden

Tafel 1: Auswertung nach Suchwörtern mit Bezug zur Lebensdauer von Komponenten

Auswertung besonderer Vorkommnisse	
Suchwörter	Anteil in %
Alterung allgemein	3,6
Korrosion	1,1
Spannungsrißkorrosion	1,9
Erosion	1,6
Vibration	4,9
Ermüdung	3,4
Riß	11,5
Reibung	7,4
Abtrag	4,6

Tafel 2: Schadensauswertung für Komponenten in DWR und SWR (1977 bis 1986), besondere Vorkommnisse

Schadensart Komponenten	Ermüdung high- und low-cycle	Korrosion	Erosion
Rohre	34	19	9
Behälter	1	—	1
Wärmetauscher ohne Dampferzeuger	2	1	4

derartige Arbeiten von uns im Rahmen der Deutschen Risikostudie Phase B durchgeführt, um Eintrittshäufigkeiten für Lecks und Brüche an einzelnen Rohrleitungssystemen zu ermitteln [2].

Bei festen Einbauteilen stehen Schäden an Schrauben im Vordergrund, wobei der Werkstoff Inconel X 750 stark beteiligt ist [3]. Bei beweglichen Teilen haben Schäden an Pumpenwellen im Bereich hoher Lastwechsel sowie Schäden an Ventilen aufgrund verschiedener Ursachen [4, 5] einen nennenswerten Anteil.

Nachfolgend soll nun versucht werden, aus den Erkenntnissen über die bisherige Betriebserfahrung, insbesondere aus den Befunden und Schäden, Gemeinsamkeiten herauszuarbeiten und deren sicherheitstechnische Bedeutung im Hinblick auf das bestehende Regelwerk und den weiteren Betrieb der Anlagen zu bewerten.

Erkenntnisse zu Schadensursachen

Aus der Analyse der Vorkommnisse, die im Zusammenhang mit dem Problemkreis Ermüdung und Korrosion zu sehen sind, zeigen sich die folgenden Gemeinsamkeiten in den Ursachen bzw. Mechanismen:

- unvorhergesehene thermische Belastungen,
- Ein- bzw. Austrag korrosiver Elemente,
- Rißeinleitung bzw. -wachstum (korrosionsgestützt) im Bereich niedriger und hoher Lastwechselzahlen.

Sie werden nachstehend anhand von Beispielen erläutert.

Bei vielen Schäden liegen gleichzeitig mehrere Ursachen vor. In den Beispielen wird im Hinblick auf eine bessere Übersicht eine getrennte Darstellung gewählt. Auf Schäden, die auf unzureichende Ausgangsqualität der Komponenten zurückgeführt werden können, wird hier nicht eingegangen.

Schadensursache: Unvorhergesehene Belastungen

Als eine typische Schadensursache werden hier Schäden aufgrund von Temperaturschichtungen und Fluktuationen genannt. Zum Beispiel wurden Schäden an Speisewasserrohrleitungen von Siedewasserreaktoren, die vor dem Reaktordruckbehälter horizontal verlegt sind und aus Kohlenstoffstahl hergestellt waren, festgestellt. Prüfungen ergaben, daß kleine, aber zahlreiche Anrisse auf den unteren Halbschalen der Rohrleitungen vorlagen, die in Umfangsrichtung verliefen. Die Rißlängen betragen 2 bis 3 mm, die Rißiefen einige Zehntelmillimeter. Die Risse starteten aus Schutzschichtstörungen, bildeten Auskolkungen und waren werkstoffunabhängig auf Rohrleitungswerkstoff,

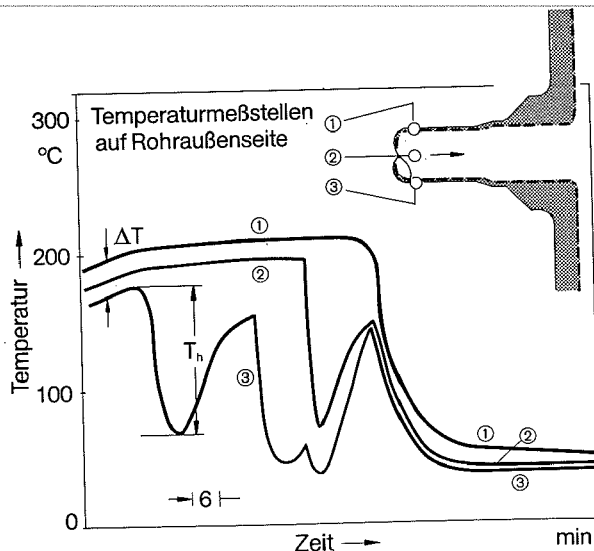


Bild 1: Temperaturmessungen an einem SWR-RDB-Eintrittsstutzen

Schweißnahtbereich und Stutzenwerkstoff verteilt [6]. Fraktographische Untersuchungen zeigten, daß die Risse im Betrieb schrittweise gewachsen waren. Rißstarter aus der Herstellungsphase der Komponenten wurden hier nicht festgestellt. Zwecks Klärung der Belastungsursache wurden unter anderem kontinuierliche Temperaturmessungen mit Thermoelementen, die über den Umfang auf der Rohraußenseite verteilt waren, vorgenommen. Die Auswertung der Meßergebnisse (Bild 1) zeigte deutlich, daß

- bei nicht durchströmter, jedoch gefüllter Rohrleitung ein Temperaturgradient von bis zu $\Delta T = 60\text{ °C}$ über den Rohrquerschnitt anstehen kann und
- beim An- und Abfahren sowie Nulllastheißbedingungen bei Einspeisungen in der unteren Rohrhälfte schockartige Abkühlvorgänge mit Temperaturhüben von bis zu 160 °C auftreten, wobei ein Temperaturgradient von maximal $\Delta T = 170\text{ °C}$ gemessen wird.

Die festgestellten Temperaturgradienten und schnellen Temperaturhübe beruhen auf dem Phänomen der Temperaturschichtung. Ihre Entstehung und Auswirkung wird in [6] erläutert.

Ähnliche Fälle waren früher auch schon bei waagrecht verlegten Speisewasserleitungen an Dampferzeugern von Druckwasserreaktoren aufgetreten.

Ein weiteres Beispiel zeigt Bild 2, welches die Einbindung einer kleineren Rohrleitung in eine größere Rohrleitung darstellt. Eine Auswertung von Temperaturmessungen über den Umfang (Bild 3) ergibt, daß bei einem Anfahrvorgang eine deutlich höhere Anzahl von Temperaturzyklen auftritt als erwartet, wobei Schichtungen hier keine Rolle spielten [7].

Die Beispiele zeigen auf, daß bei Messungen in den Anlagen unerwartete Ergebnisse bezüglich der Temperaturverteilung oder der Häufigkeiten von Temperaturzyklen zu Tage getreten sind. Die Beurteilung dieser Erkenntnisse wird weiter unten vorgenommen.

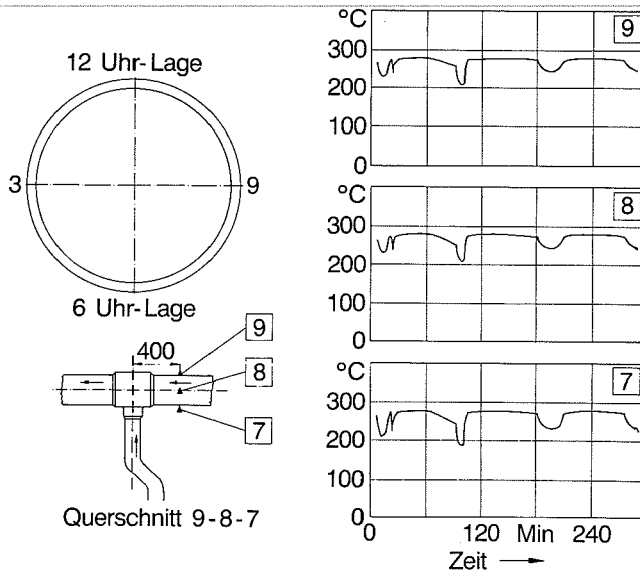


Bild 2: Temperaturmessungen an einer Rohreinbindung (Anfahren DWR). Temperaturverläufe

Schadensursache: Ein- bzw. Austrag korrosiver Elemente

Schäden durch den Eintrag korrosiver Elemente treten in der Technik häufig auf. Durch die Überwachung der Wasserchemie ist eine globale Kontrolle gegeben. Schwieriger ist die Kontrolle durchzuführen für Teilsysteme und Handhabungsvorgänge bei Wartung und Reparatur. Zum Beispiel traten mehrfach Schädigungen an Vorsteuerleitungen für Ventile

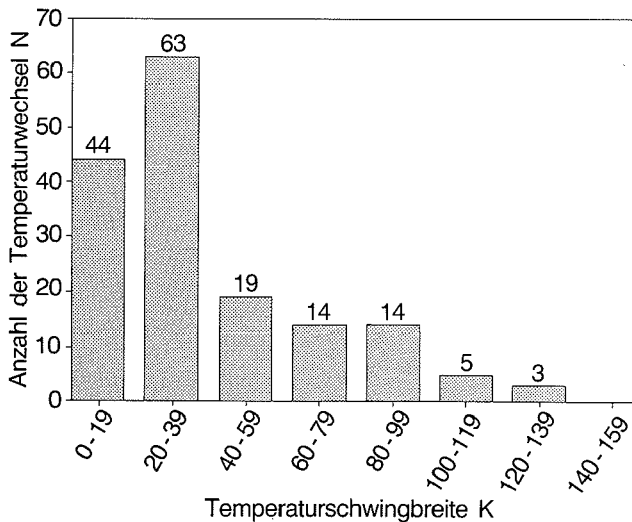


Bild 3: Temperaturmessungen an einer Rohreinbindung (Anfahren DWR), Temperaturverläufe

auf, da geringe Verunreinigungen in den Dichtungswerkstoffen sich in dem kleinen Rohrleitungsvolumen anreicherten. So kam es in diesen Fällen zu einer chloridinduzierten Spannungsrisskorrosion. Die Chloridfreiheit von Dichtungswerkstoffen, Schmiermitteln und Prüfmitteln ist zwar eine übliche technische Anforderung, bedarf aber in ihrer Erfüllung im Hinblick auf die zulässigen Toleranzgrenzen immer wieder einer erneuten Betrachtung im Hinblick auf die jeweils vorliegenden Systembedingungen (Temperaturen, Volumen, Durchströmung etc.).

Ein bei deutschen Anlagen bisher nicht aufgetretenes Ereignis, aber für DWR-Anlagen von besonderem Interesse, soll in dem nächsten Beispiel (Bild 4) beschrieben werden. In einer amerikanischen DWR-Anlage leckte boriertes Wasser aus einem Hochdruckeinspeiseabsperrentil und lief auf der Innenseite der Isolierung an der Leitung entlang bis zum Hochdruckeinspeisestutzen, der in die Primärrohrleitung einmündete. Dort wurde durch die erhöhten Leitungstemperaturen zum Teil das Wasser verdampft, die Borsäurekonzentration dadurch erhöht, sowie der pH-Wert der Lösung abgesenkt. Es wird angenommen, daß durch die eng anliegende Isolierung an dem Hochdruckeinspeisestutzen mit Hilfe der Borsäureauskristallisation die Lösung sich am Stutzen festsetzte. Diese hochsäurehaltige Lösung benetzte den Stutzen, und das Resultat waren fortschreitende korrosive Angriffe. Die Korrosionsrate kann Werte von über 2 cm/a annehmen [8, 9]. Die Hochdruckeinspeiseleitung besteht aus austenitischem Werkstoff, der Stutzen und die Primärkühlmittelleitung aus ferritischem Stahl, eine Bauweise, die durchaus bei allen DWR-Anlagen üblich ist. Der Materialabtrag betrug an der tiefsten Stelle etwa zwei Drittel der Wanddicke des Stutzens und erstreckte sich insgesamt über eine Länge von etwa 400 mm. Schäden dieser Art sind in amerikanischen DWR-Anlagen schon häufiger aufgetreten, unter anderem wurden Korrosionsbefunde auch an Schrauben der Hauptkühlmittelpumpen und Schrauben der Reaktordruckbehälter festgestellt.

Rißeinleitung bzw. -wachstum (korrosionsgestützt) im Bereich niedriger und hoher Lastwechselzahlen

Zielsetzung der nachfolgenden Ausführungen ist eine kurzgefaßte Darstellung der wesentlichen Fakten. Ausführliche Darstellungen der einzelnen Schäden und der wirkenden Mechanismen sind in der umfangreichen zugehörigen Literatur gegeben, auf die zum Teil hingewiesen wird.

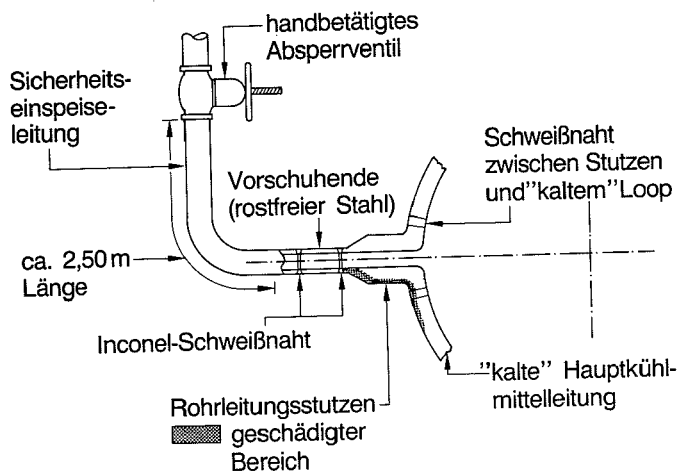


Bild 4: US-DWR, Hochdruckeinspeiseleitung/Hauptkühlmittelleitung, Korrosionsangriff durch Borsäure

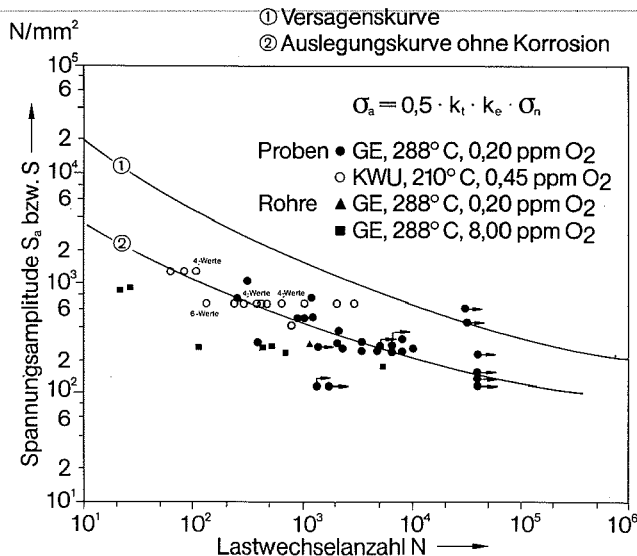


Bild 5: Ermüdungsversuche in HT-Wasser an Kohlenstoffstählen

Bereich niedriger Lastwechselzahlen

Als Bereich niedriger Lastwechselzahlen wird hier der Bereich mit Häufigkeit $< 10^4$ über die Lebenszeit definiert, das heißt Vorgänge mit mehreren Lastzyklen pro Tag (zum Beispiel Temperaturänderungen bei Wassereinspeisungen) sind zu betrachten.

Über Schäden an Kernkraftwerkskomponenten aus niedriglegierten ferritischen Stählen, die nach relativ kurzer Betriebszeit auftauchten, wurde an verschiedenen Stellen berichtet [6, 10, 11]. Zum Beispiel waren Rohrleitungen von SWR-Anlagen [12] und Speisewasserbehälter von DWR-Anlagen [11] betroffen. Ermüdungsanalysen am Beispiel der SWR-Speisewasserrohrleitung belegen, daß die Häufigkeit, mit der die Spannungsschwingbreiten, resultierend aus Innendruck, Eigengewicht und behinderter Wärmedehnung zu veranschlagen war, gemäß den KTA-Auslegungskurven noch nicht zur Rißeinleitung hätte führen dürfen. Weitere Untersuchungen zeigten, daß in diesen Fällen dehnungsinduzierte Korrosion, ausgehend von Störungen der korrosionshemmenden Magnetit-Schutzschicht aufgetreten war [6].

Zur Veranschaulichung wird dieser Sachverhalt am Ermüdungsdiagramm weiter erläutert.

Bild 5 zeigt Ergebnisse von Ermüdungsversuchen, die von verschiedenen Stellen in Hochtemperaturwasser mit zum Teil sehr hohen O_2 -Gehalten durchgeführt wurden [13, 14]. Es ist erkennbar, daß im Bereich unter 10000 Lastwechseln die Versuchswerte bis zum Bruch der Proben, die in Hochtemperaturwasser ermittelt wurden, um die Auslegungsermüdungskurve angeordnet sind. Da diese Kurve teilweise sogar deutlich unterschritten wird, sind somit unter Bezug auf die vorliegende Auslegungsermüdungskurve Schäden infolge dehnungsinduzierter Rißkorrosion zu erwarten. Auf die Reduktion der Lastwechsel wirken sich insbesondere aus:

- langsame Verformungsgeschwindigkeiten,
- ein großer Sauerstoffgehalt im Hochtemperaturwasser,
- die Höhe der Temperatur.

Parallel ermittelte Versuchswerte in Luft sind um die Versagenskurve angeordnet. Sie wurden der Übersichtlichkeit halber nicht in Bild 5 aufgenommen. Eine weitere Bewertung des Sachverhaltes erfolgt unten.

Bereich hoher Lastwechsel

Hohe Lastwechselzahlen (über 10^6) ergeben sich bei den drucktragenden Wänden oder Einbauteilen praktisch nur im Zusammenhang mit Schwingungen oder Temperaturfluktuationen. Bei rotierenden Teilen, wie zum Beispiel Wellen, sind wechselnde Biegemomente zu beachten. In der Auslegung bleibt man mit den berechneten Spannungen unterhalb der sogenannten Dauerstandsfestigkeit, die auf der Basis von Probenwerten ermittelt wird. Seit 1981 traten mehrfach Brüche bzw. große Risse an Pumpenwellen der Hauptkühlmittelpumpen von DWR-Anlagen auf (siehe Tafel 3). Umfangreiche Inspektionen ergaben weitere Rißbefunde mit einer Häufung der Rißanzeigen im Bereich der Wellennut (Paßfeder) [4]. Untersuchungen im Zusammenhang mit Schäden an Turbinenwellen weisen darauf hin [15], daß für verschiedene Stähle unter Berücksichtigung der Medienbedingungen eine ausgeprägte Dauerfestigkeit nicht mehr weiter als gesichert unterstellt werden kann.

Bewertung der Erkenntnisse

Bewertung der Erkenntnisse im Hinblick auf das Regelwerk

Die nachfolgende Bewertung beschränkt sich auf die im Abschnitt „Erkenntnisse zu Schadensursachen“ genannten Mechanismen. Auf die dargestellten Beispiele wird im Einzelnen nicht mehr eingegangen.

Aufgrund der vorliegenden Erfahrungen ergibt sich, daß die im Regelwerk für die druckführenden Wandungen festgelegten Anforderungen (KTA, ASME u.a.) für sich alleine nicht ausreichend waren, um Rißbildungen und Schäden zu vermeiden. Dies ist zunächst nicht überraschend, wenn als Schadensursache unvorhergesehene Belastungen festgestellt werden. Umfangreiche Zusatzuntersuchungen im Rahmen erweiterter Messungen bei der Inbetriebnahme neuerer Anlagen und Messungen an älteren Anlagen haben offensichtlich bestehende Wissenslücken bei örtlich wirkenden thermischen Belastungen ausgefüllt. Es wurden Änderungen in der Fahrweise sowie auch konstruktive Änderungen zur Vermeidung bzw. Minderung der Höhe und Häufigkeit thermischer Belastungen durchgeführt, um im weiteren Betrieb Rißbildungen aus dieser Ursache auszuschließen (siehe auch nächsten Abschnitt). Einwirkungen durch den Eintrag- bzw. Austrag korrosiver Elemente werden ebenfalls im nächsten Abschnitt behandelt.

Bei den Schäden, bei denen korrosionsgestütztes Rißwachstum auftrat bzw. Korrosionseinwirkungen zur Rißeinleitung führten, ist eine differenzierte Beurteilung erforderlich. Umfangreiche Forschungsarbeiten in verschiedenen Ländern haben in den letzten zehn

Tafel 3: Wellenschäden an Hauptkühlmittelpumpen

11/1973	Surry-1	WH-DWR	Bruch
6/1981	Prairie Island-2	WH-DWR	300° Riß
1/1984	TMI-1	B&W-DWR	60 % Riß
9/1984	Palisades	C-E-DWR	LR-Befestigung
5/1985	Gösgen	KWU-DWR	Bruch
1/1986	Crystal River-3	B&W-DWR	Bruch
12/1986	Grafenrheinfeld	KWU-DWR	Bruch

Jahren zu einem erheblichen Fortschritt im Verständnis der Schadensmechanismen geführt [16].

Für eine rechnerische Erfassung der verschiedenen Einflußgrößen wurden in [13] Ansätze vorgestellt, die von uns weiterentwickelt wurden. Einzelheiten zum GRS-Ansatz sind in [17] beschrieben. Diese Methoden erlauben eine einfache rechnerische Abschätzung und sind ein sinnvolles Instrument zur Überprüfung, inwieweit bei gegebenen Konstruktionen eine ausreichende Sicherheit gegen Rißeinleitung gegeben ist.

Es besteht weitgehend Übereinstimmung, daß komplexere Modelle, die das chemische und physikalische Geschehen besser abbilden, erforderlich sind. Entwicklungen hierzu sind in [18] und [19] vorgestellt. Die Modelle sind so aufgebaut, daß das zeitlich gesteuerte Rißwachstum aufgrund der Korrosionseinwirkung und das zyklisch bedingte Wachstum aus der Belastung entsprechend ihren Anteilen berücksichtigt werden. Bei einigen Verfahren ist es erforderlich, die Dehnrate an der Rißspitze zu bestimmen. Die dazu erforderlichen Modelle können zurückgreifen auf Entwicklungen für bruchmechanische Berechnungen, wie sie zum Beispiel auch von uns für Rißwachstumsuntersuchungen durchgeführt wurden [20].

Für die Absicherung gegen Rißeinleitung (bzw. Festlegung eines vernachlässigbaren Rißwachstums) sind die Entwicklungen noch nicht so weit gediehen, daß die Ermüdungsauslegungskurven in den Regelwerken (KTA, ASME) schon durch verbesserte Festlegungen für allgemeine Anwendungen ersetzt werden können. Dies gilt ebenso für den Bereich der hohen Lastwechselzahlen. Erste Erweiterungen für den Bereich der Lastwechselzahlen von 10^6 bis 10^{11} wurden für austenitische und hochlegierte Chrom-Nickel-Stähle im ASME-Code Section III, 1986, eingeführt. Der Einfluß der Medienbedingungen auf die Anrißlastwechselzahl ist nicht speziell berücksichtigt.

Bewertung der Erkenntnisse im Hinblick auf den Betrieb

Für den Betrieb von Kernkraftwerken ist es wichtig, Schadensentwicklungen an Komponenten frühzeitig zu erkennen, um einerseits betriebliche Gegenmaßnahmen zu treffen oder für Änderungen konstruktiver oder systemtechnischer Art entsprechende Planungen einzuleiten. Von größerer Bedeutung jedoch ist die Vermeidung ungünstiger, konstruktiver und betrieblicher Bedingungen, wie sie zum Beispiel für SWR-Bedingungen in [21] beschrieben sind. Die Mehrzahl der im Betrieb befindlichen Anlagen haben erst 1/4 ihrer Auslegungslbensdauer verbraucht. Für die frühzeitige Entdeckung der Schäden aufgrund Korrosion und Ermüdung war das Prüfraster der WKP bzw. die gewählten Methoden nicht immer ausreichend. Weiterhin ist zu beachten, daß sich die bisherigen Erfahrungen weitgehend auf den Einsatz der Anlagen im Grundlastbetrieb beziehen. Für den Lastfolgebetrieb steht noch keine längerfristige Erfahrung zur Verfügung.

Soweit aufgrund der heutigen Kenntnisse möglich, wurden erhebliche Verbesserungen zur Schadensvermeidung im weiteren Betrieb durchgeführt. Dazu gehören:

1. Konstruktive Verbesserungen zur Vermeidung hoher Spitzenspannungen und Senkung des Membranspannungsniveaus durch Umrüstung der Systeme entsprechend den Anforderungen der Basissicherheit.
2. Austausch von Teilen aus korrosionsempfindlichem Werkstoff.
3. Optimierung der Betriebsweise von DWR- und SWR-Anlagen zur Vermeidung ungünstiger Belastungsfolgen.
4. Optimierung der Wasserchemie in DWR- und SWR-Anlagen zur Vermeidung von zum Beispiel
 - Wastage-Schäden an DE-Heizrohren,
 - Erosions-Korrosion im Wasserdampfkreislauf,
 - dehnungsinduzierter Korrosion

Weiterhin sind die wiederkehrenden Prüfungen den praktischen Erfahrungen stärker angepaßt, was sich auch im Entwurf der neuen KTA-Regel 3201.4 ausdrückt.

Bei Systemen, die boriertes Wasser führen, ist im Rahmen der Betriebsbegehungen und der wiederkehrenden Prüfungen auf Leckspuren an den Oberflächen besonders zu achten, um Korrosionsangriffe frühzeitig zu entdecken. Die Verhinderung des Eintrags korrosiver Elemente durch Dichtungen, Schmier- oder Prüfmittel wird im allgemeinen durch die technischen Spezifikationen bzw. Arbeitsanweisungen geregelt. Für weitergehende Maßnahmen besteht aufgrund der vorliegenden Erfahrung keine Veranlassung.

Für die heute noch nicht befriedigend gelösten Fragen im Bereich der Ermüdung im Zusammenwirken mit den Medien, sowohl im Bereich niedriger als auch hoher Lastwechsel, ist eine verstärkte Überwachung der relevanten Parameter das wirksamste Mittel, um zusammen mit den noch anfallenden Forschungsergebnissen eine detaillierte Beurteilung der tatsächlich verbrauchten Lebensdaueranteile zu bestimmen. Die dafür in Frage kommenden Bereiche von Komponenten können anhand der rechnerischen Analysen und der Betriebserfahrung ausgewählt werden. Entsprechende Arbeiten für DWR- und SWR-Anlagen unter Berücksichtigung des Grundlast- und Lastfolgebetriebs wurden kürzlich aufgenommen.

Möglichkeiten der erweiterten Anlagenüberwachung

Über den Zustand der Kernkraftwerkskomponenten ergeben sich Informationen aus den wiederkehrenden Prüfungen. Prüfziele sind hierbei die Bestätigung der Integrität und der Funktion. Die betriebliche Instrumentierung liefert Informationen über den globalen Belastungszustand der Systeme und der Wasserchemie. Daneben wurden auch bisher schon Systeme für eine erweiterte Anlagenüberwachung eingesetzt. Hier sind vor allem zu nennen

- Körperschallüberwachungssysteme zur Erkennung von losen oder lockeren Teilen,
- Schwingungsüberwachungssysteme zur Erkennung von Änderungen in den Befestigungen und Auflagern sowie von Schäden,
- Lecküberwachungssysteme zur Erkennung kleiner Leckagen.

Über die mit diesen Systemen gewonnene Erfahrung ist mehrfach auf früheren GRS-Fachgesprächen schon berichtet worden.

Systeme, deren Zielsetzungen darauf ausgerichtet sind, die lokalen Belastungs- und Beanspruchungsverhältnisse in Höhe und Häufigkeit zu erfassen, sind in den vergangenen Jahren verstärkt entwickelt worden und in verschiedenen Anlagen auch schon im Einsatz. Systeme zur detaillierteren Erfassung der Wasserchemie bei Betriebstemperatur sind im fortgeschrittenen Erprobungsstadium [22].

Wie in Tafel 4 dargestellt, wird mit diesen Systemen eine Lücke in der bisher bestehenden Überwachung im Hinblick auf Korrosion und Ermüdung ausgefüllt. Die Vorteile dieser Systeme sind in mehrfacher Weise gegeben:

1. Eine aktuelle Aussage zum tatsächlich verbrauchten Lebensdaueranteil wird ermöglicht. Der bisherige rechnerische Nachweis ist darauf ausgerichtet, nachzuweisen, daß der Ausnutzungsfaktor kleiner 1 ist.
2. Anomale Betriebslasten oder auch Störfalllasten können einer schnellen und realistischen Beurteilung zugeführt werden.
3. Die Anlagenfahrweise kann weiter optimiert werden, um lokale Belastungen in Höhe und/oder Häufigkeit zu verringern.

4. Die Auswahl von Prüfbereichen und Festlegung von Intervallen kann zielgerichtet für höher beanspruchte Bereiche unterstützt werden.
5. Es ergibt sich eine Datenbasis für eventuelle Verlängerung der Lebensdauer.

Für eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Systeme wird auf die Literatur [22, 23, 24] verwiesen.

Im Bereich der hochzyklischen Ermüdung wurde die Schadensfrüherkennung durch Schwingungsüberwachung an den Wellen der Hauptkühlmittelpumpen weiterentwickelt. Die entsprechenden Arbeiten, an denen die GRS stark beteiligt war [25], werden im Anhang im Einzelnen beschrieben.

Schlußfolgerungen

Eine Bewertung der Betriebserfahrung von druckführenden Komponenten in Kernkraftwerken zeigt, daß das gewählte Auslegungskonzept sowie die eingesetzten Werkstoffe sich überwiegend bewährt haben. In einigen Bereichen sind Schäden durch Korrosion und Ermüdung bzw. korrosionsgestütztes Rißwachstum aufgetreten. Im Hinblick auf die Auslegungslbensdauer sind daher ergänzende Betrachtungen und Maßnahmen erforderlich. Die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungsprogramme haben die wesentlichen

Tafel 4: Überwachungssysteme für die Lebensdauer von Komponenten

Zielsetzung	Methodik
VERMEIDUNG VON SCHÄDEN Belastung (Höhe, Häufigkeit) → Kontrolle des spez. Lastkollektiv	On-line Erfassung der globalen Anlagendaten (P, T, \dot{M}) + lokal gemessene Temperaturverteilungen (Außenwand) + Rechnung zum Lastkollektiv
Beanspruchung (Höhe, Häufigkeit) → Kontrolle der rechn. Ausnutzung	On-line Erfassung der globalen Anlagendaten (P, T, \dot{M}) + lokal gemessene Temperaturen, Dehnungen, Verschiebungen + Rechnung der Ermüdungsbeiträge
Medien (Leitfähigkeit, O ₂ , pH) → Kontrolle des elektrochem. Potentials (Korrosion)	Erfassung der Anlagendaten durch Probenentnahme, Messung pH bei RT + Messungen bei Betriebstemperaturen (in Erprobung) + Bestimmung des Einflusses auf die Schutzschichten und die Wechselfestigkeit
SCHADENSFRÜHERKENNUNG → Kontrolle auf Lockerungen lose Teile → Lockerungen Schäden, Risse → Rißausbreitung	On-line Erfassung und Analyse – des Körperschalls – des Schwingungsverhaltens – der akkustischen Emission (bei Prüfzuständen)
SCHADENSKONTROLLE Rißfortschritt → Kontrolle der Rißtiefe bzw. Ligament	On-line Erfassung des Rißfortschritts mittels Potentialsonde an der Komponente + Vergleichskörper (in Erprobung)

Schadensmechanismen aufgedeckt. Durch Austausch von Komponenten und Werkstoffen, konstruktive Verbesserungen, Änderungen in der Systemtechnik sowie Optimierung der Wasserchemie und Fahrweise der Anlagen wurde den vorliegenden Erkenntnissen Rechnung getragen. Modelle, die eine quantitative Beschreibung des Medieneinflusses auf die Anrißlastwechselzahl erlauben, sind in Entwicklung. Zur Berechnung des Rißwachstums sind Versuchskennwerte für ein breites Parameterfeld von Medien und Werkstoffeinflüssen ermittelt worden.

Im Hinblick auf die noch zu betrachtende Lebensdauer von Komponenten muß die Vermeidung von Anrissen weiterhin erstes Ziel sein. Hierzu bietet es sich an, die Anlagenüberwachung zu erweitern. Auf die heutigen und zukünftigen Möglichkeiten wurde im vorigen Hauptabschnitt eingegangen. Folgende Ziele lassen sich damit erreichen:

1. Eine aktuelle Aussage zum tatsächlich verbrauchten Lebensdaueranteil wird ermöglicht. Der bisherige rechnerische Nachweis ist darauf ausgerichtet nachzuweisen, daß der Ausnutzungsfaktor kleiner 1 ist.
2. Anomale Betriebslasten oder auch Störfalllasten können einer schnellen und realistischen Beurteilung zugeführt werden.
3. Die Anlagenfahrweise kann weiter optimiert werden, um lokale Belastungen in Höhe und/oder Häufigkeit zu verringern.
4. Die Auswahl von Prüfbereichen und Festlegung von Intervallen kann zielgerichtet für höher beanspruchte Bereiche unterstützt werden.
5. Es ergibt sich eine Datenbasis für eventuelle Verlängerung der Lebensdauer.

Nicht für alle Komponenten ist eine derartige Überwachung sinnvoll oder erforderlich. Die Auswahl der in Frage kommenden Bereiche von Komponenten kann anhand der rechnerischen Analysen und der Betriebserfahrung vorgenommen werden.

Sofern die Möglichkeit der erweiterten Überwachung zur Vermeidung von Anrissen nicht gegeben sind, ist die Kontrolle des Rißwachstums über zerstörungsfreie Prüfungen oder indirekte Überwachung, wie durch die Schwingungsüberwachung an der Welle der Hauptkühlmittelpumpen aufgezeigt, möglich und auch notwendig.

Anhang

Wellenüberwachung auf beschleunigtes Rißwachstum am Beispiel der Hauptkühlmittelpumpenwellen Grafenrheinfeld

Bei nicht ausreichenden Kriterien zur Lebensdauerbeurteilung können als flankierende Maßnahmen betriebsbegleitende Meßverfahren eingesetzt werden. Aus diesem Grunde wurde im Bereich der hochzyklischen Ermüdung der Pumpenwellen die Schadenfrüherkennung durch Schwingungsüberwachung weiterentwickelt. Die entsprechenden Arbeiten, an denen die GRS wesentlich beteiligt war, werden nachfolgend beschrieben. Aus aktuellem Anlaß geschieht dies am Beispiel der HKP-Wellenüberwachung in Grafenrheinfeld:

Strukturresonanzen des Pumpengehäuses bzw. erzwungene Schwingungen infolge Restunwuchtanregung durch das Laufzeug werden im Rahmen der Schwingungsüberwachung mit zwei unter 90° versetzt positionierten Relativschwingwegaufnehmern am Einlaufrohrkrümmer erfaßt. Die eigentliche Wellenschwingungsüberwachung erfolgt berührungsfrei über zwei ebenfalls um 90° versetzt angeordnete Wirbelstromaufnehmer an der

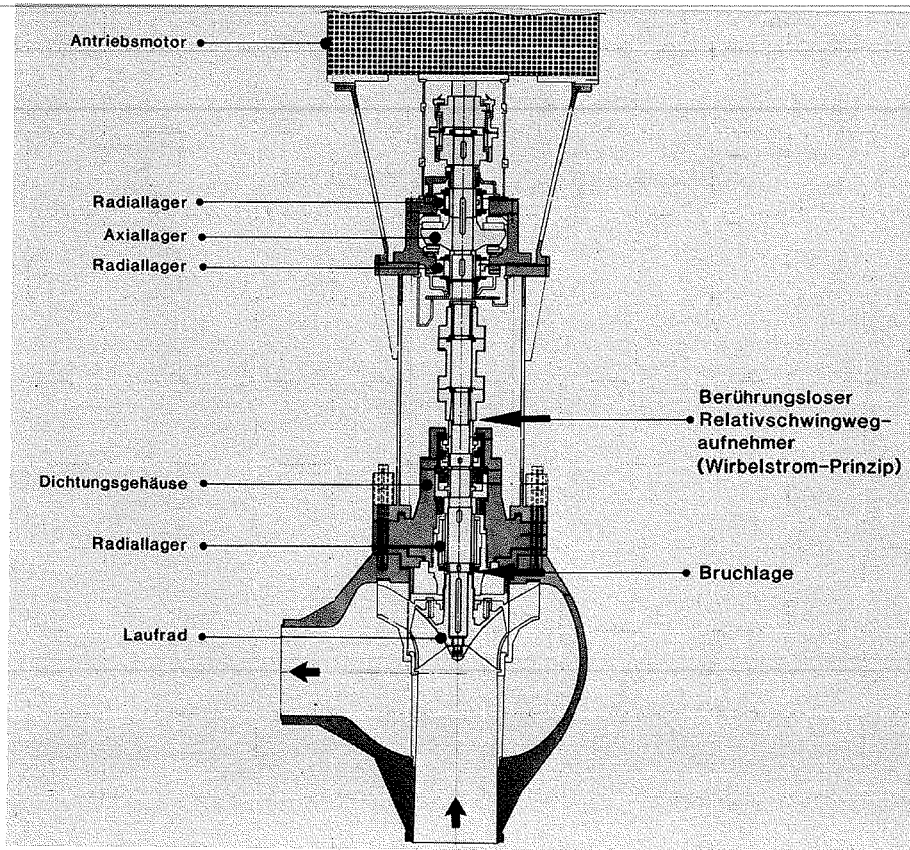


Bild 6: HKP-Wellenbruch im KKW Grafenrheinfeld: Welleninstrumentierung in Relation zu Bruchlage

oberen Stirnfläche des Pumpendichtungsgehäuses. Bild 6 zeigt diese Aufnehmerposition in Relation zur Lage des Wellenbruchs in Grafenrheinfeld. Bei der Rekonstruktion der mittels Zeitschrieben dokumentierten Wellenschwingungsamplituden der beiden nach x- und y-Richtung getrennt erfaßten Wellenschwingungssignale zeigen sich in der Endphase des Rißwachstums eindeutige Anstiege der Schwingungspegel (Bild 7). Wie die Bruchflächenuntersuchung zeigt, entwickelte sich der Riß extrem asymmetrisch, die Restbruchfläche betrug weniger als 10 % des Wellenquerschnitts. Dies waren sicher günstige Voraussetzungen für eine Wellenschwingungsüberwachung, allerdings verlief die Schadensskalation in der Endphase äußerst schnell.

Wie die bisher auch in anderen Reaktoranlagen beobachteten Schadensfälle an Hauptkühlmittelpumpen zeigen, ergaben die vielfach erst nachträglich durchgeführten Auswertungen von Wellen-, Motor- oder Gehäuseschwingungen ebenfalls Hinweise auf in der Endphase eskalierende Anstiege der Schwingungspegel. Die meist breitbandig erfaßten und zum Teil auch nur lückenhaft abgespeicherten Signale waren jedoch nicht ausreichend, eindeutige und für die jeweilige Schädigung charakteristische Merkmale abzuleiten. Erschwerend kommt hinzu, daß sich das Schwingungsverhalten der vertikal positionierten Hauptkühlmittelpumpenwellen grundsätzlich von den in einschlägigen Regelwerken abgehandelten

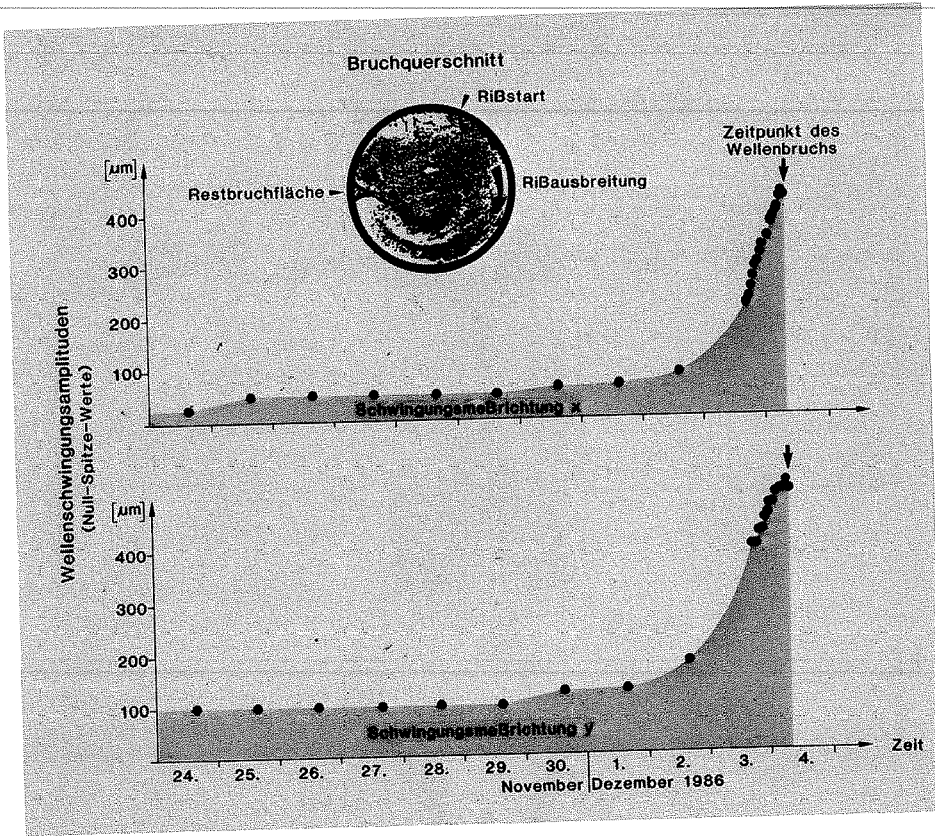


Bild 7: HKP-Wellenbruch im KKW Grafenrheinfeld: Entwicklung der Wellenschwingungsspitzenwerte

Turbinenläufern oder horizontal ausgerichteten Pumpenwellen unterscheidet: Durch die bei vertikalen Lagerbeanspruchungen sehr kleinen statischen Radiallagerkräfte dominieren zum Teil die dynamischen Lagerbeanspruchungen. Ferner zeigt das Schwingungsverhalten vertikaler Pumpenwellen Abhängigkeiten von betrieblichen Einflußgrößen (Druck, Temperatur, Sperrwasserdurchsatz). Dadurch wird die Interpretation von Veränderungen zusätzlich erschwert.

Grundsätzlich kann jedoch davon ausgegangen werden, daß sich Rotoranrisse ab einer bestimmten Rißtiefe eindeutig auf das Schwingungsverhalten auswirken, sowohl auf die drehzahl-spezifischen Anteile der Schwingungssignale als auch auf höhere Harmonische. Bild 8 zeigt ein Wellenschwingungsspektrum der Hauptkühlmittelpumpe 1 in Grafenrheinfeld im Frequenzbereich 0 – 100 Hz. Der dominierende drehzahlfrequente 24,83-Hz-Anteil ist gemeinsam mit den höheren Harmonischen bei 50, 75 und 100 Hz markiert.

Sofern erste rißinduzierte Veränderungen zunächst nur im Schwingungsverhalten der höheren Harmonischen auftreten, sind eindeutige Veränderungen im Summensignal erst dann nachweisbar, wenn sie den Schwankungsbereich der 25-Hz-Komponente überschreiten.

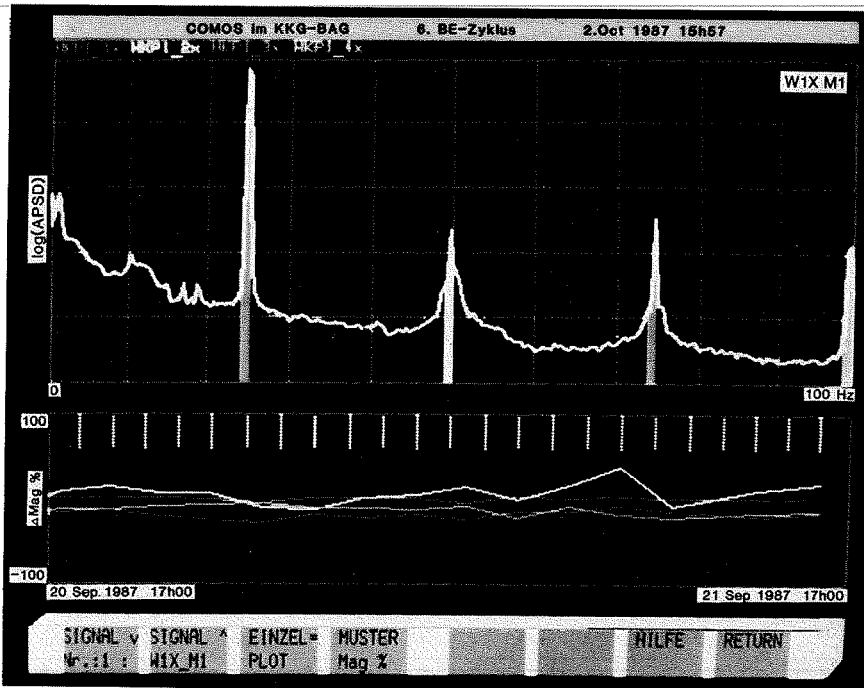


Bild 8: Frequenzselektive Überwachung mit 24-h-Trend: Schwingungsspektrum einer HKP-Welle

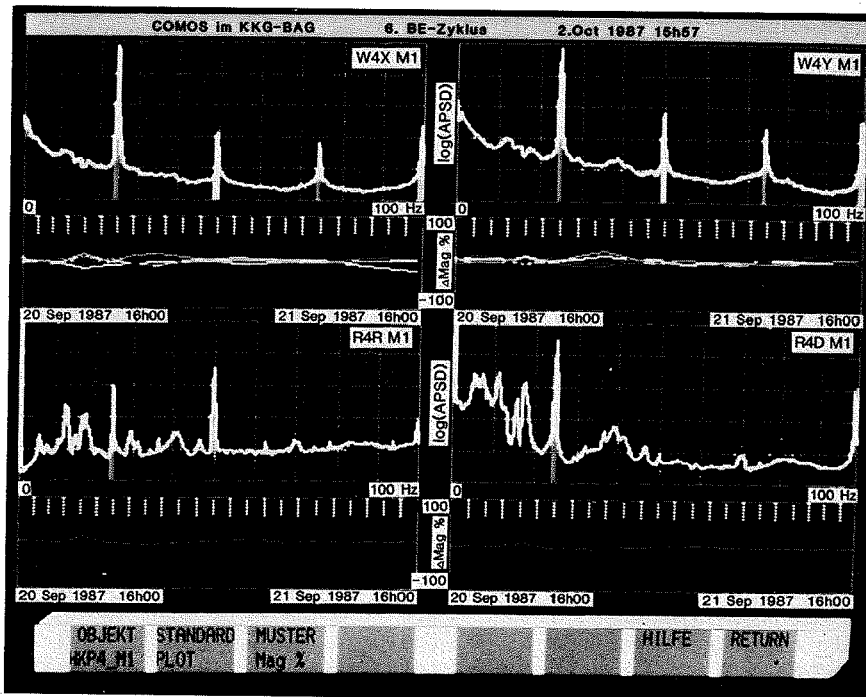


Bild 9: Frequenzselektive Überwachung mit 24-h-Trend: Wellen- und Gehäuseschwingungen einer HKP

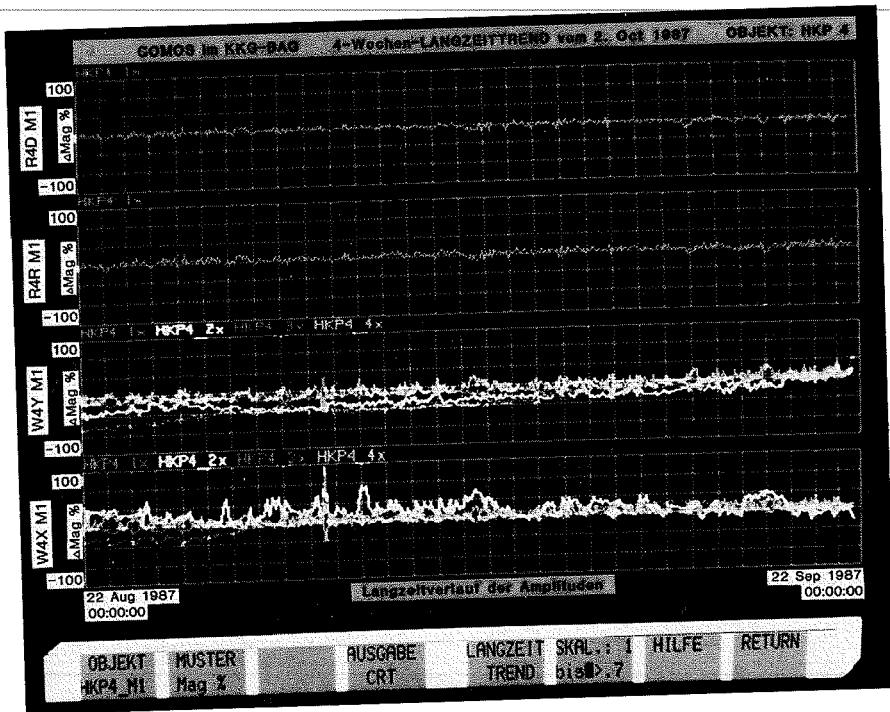


Bild 10: Frequenzselektive Überwachung mit 4-Wochen-Trend: Wellen- und Gehäuseschwingungen einer HKP

In diesem Fall ist nur eine frequenzselektive Überwachung des Wellensignals geeignet, die einzelnen Spektralkomponenten mit der gewünschten Genauigkeit zu verfolgen.

Derartige Überlegungen wurden mittlerweile umgesetzt und führten an den Reaktoranlagen zu entsprechenden Überwachungsmaßnahmen: Vorgelagert bzw. parallel zur kontinuierlichen Registrierung der Wellensignale (als Einzelsignalschrieb oder als Resultierende beider Wellensignale) mit entsprechenden Vorwarn- und Abschaltwerten wird der Ermittlung und Analyse von Frequenzspektren eine hohe Aussageschärfe eingeräumt. In Grafenrheinfeld speziell würde ein Lösungsweg beschritten, der eine automatische Überwachung auf frequenzselektiver Basis vorsieht: Die aktuellen Spektren der erfaßten Signale werden mit bereits abgespeicherten Referenzspektren verglichen. Die Überwachung konzentriert sich dabei auf die in Bild 8 markierten Frequenzbänder. Die im Vergleich zum Referenzzustand ermittelten Peakveränderungen werden als Trend dargestellt. Im unteren Bereich des Bildes 8 sind die prozentualen Amplitudenveränderungen über einen 24stündigen Zeitraum für die oben genannten Frequenzbänder dargestellt. Für jedes Pumpenaggregat werden in identischer Weise zwei Wellensignale und zwei Gehäusesignale überwacht. Bild 9 zeigt eine entsprechende Zusammenstellung der vier Schwingungsspektren der Hauptkühlmittelpumpe 2 in Grafenrheinfeld, eingeblendet sind ebenfalls die 24stündigen Trendverläufe aller als relevant eingestuften Frequenzpeaks.

Bild 10 zeigt eine Langzeittrenddarstellung der frequenzselektiven Amplitudenveränderungen der Hauptkühlmittelpumpe 4 über einen vierwöchigen Zeitraum hinweg. Betriebliche Einflüsse, wie zum Beispiel die kurzfristige Umschaltung auf zwei Reservekanäle der Welleninstrumentierung am 1. September 1987, sind bei dieser Darstellungsform leicht aufzulösen.

Die bisherigen betrieblichen Erfahrungen zeigen, daß die in Grafenrheinfeld erprobte Lösung ein sehr empfindliches Überwachungsinstrumentarium darstellt: So kann die 25-Hz-Komponente mit Amplitudenwerten zwischen 60 und 80 μm mit gleicher Sensitivität verfolgt werden wie höhere Harmonische mit Amplituden im Bereich von 3 bis 15 μm . Sobald die Trendentwicklungen der frequenzspezifischen Amplituden die eingestellten Vorwarnwerte überschreiten, wird durch eine Signalmeldelogik (Signalverknüpfung und Zeitkriterien) eine Meldung an das Schichtpersonal in die Warte geleitet. Es ist davon auszugehen, daß bei echten Schadensentwicklungen, Veränderungen korrespondierender Frequenzpeaks gleichzeitig in beiden Wellensignalen einer Pumpe auftreten und darüber hinaus das Verhalten der Gehäuseschwingungen zur Absicherung der beobachteten Effekte herangezogen werden kann.

Schrifttum

- [1] Azodi, D., u.a.: Grenztragfähigkeit geschädigter Dampferzeuger-Heizrohre. GRS-A-1142, September 1985
- [2] Beliczey, S., and H. Schulz: The probability of leakage in piping systems of pressurized water reactors on the basis of fracture mechanics and operating experience. Nuclear Engineering and Design 102 (1987) 431 - 438
- [3] Rubel, H., u.a.: Inconel-X-750 als Werkstoff für Kerneinbauten und Kernbauteile – Bisherige Erfahrungen und Austauschaktionen. 13. MPA-Seminar 08.–09. Oktober 1987
- [4] Löhberg, R., u.a.: HKP-Wellen, Vorgehen bei der Schadensanalyse und daraus abgeleitete Abhilfemaßnahmen. 13. MPA-Seminar 08.–09. Oktober 1987
- [5] Simon, U., und B. Dernbach: Prüfung und Weiterentwicklung von Armaturen in den Labors der Kraftwerk Union. 13. MPA-Seminar 08.–09. Oktober 1987.
- [6] Miksch, M., u.a.: Beiträge zur Thermoschock- und Thermoschichtungsbeanspruchung in waagerechten Speisewasserleitungen in LWRs. 9. MPA-Seminar, Oktober 1983
- [7] Schulz, H., and J. Jansky: Comments to the present practice of fatigue analysis of nuclear power plant components. Post-SMIRT-Seminar Nr. 2, August 1987
- [8] EPRI-NP-3784: A Survey of the Literature on Low Alloy Steel Fastener Corrosion in PWR Power Plants. December 1984
- [9] NUREG/CR-2827: Boric Acid Corrosion of Ferritic Reactor Components. July 1982.
- [10] EPRI-NP-2406: BWR environmentally cracking margins for carbon steel piping. Final report, May 1982
- [11] Hickling, J.: Dehnungsinduzierte Rißkorrosion: Spannungsrißkorrosion oder Schwingungsrißkorrosion. Der Maschinenschaden 55 (1982) Heft 2
- [12] Kußmaul, K., u.a.: Inservice crack formation in low alloy ferritic piping of boiling water reactors, SMIRT 8, August 1985, Brüssel
- [13] Ranganath, S., u.a.: Fatigue Behaviour of Carbon Steel Components in High-Temperature Water Environment. ASTM Special Technical Publication 770: Low-cycle Fatigue and Life Prediction, Baltimore, pp. 436 - 459 (1982)
- [14] Lenz, E., u.a.: Einflußgrößen der dehnungsinduzierten Rißkorrosion an niedriglegierten Stählen in Hochtemperaturwasser. 8. MPA-Seminar, Stuttgart 1982
- [15] Hagen, L.: Kritische Oberflächenfehler in hochbeanspruchten Wellenbereichen. Der Maschinenschaden 59 (1986) Heft 3
- [16] NUREG/CP-0067, April 1986: Proceedings of the second International Atomic Energy Agency Specialist Meeting on "Sub-critical crack growth", 15 - 17. May 1985
- [17] Bieniusa, K., und H. Schulz: Bewertung der Betriebserfahrungen von LWR im Hinblick auf die Absicherung gegen Ermüdungsschäden. VGB-Konferenz Kraftwerkskomponenten 1984
- [18] Ford, F.P., and P.L. Andresen: Modelling of environmentally assisted cracking in the stainless steel and low alloy steel/water systems at 288 °C. SMIRT 9, Lausanne, August 1987
- [19] Gilman, J.D., et al: Verification of a model for predicting corrosion-fatigue crack-growth rates in austenitic stainless steels in light water reactor environments. SMIRT 9, Lausanne, August 1987
- [20] Höfler, A., u.a.: Bruchvorgänge in Behältern in Rohrleitungen. GRS-A-1343, Mai 1987
- [21] Erve, M., u.a.: Maßnahmen zur Vermeidung von dehnungsinduzierter Rißkorrosion in ferritischen Rohrleitungssystemen von Siedewasserreaktoren. 11. MPA-Seminar, 10.–11. Oktober 1985

- [22] Aaltonen, P., and I. Aho-Mantila: Water chemistry monitoring in prevention of ageing related corrosion phenomena. IAEA Symposium on safety aspects of the ageing and maintenance of nuclear power plants. Wien, 29.06.–03.07.1987
- [23] Famos: Ermüdungsüberwachungssystem. KWU, Juli 1985
- [24] EPRI, Technical Brief: On-line fatigue usage transient monitoring system for nuclear power plants, 1986
- [25] Niekerk, F. van, und R. Sunder: COMOS – An Online System for Problem-Orientated Vibration Monitoring. SMORN V Konferenz, München, 12.–16. Oktober 1987

Diskussion

D. Rittig (GRS):

Herr Schulz, können Sie erläutern, wo Schwerpunkte zukünftiger Arbeiten der GRS liegen?

H. Schulz (GRS):

Schwerpunktmäßig arbeiten wir an Modellentwicklungen, um die bruchmechanischen Modelle mit den in Entwicklung befindlichen Rißwachstums-Modellen zu verknüpfen. Dies ermöglicht es dann, die zeitlich bedingten korrosiven Rißwachstumsbereiche von den zyklisch bedingten Rißwachstumsbereichen zu unterscheiden.

Ein anderer Aufgabenschwerpunkt, der derzeit im Rahmen einer Gesamtstudie aufgegriffen worden ist, ist die Betrachtung, inwieweit sich bei zukünftigem Lastfolgebetrieb lokale Änderungen der Belastung ergeben, sowohl von den Medienbedingungen als auch von den zyklischen Temperatur- oder Druckbedingungen her. Daraus läßt sich abschätzen, ob Zusatzbeanspruchungen in den Anlagen auftauchen.

R. Quack (Uni Stuttgart):

Verständlicherweise bezogen sich die Ausführungen ihres Vortrages vornehmlicherweise auf den Temperaturbereich der LW-Reaktoren (DWR/SWR). Bei HTR und SNR-300 spielt der Temperaturbereich der Dauerstandfestigkeit bzw. der Versprödung durch Gefügelockerung eine Rolle. Eine Anregung dabei war die zerstörungsfreie Beobachtung durch Ultraschalldämpfungs-Messung. Wird auf diesem Gebiet gearbeitet?

H. Schulz (GRS):

Dies sind Fragen, die im Rahmen des SNR-300 und beim HTR auch im Forschungsprogramm des BMFT enthalten sind. Insgesamt kann gesagt werden, daß man noch nicht so weit gekommen ist, wie man vielleicht vor zehn Jahren dachte. Das heißt, von den Auslegungsregeln ist man im Hinblick auf die Lebensdauererschöpfung gezwungen, relativ große Konservativitäten einzubauen, wobei sich dieses „relativ groß“ immer auf bestimmte Lastfolgekombinationen bezieht. Andere Lastfolgekombinationen führen zu Schädigungsmechanismen, für die man die Konservativität nicht so richtig abschätzen kann. Von der Modellentwicklung ist hier noch eine Menge zu tun. Von der prüftechnischen Seite sind einige Arbeiten im Gang, um durch zerstörungsfreie Prüfung mittels Ultraschall und auch anderer Verfahren Schädigungsanteile quantifizieren zu können. Herr Deuster

könnte dazu vielleicht etwas sagen, da beim IzfP daran gearbeitet wird. Es gibt derzeit einige Versuchsvorhaben, die längerfristig angelegt sind und uns vielleicht einen Schritt weiterbringen. An Komponenten – zum Beispiel ein Krümmer – wird im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojektes verschiedener Stellen das Verformungs- und Schädigungsverhalten in Abhängigkeit von der Belastungsfolge längerfristig untersucht. Die zerstörungsfreien Prüfverfahren werden eingesetzt, um zu sehen, inwieweit tatsächlich Kriech- und Ermüdungsschädigungen festgestellt werden können.

G. Deuster (IzfP):

Das ZfP-Programm ist zur Zeit in der Definitionsphase und wird im Verbund mit dem bereits angelaufenen MPA- und Interatom-Programm zur Kriechermüdung von Rohrbögen abgewickelt.

Die ZfP-Methoden beziehen sich einmal auf sehr präzise Ultraschallschwächungs- und -Geschwindigkeitsmessungen. Da kann schon im Vorstadium die Porenbildung bei Kriechermüdung erfaßt werden.

Zusätzlich gibt es noch mikromagnetische Methoden, die darauf abzielen, den elektrischen Widerstand und die Widerstandsveränderungen zu erfassen.

J. Steuer (DIN NKe):

Inwieweit ist die Nachrüstung von Aufnehmern zur Schwingungsüberwachung an HKP in älteren Kernkraftwerksanlagen möglich?

R. Sunder (GRS):

Als nach dem Wellenbruch in Grafenrheinfeld der Schwingungsüberwachung von HKP-Wellen ein erhöhter Stellenwert eingeräumt wurde, hatte dies an nahezu allen deutschen Druckwasserreaktoren zur Folge, daß die notwendige Meßtechnik installiert bzw. bei bereits vorhandener Welleninstrumentierung die Meßelektronik ertüchtigt wurde. Diese Arbeiten waren jedoch zeitlich meist an die Anlagenstillstände bei geplanten Revisionen bzw. an Liefertermine der einschlägigen Hersteller gebunden. Diese Nachrüstaktion ist mittlerweile abgeschlossen.

Die schutzzielorientierte Vorgehensweise bei der Auswahl sicherheitstechnischer Maßnahmen

Von H. Weidlich und T. Seidl¹⁾

Einleitung

In den vergangenen Jahren war die Behandlung von Störfällen in Kernkraftwerken darauf ausgerichtet, kurzfristig notwendige Sicherheitsfunktionen automatisch auszulösen, das Störereignis zu erkennen und ereignisbezogene weitere Gegenmaßnahmen durch das Personal einzuleiten. Hierzu diente unter anderem das Konzept der als abdeckend erachteten Auslegungstörfälle. Die Erfahrung mit real aufgetretenen Störungen und Störfällen hat in einigen Fällen gezeigt, daß der Anwendbarkeit dieses ereignisorientierten Vorgehens Grenzen gesetzt sind. Vor allem in den USA, aber auch bei uns und in anderen Ländern hat man daher symptomorientierte oder schutzzielorientierte Vorgehensweisen entwickelt. Sie sollen dazu dienen, in solchen Störfällen, bei denen die Anlage sich nicht auslegungsgemäß verhält oder bei denen das verantwortliche Personal über das vermutliche auslösende Ereignis und den weiteren Störfallablauf unsicher wird, eine zusätzliche ereignisunabhängige Orientierung für die Auswahl der weiter einzuleitenden Maßnahmen zu geben. Solche schutzzielorientierten Vorgehensweisen sind zum Teil bereits in die Betriebshandbücher und in das Personaltraining aufgenommen worden.

Im Rahmen der Untersuchung von Möglichkeiten für einen über die Auslegung hinausgehenden anlageninternen Notfallschutz hat die GRS diese schutzzielorientierte Vorgehensweise ebenfalls eingesetzt. Dies geschah aus zweierlei Gründen:

1. Die Zahl der vorgeschlagenen Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes für die verschiedenen auslegungsüberschreitenden Anlagenzustände stieg sehr schnell in den Bereich von über 100. Dies verlangte nach einem Auswahlkonzept für vordringlich zu untersuchende und gegebenenfalls vorzubereitende Maßnahmen. Eine solche Auswahl kann mit dem schutzzielorientierten Vorgehen getroffen werden.
2. Das schutzzielorientierte Vorgehen läßt sich auch für Anlagenzustände mit unterstellter weitgehender Kernzerstörung — also weit über die im Betriebshandbuch und im Training behandelten Fälle hinaus — in gleicher Weise anwenden. Es ist daher für eine einheitliche Ableitung anlageninterner Notfallschutzmaßnahmen geeignet.

Im Verlaufe der weiteren Ausführungen wird dargelegt, wie das schutzzielorientierte Vorgehen in der GRS angewandt wurde.

Begriffe und Schutzziele

Tafel 1 nennt die wichtigsten Begriffe, wie wir sie für die schutzzielorientierte Vorgehensweise verwenden. Diesen Namensgebungen haftet immer eine gewisse Willkürlichkeit an, der physikalische Sachverhalt ist jedoch unabhängig von der Bezeichnungsweise.

Tafel 2 zeigt die gewählten Definitionen für die beiden Leitmotive. Im streng logischen Sinne ist das entscheidende Leitmotiv das Minimieren von Aktivitätsfreisetzungen bei allen denkbaren Anlagenzuständen, vom Normalbetrieb über die Störfälle bis hin zu Unfällen. Auf dem Wege zu einem solchen Minimieren spielt jedoch das Verhindern des

¹⁾ Dr. Helmut Weidlich, Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Garching und Dipl.-Ing. Tilman Seidl, TÜV Bayern e.V., München

Tafel 1: Begriffe bei der schutzzielorientierten Vorgehensweise

Leitmotiv	= Präzisierung des Schutzgedankens gegen Auswirkungen in der Anlagenumgebung
Schutzziele (critical safety functions)	= Angestrebte sicherheitsgerichtete Funktionen in der Anlage, bei deren Erfüllung die Leit motive ebenfalls erfüllt sind
Unerwünschte Anlagenzustände	= Zustände, bei denen eines oder mehrere der Schutzziele verletzt oder gefährdet sind

Tafel 2: Formulierung der Leit motive

<ol style="list-style-type: none"> 1. Minimieren der Aktivitätsfreisetzungen 2. Verhindern des Kernschmelzens

Tafel 3: Schutzziele zum Leitmotiv „Verhindern des Kernschmelzens“ für einen Druckwasserreaktor

<ul style="list-style-type: none"> – Reaktivitätsbegrenzung – Kernkühlung – Erhaltung der Primärkreisintegrität (zum Beispiel Druckbegrenzung, Bruchsicherung) – Wärmeabfuhr aus dem Primärkreislauf – Erhaltung des Kühlmittelinventars – Sicherheitsbehälterfunktion und -integrität
--

Tafel 4: Schutzziele zum Leitmotiv „Verhindern des Kernschmelzens“ für einen Siedewasserreaktor

<ul style="list-style-type: none"> – Reaktivitätsbegrenzung – Kernkühlung – Erhaltung der Integrität des Kühlkreislaufes (zum Beispiel Druckbegrenzung) – Wärmeabfuhr aus dem Kühlkreislauf bzw. der Kondensationskammer – Erhaltung des Kühlmittelinventars (in Kondensationskammer und Reaktordruckbehälter) – Sicherheitsbehälterfunktion und -integrität
--

Tafel 5: Schutzziele zum Leitmotiv „Minimieren von Aktivitätsfreisetzungen“ für einen Druckwasserreaktor oder einen Siedewasserreaktor

<ul style="list-style-type: none"> – Wiederherstellung der Kernkühlung (sofern diese verletzt war) – Erhaltung bzw. Herstellung der Sicherheitsbehälterintegrität (zum Beispiel Vermeiden von unvollständigem Sicherheitsbehälterabschluß, Versagen von Primärkreislaufkomponenten unter hohem Druck, Direct Heating, H₂-Explosionen) – Rückhaltung von Spaltprodukten im Reaktorkühlkreislauf, dem Sicherheitsbehälter und angrenzenden Gebäuden bzw. Begrenzen der Freisetzungsraten – Erreichen eines stabilen kontrollierbaren Endzustandes im Sicherheitsbehälter (Schmelze kühlbar, Druckbegrenzung etc.)
--

Kernschmelzens eine so bedeutende Rolle und eignet sich so sehr als Mittel zur weiteren Unterteilung von Schutzzielen und zugehörigen Maßnahmen, daß wir diesem Verhindern des Kernschmelzens ebenfalls den gedanklichen Rang eines Leitmotives eingeräumt haben.

In den Tafeln 3 bis 5 sind nun die Schutzziele genannt, die zu den beiden Leitmotiven „Verhindern des Kernschmelzens“ und „Minimieren der Aktivitätsfreisetzung“ als notwendig und hinreichend erkannt wurden. Die Schutzziele zum Leitmotiv „Verhindern des Kernschmelzens“ sind bewußt so formuliert, daß sie in allen Betriebszuständen, im Störfall und im Unfall anwendbar sind. Es gibt andere Ansätze, die Schutzziele nur für Störfall- und Unfallsituationen definieren (zum Beispiel wird das Schutzziel „Unterkritikalität“ statt der von uns gewählten „Reaktivitätsbegrenzung“ genannt. Wir halten dies für eine nicht notwendige Einengung der Anwendbarkeit des Schutzzielkonzeptes). Es ist erkennbar, daß sich die Schutzziele zum Leitmotiv „Verhindern des Kernschmelzens“ für ein Kernkraftwerk (KKW) mit Druckwasserreaktor (Tafel 3) bzw. ein KKW mit Siedewasserreaktor (Tafel 4) nur wenig unterscheiden.

Demgegenüber sind die Schutzziele zum Leitmotiv „Minimieren der Aktivitätsfreisetzung“ für beide KKW-Typen gleich. Diese Schutzziele verstehen sich als additive Schutzziele zu denen, die zum Leitmotiv „Verhindern des Kernschmelzens“ genannt wurden. Sie decken sowohl Anlagenzustände mit teilweise oder völliger Kernschmelze als auch Anlagenzustände ohne Vorliegen einer Kernschädigung, aber mit dem Potential zu unerlaubten Freisetzungen (zum Beispiel Dampferzeugerheizrohrleck mit sekundärseitiger Druckentlastung oder Kühlmittelverlust über die den Sicherheitsbehälter verlassenden Anschlußleitungen an den Primärkreis) ab.

Vorteil der schutzzielorientierten Vorgehensweise

Versucht man die möglichen auslegungsüberschreitenden Zustände mit einem ereignisablauforientierten Vorgehen zu beschreiben, so stößt man auf eine unendliche Anzahl möglicher Ereignisabläufe. Diese unendliche Anzahl mit Hilfe „abdeckender“ Ereignisabläufe zu reduzieren, gelingt nur, wenn entweder

- wie es im Rahmen von Auslegung und Genehmigungsverfahren geschieht, bestimmte deterministische Festsetzungen getroffen werden (zum Beispiel Einzelfehlerkriterium)
- oder schon bei der Aufzählung der Ereignisabläufe eine (zum Beispiel probabilistische) Auswahl vorgenommen wird.

Es ist der wesentliche Vorteil der schutzzielorientierten Vorgehensweise, daß sie erlaubt, in hinreichender Präzision das gesamte Spektrum möglicher unerwünschter Anlagenzustände in einer endlichen Unterteilung darzustellen.

Dies geschieht, in dem die möglichen Kombinationen verletzter oder gefährdeter Schutzziele miteinander aufgelistet werden. Aus der endlichen Anzahl von Schutzzielen (siehe Tafel 3 bis 5) resultiert damit auch eine endliche Zahl möglicher Kombinationen, die dennoch vollständig sind. Tafel 6 zeigt dies. Diese Tafel liest man wie folgt:

1. In der linken Randspalte und der oberen Randzeile sind die vorher genannten Schutzziele für beide Leitmotive für einen Druckwasserreaktor aufgeführt.
2. Hinsichtlich dieser Schutzziele unterscheiden wir nach drei möglichen Zuständen:
 - das Schutzziel ist zum Betrachtungszeitpunkt verletzt (V), also bereits nicht mehr erfüllt,
 - das Schutzziel ist zum Betrachtungszeitraum gefährdet (g), also noch nicht verletzt, die Entwicklung führt aber auf eine Verletzung des Schutzzieles in naher Zukunft hin,
 - das Schutzziel ist nicht verletzt und nicht gefährdet (n).

3. In der zweiten Spalte liest man die Voraussetzung ab, die für jeweils ein Schutzziel in bezug auf die weitere Betrachtung gilt.
4. In der jeweils gleichen Zeile in den weiter rechts folgenden Spalten erkennt man dann, ob es für physikalisch möglich gehalten wird, daß es unerwünschte Anlagenzustände gibt, bei denen die entsprechenden weiteren Schutzziele ebenfalls verletzt (V) oder maximal gefährdet (g) sind.

Diese Tafel ist im ersten Ansatz nichts anderes als eine zweidimensionale Kombination aller Schutzziele mit allen. Wie die Symbole (g) und zum Teil auch (n) andeuten, gibt es jedoch einige, bei denen die anderen nicht gleichzeitig auch alle verletzt sein können. Dies sei am einfachen Beispiel der Reaktivitätsbegrenzung erklärt. Ist sie verletzt, das heißt im Störfall ist der Reaktor noch kritisch, so muß bei der Bauweise der westlichen Reaktoren noch Kühlmittel im Kern vorhanden sein; das Schutzziel „Erhaltung des Kühlmittelinventars“ kann also nur für einen zukünftigen Zeitpunkt gefährdet, nicht aber aktuell verletzt sein.

Die Gesamtzahl möglicher unerwünschter Anlagenzustände läßt sich bei schutzzielorientierter Vorgehensweise also beschreiben durch eine endliche Anzahl von Kombinationen verletzter oder gefährdeter Schutzziele. Die in Tafel 6 gezeigten Kombinationen stellen dabei nur die Maximalkombinationen dar, natürlich ist auch an die Kombinationen mit nur je einigen wenigen aktuellen Schutzzielverletzungen zu denken.

Jedem dieser so charakterisierten unerwünschten Anlagenzustände lassen sich sodann geeignete Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes zuordnen. Derartige Maßnahmen werden beispielhaft im Beitrag von E. Kersting genannt.

Der bereits erwähnte Vorteil der schutzzielorientierten Vorgehensweise einer hinreichend präzisen Beschreibung aller möglichen unerwünschten Anlagenzustände resultiert also in einer Zuordnungsfähigkeit denkbarer Gegenmaßnahmen und damit in einer systematischen Vergleichsmöglichkeit der Gegenmaßnahmen untereinander. Denn man kann jetzt wichten, welche der Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes

- nur für eine oder für mehrere unerwünschte Anlagenzustände greift,
- die angestrebte Flexibilisierung für weitere Maßnahmen erreicht.

Mit diesem Schritt ist die streng schutzzielorientierte Betrachtungsweise beendet. Es folgt jetzt eine Darstellung weiterer Argumentationsrichtungen, die zu einer Prioritätensetzung für die Untersuchung und Vorbereitung von Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes auf der Basis des vorher beschriebenen schutzzielorientierten Konzeptes herangezogen werden können.

Auswahl vorrangig zu untersuchender unerwünschter Anlagenzustände

Mit der schutzzielorientierten Vorgehensweise wurde in den vorausgehenden Abschnitten ein Leitfaden für das systematische Ableiten von auslegungüberschreitenden unerwünschten Anlagenzuständen gegeben. Diese Vorgehensweise kann auf jeden Druckwasser- bzw. Siedewasserreaktor in gleicher Weise angewandt werden und führt zu einer durch andere Vorgehensweisen schwer erreichbaren Vollständigkeit.

Will man jedoch für ein konkretes Kernkraftwerk über vorzubereitende Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes entscheiden, so muß mit weiteren Überlegungen eine Einengung der anlagenspezifisch als prioritär zu bewertenden Zustände erfolgen. Hierzu bieten sich insbesondere

- die Auswertung der anlagenspezifischen Betriebserfahrung mittels Precursor-Studien und
- die Auswertung anlagenspezifischer Risikostudien

Tafel 6: Hypothetisch konstruierbare Kombination verletzter Schutzziele (unerwünschte Anlagenzustände)

Schutzziele	Maximal mögliche Kombinationen verletzter bzw. gefährdeter Schutzziele										Stabiler Endzustand	
	Voraussetzung	Reaktivitätsbegrenzung	Kernkühlung	Erhaltung Primärkreisintegrität	Wärmeabfuhr Primärkreis	Erhaltung Kühlmittelinventar	Erhaltung SHB-Integrität	Wiederherstellung Kernkühlung	Erhaltung SHB-Integrität	Rückhaltung Spaltprodukte		
Reaktivitätsbegrenzung	V	V	V	V	V	g	V	V	V	V	V	V
n		V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Kernkühlung	V	V	V	V	V	g	V	V	V	V	g	g
n	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Erhaltung Primärkreis-Integrität	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	g	g
n	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Wärmeabfuhr Primärkreis	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
n	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Erhaltung Kühlmittel-Inventar	V	g	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
n	V	V	g	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Erhaltung SHB-Integrität	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
n	V	V	V	V	V	V	V	V	g	g	V	V
Wiederherstellung Kernkühlung	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
n	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Erhaltung SHB-Integrität	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	g	V
n	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Rückhaltung Spaltprodukte	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
n	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Erreichen eines stabilen Endzustandes	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
n	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V

Es bedeutet: V = verletzt oder Verletzung ist möglich; g = gefährdet oder Gefährdung ist möglich; n = nicht verletzt und nicht gefährdet

an. In der Bundesrepublik liegt sowohl eine Precursor-Studie für die Kernkraftwerke Biblis A und B als auch eine Risikostudie für Biblis B vor. Dies ist für andere Anlagen nicht gegeben. Daher kommt es auch, daß die hier gezogenen Schlußfolgerungen nur für den einen Referenzstandort Biblis zutreffen. Diesem Umstand ist es zu verdanken, daß die gezogenen Schlußfolgerungen nur eine Bestätigung bereits an anderer Stelle gewonnener Erkenntnisse zu sein scheinen. Wir wissen aus ausländischen Untersuchungen, daß zumindest die am relativ häufigsten zu erwartenden Abläufe, die zu unerwünschten Anlagenzuständen führen, anlagenspezifisch sehr unterschiedlich sein können.

Auswertung anlagenspezifischer Betriebserfahrung mittels Precursor-Studien

Glücklicherweise gibt es aus der Betriebserfahrung nur erst wenig direkte Hinweise auf unerwartete Ereignisabläufe oder auslegungüberschreitende Zustände. Indirekte Hinweise jedoch können durch sogenannte Precursor-Studien gewonnen werden. Über die deutsche Precursor-Studie ist anläßlich des vorjährigen Fachgespräches berichtet worden [1]. Eine solche Precursor-Studie leitet durch ganzheitliche Betrachtung der Systemkonfiguration zum Zeitpunkt eines betrieblich aufgetretenen Ereignisses oder einer während des Betriebs festgestellten Strang- oder Systemunverfügbarkeit von Sicherheitssystemen erwartete Häufigkeiten nicht beherrschter Ereignisabläufe ab. Diese halb empirisch gewonnenen Häufigkeitswerte können im Sinne der hier vorliegenden Fragestellung

- in gleicher Weise zur Bestimmung der relativ am häufigsten zu erwartenden schutzzielverletzenden Zustände genutzt werden wie dies weiter unten für Häufigkeitswerte aus Risikostudien gezeigt wird,
- und sie können hinsichtlich ihrer zeitlichen Veränderung über mehrere Betriebsjahre zur Einschätzung der Bedeutung von Anlagenänderungen interpretiert werden.

Wie in [1] angesprochen, hat es in der Referenzanlage der deutschen Precursor-Studie eine deutliche Reduktion der erwarteten Häufigkeit unbeherrschter Ereignisabläufe über die damals untersuchte Zeit von acht Jahren um etwa eine Größenordnung (anfangs um $10^{-4}/a$, später um $10^{-5}/a$) gegeben. Diese deutliche Verbesserung ist einerseits auf einen erhöhten Übungsgrad des Personals und andererseits auf zwischenzeitlich durchgeführte Verbesserungen in der Anlage zurückzuführen. In Tafel 7 ist dargestellt, welche Verbesserungen als die wichtigsten erkannt wurden, und es sind ihnen die primär betroffenen Schutzziele für Druckwasserreaktoren gegenübergestellt.

Wie man in Tafel 7 erkennt, sind durch die Betriebserfahrung Erhöhungen der Anlagensicherheit durch solche Systemverbesserungen an der Referenzanlage der Deutschen Precursor-Studie aufzeigbar, welche die Schutzziele „Wärmeabfuhr aus dem Primärkreis“ und „Erhaltung des Kühlmittelinventars“ betreffen. Dieser Befund wird durch die hier anschließende Auswertung der Risikostudie [2] zur selben Referenzanlage gestützt.

Tafel 7: Wichtigste Systemverbesserungen an der Referenzanlage der Precursor-Studie und die durch sie betroffenen Schutzziele kritischer Sicherheitsfunktionen

Systemverbesserungen	
Maßnahmen zur Vermeidung der Auslösung der $\Delta p/\Delta t$ -Signale	Wärmeabfuhr aus dem Primärkreislauf
Maßnahmen zur Ermöglichung einer Netzzürckschaltung der Notstromschienen, deren zugehöriger Notstromdiesel ausgefallen ist	Wärmeabfuhr aus dem Primärkreislauf
Maßnahmen zur Verhinderung des Fehlöffnens und zur Verbesserung des Schließens der Druckhalterabblasestränge	Erhaltung des Kühlmittelinventars
Einführung eines Notstandssystems zur Verbesserung der Möglichkeiten der Dampferzeugerbespeisung	Wärmeabfuhr aus dem Primärkreis

Auswertung von anlagenspezifischen Risikostudien

Bei der Identifikation schutzzielgefährdeter Zustände bzw. bei der Bestimmung der Bedeutung von sicherheitstechnischen Maßnahmen können Risikostudien in zweifacher Weise genutzt werden:

1. Es kann die relative Bedeutung („Importanz“) von Ausfällen von Funktionselementen auf der Ebene der Komponenten bzw. Operateurhandlungen, bezogen auf ihren Einfluß auf die Kernschmelzhäufigkeit, bestimmt werden. Dadurch läßt sich ableiten, an welchen Stellen des Sicherheitssystems noch weitere Verbesserungen auf Komponentenebene bzw. Handlungsebene sinnvoll sind. (Hierauf wurde in [3] eingegangen). Dieser Ansatz zur Ableitung von

- Komponentenverbesserungen,
- Redundanz erhöhungen,
- Veränderungen des Automatisierungsgrades,
- Veränderungen der Prozeduranweisungen,
- Vergrößerung des Diversitätsgrades

führt nur für eine beschränkte Zahl von Funktionselementen, schätzungsweise 30 bis 60 pro Anlage, zu nennenswerten Verbesserungsmaßnahmen. Für die zahlreichen anderen Funktionselemente sind die „Importanzen“ so klein, daß hieraus keine nennenswerten Verbesserungen abgeleitet werden können. Dieser Ansatz ist für eine umfassende schutzzielorientierte Betrachtung daher alleine nicht ausreichend.

2. Es kann die erwartete Häufigkeit von schutzzielverletzenden Zuständen bestimmt werden. Dieses wird nachfolgend näher erläutert.

In Risikostudien werden zu (unter Wichtung ihrer erwarteten Häufigkeiten als abdeckend erachteten) auslösenden Ereignissen die möglichen zum unerwünschten Ereignis (TOP) führenden Ereignisabläufe bestimmt und mit den Zuverlässigkeiten der beteiligten Sicherheitssysteme gewichtet. Risikostudien sind somit vom Ansatz her ereignisorientiert. Ihre Aussagen können jedoch benutzt werden, um die erwartete relative Häufigkeit von Ereignisabläufen (Ablaufpfade) und somit der auf diesen Pfaden durchlaufenen unerwünschten (schutzzielverletzenden) Anlagenzustände zu bestimmen.

Benutzt man diesen Ansatz für die Referenzanlage der Deutschen Risikostudie, Phase B [2], so ergeben sich für diese Anlage die in Tafel 8 dargestellten prioritär zu behandelnden unerwünschten Anlagenzustände.

Für SWR-Anlagen liegt bisher leider keine deutsche Risikostudie vor. Hier können heute daher nur Abschätzungen über prioritär verletzte Schutzzielkombinationen gemacht werden. In Tafel 9 sind derartige Abschätzungen genannt.

Die dort genannten Fälle 1 bis 5 betreffen Betriebstransienten mit Versagen von Sicherheitssystemen, bei denen die Schutzziele „Kernkühlung“ und „Wärmeabfuhr aus der Kondensationskammer“ gefährdet sind. Die Ausgangsstörungen sind hier „Ausfall der

Tafel 8: Prioritär verletzte Schutzziele bei Auswertung der bisherigen Ergebnisse der Deutschen Risikostudie, Phase B, für die Referenzanlage

- Wärmeabfuhr aus dem Primärkreis
- Langfristige Kühlmittelinventarerhaltung
- Erhaltung der SHB-Integrität

Tafel 9: Auslegungsüberschreitende Anlagenzustände und Störfälle beim Siedewasserreaktor

Fall Nr.	Störfallbeschreibung	Ausfallannahme	direkt gefährdetes Schutzziel	nachfolgend gefährdetes Schutzziel	AIN-Maßnahmen
1.	Ausfall Speisewasser	alle TH-Systeme zur RDB-Bespeisung	Kernkühlung	RDB-Integrität	RDB-Bespeisung mit Ersatzsystemen Wärmeabfuhr KK
2.	Ausfall EB und Fremdnetz	alle Diesel	Kernkühlung Wärmeabfuhr KK	RDB-Integrität SHB-Integrität	Ersatznotstrom
3.	Offenbleiben S + E-Ventil	alle TH-Systeme zur RDB-Bespeisung	Kernkühlung	RDB-Integrität	RDB-Bespeisung mit Ersatzsystemen Wärmeabfuhr KK
4.	Offenbleiben S+E-Ventil	Nachkühlkette TH/TF/VE zur KK-Kühlung	Wärmeabfuhr KK SHB-Integrität	SHB-Integrität	SHB-Venting
5.	Ausfall der Hauptwärmesenke	Nachkühlkette TH/TF/VE zur KK-Kühlung	Wärmeabfuhr KK	SHB-Integrität	SHB-Venting
6.	Ausfall der Hauptwärmesenke	Versagen der S+E-Ventile	Integrität RDB	SHB-Integrität	zusätzliche Entlastungsmöglichkeiten
7.	Transienten mit der Folge einer Notkühlanregung	DDA einer RA-Leitung und Versagen der Leitung als Folge der RDB-Überspeisung	KM-Vorrat KK	Kernkühlung Wärmeabfuhr KK Integrität SHB	
8.	Bruch einer RL-Leitung außerhalb SHB mit Notkühl-anregung	DDA der RL-Leitung	KM-Vorrat KK	Kernkühlung Wärmeabfuhr KK Integrität SHB	
9.	Bruch einer RA-Leitung außerhalb SHB mit Notkühl-anregung	DDA der RA-Leitung	KM-Vorrat KK	Kernkühlung Wärmeabfuhr KK Integrität SHB	
10.	Leck innerhalb SHB mit Notkühl-anregung	DDA einer RA-Leitung und Versagen dieser Leitung als Folge der RDB-Überspeisung	KM-Vorrat KK	Kernkühlung Wärmeabfuhr KK Integrität SHB	

Speisewasserversorgung", „Ausfall der Eigenbedarfsversorgung ohne Fremdnetz“, „Offenbleiben eines Sicherheits- und Entlastungsventiles“ und „Ausfall der Hauptwärmesenke“. Die Ausfallannahmen betreffen die Sicherheitssysteme zur Bespeisung des Reaktor-druckbehälters bzw. zur Kühlung der Kondensationskammer. Wegen der hohen erwarteten Häufigkeit der Ausgangsstörungen von 1 bis 0,1 pro Jahr erwarten wir für diese Fälle den wesentlichen Risikobeitrag.

Der Fall 6 „Ausfall der Hauptwärmesenke mit Versagen der Sicherheits- und Entlastungs-ventile“ ist dann von Bedeutung, wenn für die Sicherheits- und Entlastungsventile ein Versagen infolge Common-Mode-Ausfällen zu unterstellen ist.

Die Fälle 7 bis 10 betreffen Risikopfade, bei denen durch Auspeisen des Kondensations-kammerinhaltes die Wärmesenke, Kondensationskammer und der Kühlmittelvorrat gefährdet sind.

Wir erwarten, daß diese genannten Fälle im Verlauf der nächsten Jahre in einer probabilistischen Studie zum Kernkraftwerk mit Siedewasserreaktor in ihrer relativen Bedeutung bestätigt werden.

Zusammenfassung

Im vorliegenden Beitrag wurde gezeigt, wie die schutzzielorientierte Vorgehensweise eingesetzt wird, um im Rahmen der Untersuchungen zu möglichen Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes in systematischer Weise die denkbaren Anlagenzustände zu beschreiben. Des Weiteren wurde dargelegt, daß gezielte Auswertungen von Betriebserfahrungen mittels Precursor-Studien wie auch die Auswertung anlagenspezifischer Risikostudien helfen können, für die jeweilige Einzelanlage eine Prioritätensetzung hinsichtlich der zu untersuchenden und vorzubereitenden Maßnahmen zu erreichen.

Schrifttum

- [1] Hörtnner, H.: Zuverlässigkeitsuntersuchungen für Sicherheitssysteme und ihr Vergleich mit Auswertungen von Betriebserfahrungen. 10. GRS-Fachgespräch „Ergebnisse neuerer Sicherheitsanalysen“, Köln, 12. - 13. November 1986, Bericht GRS 64
- [2] Heuser, F.W., H. Hörtnner und E. Kersting: Risikountersuchungen zur Sicherheitsbeurteilung von Kernkraftwerken. Fachsitzung „Sicherheit und Unfallbeherrschung bei DWR- und SWR-Kernkraftwerken“. Jahrestagung Kerntechnik '87, Karlsruhe, 2. - 4. Juni 1987, Berichtsheft des Deutschen Atomforums e.V.
- [3] Weidlich, H.: Sicherheitstechnische Einbindung von Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Ereignisfolgen. „Vermeidung der Begrenzung von folgenschweren Ereignissen“. Teil 1: Untersuchungen und Maßnahmen innerhalb der Anlage. Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Köln, 12. und 13. Mai 1987

Anhang:

Vorgehen im Ausland zur Auswahl sicherheitstechnischer Maßnahmen

Es soll hier kurz aufgezeigt werden, welche wesentlichen praktischen Vorgehensweisen im Ausland zur Grenzziehung für die noch zu betrachtenden Zustände eingeschlagen wurden. Dabei wird nicht das theoretische Gedankengebäude (etwa zugestandene Dosisgrenzwerte, „Safety Goals“ u.ä.) vorgestellt, sondern es wird versucht, die Kriterien zu nennen, anhand derer in der praktischen Anwendung die Grenzziehung vorgenommen wird (siehe Tafel A 1)

Tafel A 1: Praktische Kriterien für die Grenzziehung der noch zu betrachtenden Zustände bei der Vorbereitung anlageninterner Notfallschutzmaßnahmen

Land	Kriterium/Grenzziehungsweise
USA	Relativer Vergleich anlagenspezifisch ermittelter Hauptrisikobeiträge zu anderen Anlagen
Frankreich	Typspezifisch ermittelte Häufigkeiten „unerwünschter Ereignisse“ werden mit fest vorgegebenen Häufigkeitsrahmenzahlen 10^{-7} (pro „Ereignisfamilie“), 10^{-6} (insgesamt) verglichen
Schweden	Auf dem Hintergrund durchgeführter anlagenspezifischer Risikostudien wurden „abdeckende“ Abläufe definiert

Aus der Tafel ist ersichtlich, daß

- es in diesen drei für die Kerntechnik wichtigen Ländern keine einheitliche Vorgehensweise gibt,
- aber in allen drei Ländern Häufigkeits- bzw. Risikoüberlegungen die entscheidende Rolle bei der Auswahl zu betrachtender Anlagenzustände spielen,
- sowohl Anlagenzustände (bzw. Referenzabläufe) vor einem Kernschmelzen als auch während/nach Kernschmelzen erfaßt werden.

Um Mißverständnissen vorzubeugen, soll hier darauf hingewiesen werden, daß die hier genannten praktischen Entscheidungskriterien im Ausland sowohl solche Zustände (Abläufe) betreffen, die zum Teil im Rahmen der Anlagenauslegung berücksichtigt werden, als auch solche, die im Rahmen dessen berücksichtigt werden, was wir in Deutschland „anlageninterner Notfallschutz“ nennen. Ferner sei hier angeführt, daß die zugehörigen durchgeführten probabilistischen Analysen zur Bestimmung der Häufigkeiten oder des Risikos leider nicht direkt mit in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführten probabilistischen Untersuchungen vergleichbar sind (andere Daten, Rechenverfahren). Daher sind auch die im Ausland angegebenen Grenz- oder Vergleichswerte für Häufigkeiten unerwünschter Ereignisse nicht ohne weiteres in der Bundesrepublik Deutschland anwendbar.

Diskussion

E. Roth (RWE):

Herr Dr. Weidlich, eingangs haben Sie gesagt, daß Sie eine längere interne Diskussion über die Definition von Begriffen geführt und dann für diesen Vortrag die angegebenen Festlegungen getroffen haben. Ich möchte diesen Satz aus Ihrem Vortrag besonders hervorheben und darauf hinweisen, daß sowohl die von Ihnen gewählten Begriffe als auch der übrige Inhalt Ihres Vortrages so mit den Betreibern noch nicht diskutiert worden ist, zumindest nicht in meiner Gegenwart. In allen Diskussionen über schutzzielorientiertes Vorgehen, an denen ich beteiligt war, haben wir davon deutlich abweichende Begriffe und auch daraus resultierende Vorgehensweisen diskutiert. Auf Betreiberseite ist darüber auch schon weitgehend Einigung erzielt worden. Ich glaube, daß wir hier noch eine intensive Diskussion mit Ihnen vor uns haben, bis wir zu einer gemeinsamen Betrachtung kommen.

Ich möchte dies an zwei Beispielen verdeutlichen:

Erstens haben Sie unter anderem die beiden Schutzziele „Kernkühlung“ und „Wärmeabfuhr Primärkreis“ aufgeführt und Sie haben in Ihrer Tabelle über hypothetisch konstruierbare Kombinationen verletzter Schutzziele angegeben, daß, wenn das Schutzziel „Kernkühlung“ nicht verletzt und nicht gefährdet ist, das Schutzziel „Wärmeabfuhr Primärkreis“ verletzt ist oder eine Verletzung möglich ist. Ich kann mir keinen Fall vorstellen, bei dem die Kernkühlung gesichert funktioniert, die Wärmeabfuhr aus dem Primärkreis aber gestört ist. Inwieweit das nur an den von Ihnen gewählten und von mir ad hoc nicht voll durchschaubaren Definitionen liegt, oder ob hier tiefer liegende Meinungsverschiedenheiten hervortreten, kann ich so nicht beurteilen.

Zweitens sind wir auf Betreiberseite immer davon ausgegangen, daß Schutzziele so definiert werden, daß immer dann, wenn alle Schutzziele eingehalten sind, die Anlage sich auch sicher in einem auslegungsgemäßen und sicherheitstechnisch unbedenklichen Zustand befindet. Sie haben nun in Ihren Schutzzielen auch Zustände mit geschmolzenem Kern aufgenommen. Dies ist ein ganz gravierender Unterschied, der sich möglicherweise auf die gesamte Schutzzielphilosophie auswirkt und der mit Sicherheit noch ausführlicher Diskussion bedarf.

Ich möchte nochmals klarstellen, daß dies nur zwei grob herausgegriffene Beispiele waren, und die Notwendigkeit der ausführlichen Diskussion auch für viele andere Punkte gilt.

Untersuchungen über Eingriffsmöglichkeiten bei Störfällen mit Ausfall von Sicherheitsfunktionen

Von E. J. Kersting¹⁾

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag beschreibt für unvorhergesehene Ereignisse mit Ausfall von Sicherheitssystemen technische Notfallmaßnahmen zur Verhinderung von Kernschäden sowie Aspekte ihrer Wirksamkeit.

Das Anwendungsspektrum derartiger Maßnahmen und die Randbedingungen für die Durchführung werden einleitend diskutiert. Danach wird auf die Machbarkeit und Wirksamkeit ausgewählter Eingriffsmöglichkeiten bei DWR und SWR eingegangen. Ausführlicher wird dabei über sekundärseitige Ersatzmaßnahmen sowie über primärseitige Möglichkeiten zur Druckentlastung des DWR-Primärkreises und deren Analyse mit Hilfe von „best estimate“ Rechenodes berichtet.

Die Untersuchungen zeigen, daß die deutschen Leichtwasserreaktoren ein großes Sicherheitspotential besitzen und vorhandene Systeme flexibel zur Beherrschung auslegung-überschreitender Ereignisse eingesetzt werden können.

Abstract

The following contribution describes for unforeseen events with the failure of safety systems technical measures to prevent accident situations as well as aspects of their efficiency.

The spectrum of the application of those measures and the boundary conditions for their performances will be initially discussed. Later, an assessment will be made on the feasibility and effectiveness of selected possibilities of interventions for both PWR and BWR. Detailed descriptions will be given about substitutional measures (Bleed and Feed) on the secondary and on the primary side. Investigations revealed, that the German LWR's possess great safety potentials by flexible application of the existing systems for controlling of events exceeding the design basis.

Einführung in die Problematik

Kernkraftwerke sind mit umfassenden und zuverlässigen Sicherheitseinrichtungen ausgestattet, die bei Störfällen Schäden am Reaktorkern verhindern und den sicheren Ein-schluß radioaktiver Stoffe gewährleisten.

Jenseits dieses Bereichs der Störungen und Störfälle, gegen die die Anlagen durchgehend ausgelegt werden müssen, verbleibt ein Bereich von Ereignisabläufen, die bei der Auslegung nicht berücksichtigt werden, zum Beispiel weil ihr Eintreten als extrem unwahrscheinlich bewertet wird. Zu solchen Abläufen kommt es immer dann, wenn die zur Beherrschung eines Ereignisses notwendigen Sicherheitsfunktionen langfristig ausfallen. So ist zum Beispiel ein Kernschmelzunfall nur möglich, wenn bei einem Störfall über längere Zeit der vollständige Ausfall aller Nachkühlsysteme bzw. der vollständige Ausfall der Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkern unterstellt wird.

¹⁾ Dipl.-Ing. Edmund J. Kersting, Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Köln

Ursachen für derartige Ereignisabläufe können unter anderem sein:

- nicht mehr betrachtete Mehrfachausfälle von Systemen und Komponenten,
- verspätete oder ausbleibende Erkennung einer Abweichung vom auslegungsgemäßen Ereignisablauf,
- menschliches Fehlverhalten, wie Fehldiagnosen oder fehlerhafte Eingriffe vor oder während des Ereignisses,
- Kombinationen.

M. Simon hat in seinem Beitrag Beispiele aufgezeigt, bei denen derartige Ursachen zwar vorlagen, die Anlagen diese aber aufgrund ihrer vorhandenen Reserven auch schon ohne wesentliche zusätzliche Eingriffe tolerierten. Konsequenterweise bietet es sich an, diese Reserven auch für solche Fälle auszuloten, bei denen die notwendigen Sicherheitsfunktionen zur Störfallbeherrschung zunächst nicht mehr gegeben sind und weitere Maßnahmen erforderlich werden. Daraus resultierende Konzepte und Maßnahmen zur Beherrschung oder Begrenzung der Folgen von Ereignissen, die bei der Anlagenauslegung nicht explizit berücksichtigt wurden, werden international unter dem Begriff „Accident Management“ untersucht und diskutiert. Hierfür wird in der Bundesrepublik auch der Begriff des anlageninternen Notfallschutzes verwendet.

Unter „Accident Management“ verstehen wir die Gesamtheit der Maßnahmen, die in einer Anlage ergriffen werden, um auslegungsgemäß nicht explizit vorgesehene Anlagenzustände oder Ereignisabläufe möglichst frühzeitig zu erkennen, zu kontrollieren und mit möglichst geringen Schäden innerhalb und außerhalb der Anlage zu beherrschen.

Dabei ergibt sich folgende Differenzierung:

Maßnahmen zur Vermeidung von Schäden am Reaktorkern (Prevention)

Wegen der meist relativ langsamen Entwicklung eines Ereignisses bis zum Auftreten einer gravierenden Kernschädigung besteht prinzipiell die Möglichkeit zur Erkennung und Diagnose des Anlagenzustandes sowie für sicherheitsgerichtete Eingriffe, zum Beispiel Durchführung von Ersatz- und Hilfsmaßnahmen mit noch oder wieder verfügbaren Betriebs- oder Sicherheitssystemen. Diese Maßnahmen können dazu führen, daß auch bei einem Systemversagen, das bei der Auslegung nicht berücksichtigt wurde, eine Fortentwicklung des Ereignisses zu einem schweren Störfall hin verhindert wird. Daraus ergibt sich die besondere Bedeutung der Maßnahmen in diesem präventiven Bereich.

Maßnahmen zur Begrenzung der Folgen von Kernschmelzunfällen (Mitigation)

Sollten Maßnahmen zur Sicherstellung einer ausreichenden Nachwärmeabfuhr nicht greifen oder unterbleiben, so kann es nachfolgend zu Kernschmelzen kommen. Auch in diesem Extremfall können noch Maßnahmen zur Begrenzung der Unfallfolgen in Betracht gezogen werden. Das Ziel von schadensmindernden Maßnahmen sollte letztendlich die Gewährleistung der Integrität des Sicherheitseinschlusses sein, zumindest jedoch soll eine unkontrollierte Freisetzung minimiert werden.

Dieser Beitrag beschränkt sich auf die beispielhafte Darstellung präventiver Maßnahmen und ihrer Wirksamkeit.

Ausgangsbedingungen für den internen Notfallschutz

Ansatzpunkte für die Untersuchungen zum anlageninternen Notfallschutz sind die folgenden:

- Mit der Auslegung eines Kernkraftwerkes gegen Störungen und Störfälle werden Sicherheitsreserven geschaffen, die im allgemeinen größer sind, als sie bei Analysen für das atomrechtliche Genehmigungsverfahren unterstellt bzw. ausgewiesen werden.

Tafel 1: Mindestanforderungen an die Systemfunktionen zur Nachwärmabfuhr bei Lecks in einer primärkühlmittelführenden Leitung

Kühlmittelverlustrstofffall	Leck Querschnitt [cm ²]	Systemfunktionen					Speisewasservers.	
		HD-System	Druckspeicher	ND-System Fluten	ND-System Sumpfbetr.	Zul. Abfahrverzögerung d. Sekundärseite (min)	Anzahl Systeme	Zul. Verz. f. Bespeis.
Großes Leck	500	—	—	1	1	∞	—	∞
	200 – 500 300 – 500	1 —	— 2	1 1	1 1	∞	—	∞
Kleines Leck	80 – 200	3 od. 4	—	2	2	∞	—	∞
		2 1	— —	1 1	1 1	60 30	—	120 90
	50 – 80	2 1	— 3	1 1	1 1	60 60	1 HSW	120 120
		1 1	— —	1 1	1 1	30	oder 2 NSW	90 120
25 – 50	2 1	— —	1 1	1 1	90 60	2 NSW	120 90	
	1 1	— —	1 1	1 1	60 60	Verzrg.	60 60	
2 – 25	— — — —	1 1	— —	1 1	1 1	60 (1 ARV)* 120 (2 ARV)*	1 NSW " " " "	60 60
		— 1	— —	1 1	1 1	30 (2 ARV)* 60 (1 ARV)*		60 30
		1 1	— —	1 1	1 1	120 (2 ARV)* 30 (2 ARV)*		30 30
		— —	— —	1 1	1 1	60 (1 ARV)* 120 (2 ARV)*		30 30

HSW: Hauptspeisewassersystem

NSW: Notspeisewassersystem

ARV: Abblasregelventil

*) Alternativ zu einem ARV können 3 v 4 15% - SIV herangezogen werden

- Die Anlagen besitzen ein sicherheitstechnisches Potential zur Beendigung oder Milderung auslegungüberschreitender Ereignisabläufe, das teilweise erst durch geeignete Ersatz- oder Hilfsmaßnahmen wirksam wird.
- Das Anlagenpersonal hat in der Regel Zeit und die Möglichkeit, durch den flexiblen oder unkonventionellen Einsatz vorhandener Einrichtungen des Betriebs- oder Sicherheitssystems nicht auslegungsgemäße Anlagenzustände oder Ereignisabläufe sicherheitsgerichtet zu beeinflussen.

Die Planung wirksamer Eingriffe setzt die Kenntnis realistischer Randbedingungen voraus. Von Bedeutung ist dabei die Mindestanzahl der benötigten Sicherheitssysteme zur Beherrschung von Ereignisabläufen und die zur Verfügung stehende Zeit für Eingriffe.

Eine Reihe durchgeführter Analysen hat gezeigt, daß schwere Kernschäden und insbesondere Kernschmelzen tatsächlich mit weitaus weniger Sicherheitssystemen verhindert werden können als unter den konservativen Ansätzen des Genehmigungsverfahrens ermittelt.

Die Ergebnisse solcher Analysen für einen Druckwasserreaktor mit 1300 MW elektrischer Leistung sind in Tafel 1 dargestellt.

Wie aus Tafel 1 ersichtlich, reicht für das gesamte Leckspektrum ein Hochdruck (HD)- und ein Niederdruck (ND)-Strang aus [1], wobei die HD-Einspeisung allerdings über weite Leckbereiche erforderlich ist. Die Druckspeicher, die zum schnellen Wiederauffüllen des Reaktordruckbehälters bei mittleren und großen Brüchen dienen, sind dort nicht erforderlich, um ein Kernschmelzen zu verhindern.

Darüber hinaus sind zum Teil erhebliche Verzögerungszeiten hinsichtlich des Wirkungsbegins von Sicherheitssystemen tolerierbar (Bild 1).

So stehen zum Beispiel bei einem 10 cm^2 -Leck im Primärkreis, einem Abfahrgradienten von 100 K/h bei nur einer HD-Pumpe etwa $3,5 \text{ h}$ zur Verfügung, bevor der Abfahrvorgang auf der Sekundärseite eingeleitet werden muß. Bei Verfügbarkeit von zwei HD-Pumpen verlängert sich die Toleranzzeit bis auf etwa 5 h .

Ferner kann davon ausgegangen werden, daß selbst nach dem Auftreten gravierender Kernschäden ein vollständiges Kernschmelzen noch durch eine verspätete Kühlmittelzufuhr verhindert werden kann (Beispiel: TMI-2).

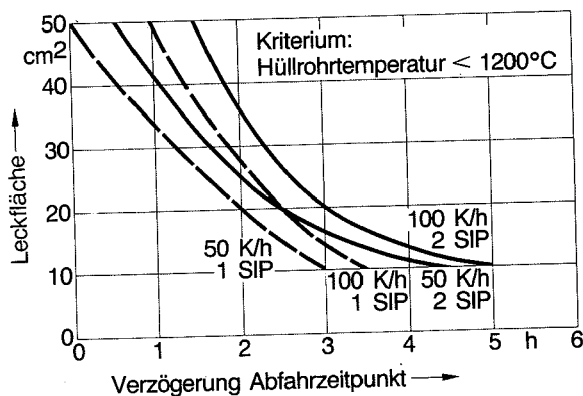


Bild 1: Zulässige Verzögerung für sekundärseitiges Abfahren

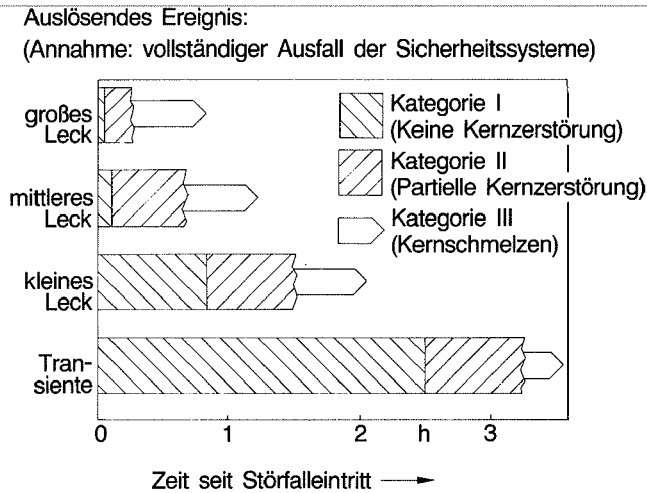


Bild 2: Zeiten für Eingriffsmöglichkeiten bei DWR

Es erscheint deshalb sinnvoll, bei Ereignisabläufen prinzipiell zwischen drei Kategorien, klassifiziert nach Kernschäden, zu unterscheiden.

In Bild 2 sind für Leckstörfälle und Transienten bei einem DWR die Zeiten bis zum Erreichen verschiedener markanter Kernzustände unter der Annahme eines totalen Ausfalls aller Notkühlsysteme dargestellt.

Mit Kategorie I wird dabei der Bereich mit Hüllrohrtemperaturen unter 1200°C bezeichnet. In diesem Bereich werden nur wenige Hüllrohre bersten und Spaltprodukte aus dem Gasraum freisetzen.

In der Kategorie II kommt es zu einer Teilzerstörung des Kerns mit schon beträchtlicher Freisetzung von Spaltprodukten.

In der Kategorie III ist der Bereich des unkontrollierten Kernschmelzens erreicht.

Für den SWR sind in den letzten Jahren nicht so umfangreiche Analysen derartiger Szenarien durchgeführt worden, wie für Druckwasserreaktoren. Nach dem Unfall in Tschernobyl wurden jedoch schon geplante Arbeiten zum SWR vorgezogen. Die ersten Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigen, daß bei Siedewasserreaktoren ebenfalls beträchtliche Sicherheitsreserven und Eingriffsmöglichkeiten zur Verhinderung von Kernschäden bestehen.

So ist es zum Beispiel bei Kühlmittelverluststörfällen (KMV) und bestimmten Transienten zur Verhinderung von größeren Kernschäden ausreichend, wenn eins von elf Druckentlastungsventilen öffnet und eine Niederdruckeinspeisepumpe in den Reaktordruckbehälter (RDB) einspeist. Bei Anlagen der Baulinie 69 (zum Beispiel KKW Krümmel) ist bei KMV-Störfällen längerfristig der Betrieb eines Systems der Sumpfrückförderung aus der Bodenwanne erforderlich. Je nach Leckgröße stehen mehrere Stunden, zum Beispiel beim 44-cm^2 -Leck im Boden bis zu 30 h für die Wiederherstellung der Sumpfrückförderung zur Verfügung. Für die Inbetriebnahme der Nachkühlketten zur Kühlung der Kondensationskammer (KK) kann bei transienten Ereignissen unter Ausnutzung der großen Speicherkapazität der KK eine Verzögerungszeit von etwa 20 h toleriert werden.

Präventive Accident-Management-Maßnahmen

Über präventive Accident-Management (AM)-Maßnahmen wird zwar heute nach Tschernobyl besonders intensiv nachgedacht, jedoch sind uns aus der Auswertung der Betriebserfahrungen Fälle bekannt, bei denen Accident-Management-ähnliche Maßnahmen praktiziert wurden. So wurde zum Beispiel in einem DWR zur Notnachspeisung als AM-Maßnahme das Feuerlöschnetz erfolgreich herangezogen. In diesem Fall waren die Ursachen und Folgen für die Betriebsmannschaft so deutlich, daß sie in der zur Verfügung stehenden Zeit pragmatisch auf diese Möglichkeit zurückgreifen konnte. Jedoch muß dies nicht immer so klar überschaubar sein, so daß ein systematischer Ansatz, wie er heute weltweit durchgeführt wird, nur folgerichtig erscheint.

Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, daß in dem erwähnten Fall die Systemtechnik inzwischen so geändert wurde, daß ein derartiges Ereignis nicht mehr eintreten kann.

Wie in dem vorangegangenen Beitrag von H. Weidlich ausführlich dargelegt wurde, sollte ein systematischer Ansatz für die erweiterte Störfallbehandlung und die Einbindung von AM-Maßnahmen auf der schutzzielorientierten Vorgehensweise basieren.

Hinsichtlich dieser Vorgehensweise haben präventive Maßnahmen das Ziel, die Funktion der Kernkühlung sicherzustellen.

Das Konzept der Energieabfuhr bei Druckwasserreaktoren basiert bei allen transienten Ereignissen und bei kleinen Lecks im Primärkreis darauf, daß die Wärmeabfuhr über die Sekundärseite erfolgt. Daher haben die sekundärseitigen Systemfunktionen zur Beherrschung von derartigen Ereignissen einen besonders hohen sicherheitstechnischen Stellenwert. Für den Fall des Ausfalls der sekundärseitigen Systeme sollten daher alternative Möglichkeiten der Nachwärmeabfuhr zur Verfügung stehen.

Hierzu werden zahlreiche sekundär- und primärseitige AM-Maßnahmen diskutiert. Dabei kommen aber sekundärseitige Notfallmaßnahmen vorrangig für alle Ereignisse mit Ausfall

Tafel 2: Sekundärseitige Maßnahmen bei DWR-Anlagen

Sekundärseitige Maßnahmen zur Sicherung des Schutzzieles Kernkühlung bei transienten Ereignissen mit Ausfall der sekundärseitigen Notbespeisung:

1. sekundärseitige schnelle Druckentlastung über Abblasestationen bzw. Öffnen von FD-SIV
2. DE-Bespeisung aus Speisewasserbehälter mit Hilfe von Stützdampf
3. DE-Bespeisung mit
 - Deionatummwälzpumpen
 - Feuerlöschsystem
 - mobilen Pumpen
4. Nutzung der Wasservorräte
 - Deionatbehälter
 - Kühlturmtassen
 - Tankwagen
 - Fluß
5. Nutzung der Verbindungsleitungen zwischen den Notspeisesträngen zwecks Erhöhung der Flexibilität bei der DE-Bespeisung
6. Wärmeabfuhr über Stützdampfleitung und Speisewasserbehälter in die Umgebung
7. Wärmeabfuhr über das Hilfsdampfsystem
8. Sekundärseitige Druckentlastung über Abschlämmeleitung oder Abblasen über Notspeiseturbine (bei älteren Anlagen) zwecks Verhinderung einer Deionat-Strahlenbildung im Primärkreis (relevant bei DE-Heizrohrleck)

Tafel 3: Primärseitige Maßnahmen bei DWR-Anlagen

- HD-Sumpfbetrieb mit ND-Pumpen als Vorpumpen
- Nutzung der Notnachkühlpumpen bei Ausfall der Nachkühlpumpen
- Nutzung von Borwasservorräten in Flutbehältern nicht verfügbarer HD-Stränge; Umpumpen mit Gebäudesprühpumpen möglich (zum Beispiel Biblis-B)
- Kühlmittleinspeisung mit Borierpumpen, mobilen Pumpen
- Druckentlastung und Wärmeabfuhr über DH-Abblasesystem und Einspeisung mit Sicherheitseinspeisepumpen (Bleed and Feed)
- Zuschalten der Hauptkühlmittelpumpen auch unter unzureichenden Zulauf-Bedingungen (zum Beispiel zwecks Milderung von Thermoschockbelastungen)

der sekundärseitigen Wärmeabfuhr in Betracht. Erst bei Versagen der notwendigen Handmaßnahmen oder Unwirksamkeit der sekundärseitigen Maßnahmen sollte auf primärseitige Notfallmaßnahmen (zum Beispiel primär Bleed und Feed) übergegangen werden. Diese Strategie ist deshalb sinnvoll, da deutsche DWR-Anlagen bei derartigen schweren Störfällen (zum Beispiel Station Blackout) nur sehr geringe primärseitige Leckagen aufweisen. Wegen der besonderen Auslegung der Hauptkühlmittelpumpendichtung bleiben die unvermeidbaren Leckagen im Stillstand auf etwa 10 bis 120 kg/h begrenzt. Die Primärseite kann somit über viele Stunden gefüllt gehalten werden.

Von den vielen diskutierten Maßnahmen (Tafel 2 und 3) werden Beispiele ausgewählt, auf die anschließend noch näher eingegangen wird.

Für die Mehrzahl der Ereignisse, die bei SWR zum Kernschmelzen führen können, stehen für Eingriffsmöglichkeiten überwiegend erhebliche Zeiten und eine Vielzahl von Sicherheits- und Betriebssystemen zur Verfügung. Die Kondensationskammer (KK) und die Sicherheits- und Entlastungsventile sind von entscheidender sicherheitstechnischer Bedeutung, da von der Wasservorlage der KK über viele Stunden die Nachwärme aufgenommen werden kann. Nach erfolgter Druckentlastung des RDB bestehen vielfältige Möglichkeiten, das Kühlmittelinventar aus internen wie auch externen Quellen sicherzustellen. Auch hier befinden sich einige Maßnahmen zur Zeit in Diskussion (Tafel 4). Ausgewählte Maßnahmen werden nachfolgend noch näher behandelt.

Wirksamkeit ausgewählter präventiver Maßnahmen bei DWR

Sekundärseitige Notfallmaßnahme „Bleed and Feed“:

Im Falle des Ausfalls der sekundärseitigen Wärmeabfuhr (zum Beispiel durch Ausfall der gesamten Drehstromversorgung (Station Blackout)) kann das „sek. Bleed and Feed“ als eine zweckmäßige Maßnahme angesehen werden. Hierunter versteht man die schnelle Druckentlastung von zwei ausgetrockneten Dampferzeugern bis auf etwa 2 bis 3 bar durch Öffnen von Abblaseregelventilen und eine daran anschließende Bespeisung bei niedrigem Druck. Diese kann sowohl durch Nutzung der Druckspeichereigenschaft des Speisewasserbehälters auf weitgehend passiver Weise oder durch Pumpen niedriger Förderhöhe (zum Beispiel Feuerlöschpumpen) erfolgen. Bei Anlagen mit einem niedrigen Betriebsdruck des Speisewasserbehälters könnte über die Stützdampfleitung der Speisewasserbehälter vorher bis auf einen Druck wenig unterhalb des Ansprechwertes seines Sicherheitsventiles aufgeladen werden.

Hier ist darauf hinzuweisen, daß bei neueren Anlagen aus Überlegungen zum Werkstoff- und Festigkeitsverhalten der Speisewasserbehälter-Betriebsdruck niedriger gehalten wird.

Als „Handmaßnahmen“ sind zusätzlich noch das Verfahren der Speisewasser-Regelventile (Schwach- oder Hauptlastregelventile) und sonstiger während der Transiente zugelaufener

Tafel 4: Präventive Maßnahmen bei SWR

- Sicherung der Stromversorgung durch Einsatz von Pumpspeicher- oder Laufwasserkraftwerken
 - Anschluß der Hilfsantriebe des dampfgetriebenen Einspeisesystems (TJ) an die batterieversorgte Wechselspannung; somit ist Betrieb des Einspeisesystems bei Ausfall der Notstromversorgung möglich.
 - Verhinderung der Auslösung des Zwangsdruckabbaus bei einer Kond.-Kammer-Temperatur größer 55°C .
Bei Ausfall der Nachwärmeabfuhr aus der Kond.-Kammer könnte dann weiterhin mit dem dampfturbinengetriebenen Einspeisesystem TJ der Reaktorfüllstand gehalten werden.
 - Nutzung des Speisewasserbehälterinhalts (250 m^3 ; 10 bar) „Druckspeicherbetrieb“ möglich.
 - Ansteuerung der Saugarmatur für das Flutsystem TK aus dem Sumpf des Sicherheitsbehälters vom Reaktorschutz.
- Weitere Erhöhung der Redundanz der Rückfördersysteme
- Druckentlasten des RDB über Hilfsdampfleitung über Speisewasserbehälter zum Kondensator
 - Druckentlasten des Sicherheitsbehälters zwecks Nachwärmeabfuhr aus DAS
 - Einsatz des Nachspeisesystems bei niedrigem Druck
 - Füllstandshaltung im RDB mit dem Steuerstabspülwassersystem (Öffnen Regelarmatur erforderlich)
 - Einsatz Dichtungssperrwassersystem für RDB-Einspeisung (Absperrung ist aufzuheben)
 - Einsatz der RDB-Saugleitung zum Nachkühlstrang zwecks Abfahrkühlen bei niedrigem RDB-Füllstand
 - RDB-Füllstandshaltung mit Deionatfeuerlöschsystem und Feuerlöschpumpen (Schlauchverbindungen erforderlich)
 - RDB-Einspeisung mit Deionatpumpen
 - RDB-Einspeisung mit dem Lagerbeckenkühlsystem
 - Auffüllen Lagerbecken und Deionatbehälter über Trinkwassernetz oder Feuerlöschsysteme
 - RDB-Einspeisung mit unabhängigem Notstandssystem
 - Nachwärmeabfuhr bei Kühlmittelverluststörfällen mit dem SHB-Rückfördersystem (TZ)
 - Nachwärmeabfuhr im Bypass zur Kond.-Kammer über Druckkammer-Sprühsystem mit dem TZ-System
 - Spez. Fahrweisen mit kontrolliert abgesenktem Füllstand und Ausnutzung des Void-Effektes (neg. Reaktivitätskoeff.) zwecks Leistungsreduzierung bei ATWS.

Armaturen erforderlich, damit Speisewasser in die Dampferzeuger gelangen kann. Als Nutzinhalt im Speisewasserbehälter stehen etwa 320 t (Mg) Sattwasser zur Verfügung. Nach ersten Abschätzungen könnte hierdurch die Kernkühlung bei einem 1300-MW-DWR für weitere 3 bis 4 h gesichert werden. Detaillierte Analysen werden zur Zeit durchgeführt.

Die Dampferzeugerbespeisung könnte danach oder bei Mißlingen der Speisewassernutzung mit externen Pumpen (zum Beispiel Feuerlöschpumpen) erfolgen. Es können dabei sowohl anlageninterne (Deionatbehälter, Kühlturmtassen) wie auch externe Wasservorräte (zum Beispiel Fluß, Tankwagen, Trinkwassernetz) genutzt werden. Unsere Analyse [3] dieser Maßnahme – initiiert nach 2 h bei einem Station Blackout – mit dem Rechenprogramm DRUFAN ergab, daß die sekundärseitige Kaltwassereinspeisung auf der Primärseite eine Kondensation des Dampfes bewirkt und dadurch der Druck primärseitig absinkt und zum Schließen der DH-Ventile führt (Bild 3). Die Energieabfuhr erfolgt im sogenannten „Reflux Condenser Mode“, wobei der Kern durch ein zweiphasiges Gemisch gekühlt wird. Die Rechnungen zeigten, daß zu diesem Zeitpunkt eine Gesamteinspeiserate von etwa 30 kg/s für einen 1300-MW-DWR ausreichend sind.

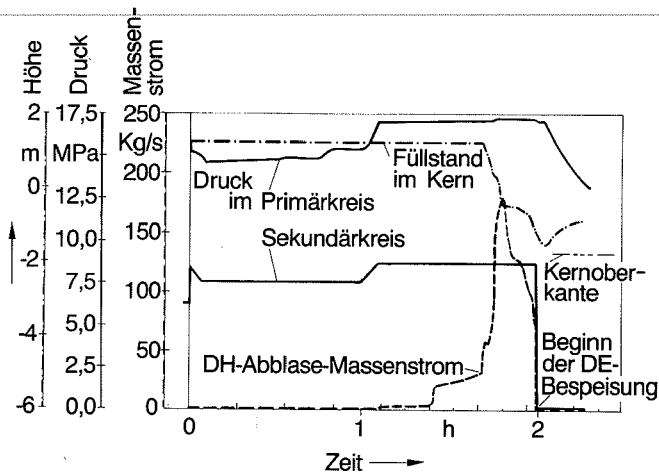


Bild 3: Notbespeisung der vier Dampferzeuger mit mobilen Pumpen nach 2 h beim Station Blackout

Primärseitige Notfallmaßnahme „Bleed and Feed“:

Man versteht darunter die gezielte Druckentlastung des Primärsystems durch Öffnen einer oder mehrerer Druckhalter (DH)-Abblaseventile („Bleed“) bei gleichzeitiger Bespeisung („Feed“) des Reaktorkühlkreislaufes. Neben der Druckentlastung, welche die Voraussetzung zum Wirksamwerden anderer Systeme ist, dient die Maßnahme der Nachwärmeabfuhr sowie der Vermeidung des Hochdruckkernschmelzpfades.

Primärseitige „Bleed and Feed“-Maßnahmen können bei folgenden Ereignissen, die zum HD-Pfad führen können, zur Anwendung kommen:

- alle transienten Ereignisse, bei denen der Ausfall der sekundärseitigen Wärmesenke postuliert wird,
- primärseitige Leckagen mit Ausfall der sekundärseitigen Wärmeabfuhr oder der Sicherheitseinspeisung bzw. der sekundären Wärmesenke und Sicherheitseinspeisung,
- DE-Heizrohrbrüche mit Ausfall der Druckhalter-Sprühung oder der sekundärseitigen Wärmesenke sowie bei Leckagen in allen DE.

Während der „Bleed and Feed“ Fahrweise wird die Nachwärme direkt vom Reaktorkühlkreislauf durch kontrollierte Kühlmittelabgabe über die DH-Abblaseventile abgeführt. Zur Erhaltung eines zur Kernkühlung ausreichenden Kühlmittelinventars muß der Kühlmittelverlust durch zum Beispiel die Sicherheitseinspeisepumpen ausgeglichen werden. Die Möglichkeit der Erhaltung einer ausreichenden Massenbilanz im Primärsystem ist abhängig von der Einspeisecharakteristik der Sicherheitseinspeisepumpen und der Abblasekapazität der DH-Ventile. Für die Energiebilanz ist die Energieabfuhrate über die DH-Ventile sowie die Leistung des Kerns von entscheidender Bedeutung.

Die Wirksamkeit verschiedener „Bleed and Feed“-Fahrweisen wurde auch experimentell nachgewiesen (zum Beispiel SEMISCALE-Test in Idaho (USA)).

Aus den in Bild 4 dargestellten druckabhängigen Einspeiseraten bei einem DWR geht deutlich der Nutzen einer Druckentlastung hervor. Das Volumenregelsystem ist bei hohem Druck nicht ausreichend, den Wasserverlust durch die Verdampfung infolge der Nachzerfallsleistung zu kompensieren. Es könnte lediglich eine Verzögerung der Kernfreilegung erfolgen. Der Druck muß daher auf unter 100 bar abgesenkt werden, um eine

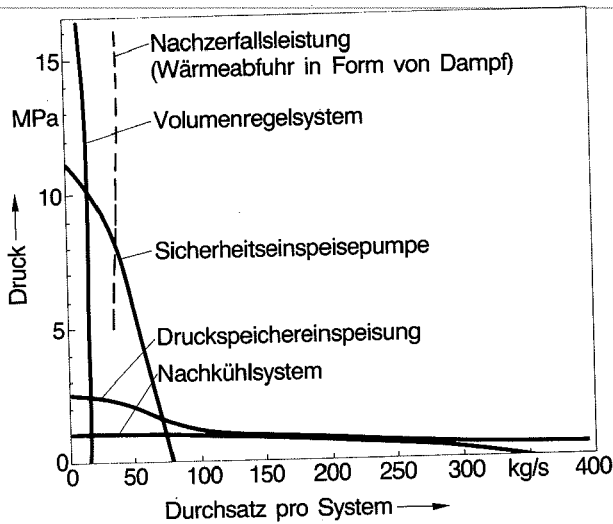


Bild 4: Einspeiseraten beim DWR

ausreichende Bespeisung sicherstellen zu können. Bei einem Totalausfall der Sicherheitseinspeisung (zum Beispiel infolge eines „Station Blackout“) muß der Druck weit unter den Ansprechdruck der Druckspeicher abgesenkt werden, um den Wasserinhalt in den Druckspeichern nutzen zu können.

Verschiedene „Bleed and Feed“-Fahrweisen unterschiedlicher Zielsetzungen sind von uns in letzter Zeit mit „best estimate“-Codes analysiert worden. In [4] ist eine frühzeitige (nach 30 min) Druckentlastung im Falle eines Ausfalls der sekundärseitigen Wärmeabfuhr untersucht worden. Ergebnis der Rechnung ist, daß der Kern zu keinem Zeitpunkt gefährdet ist, wenn ein Druckhalterabblaseventil geöffnet wird und nur eine Sicherheitseinspeisepumpe verfügbar ist. In [5] wurde die Nutzung der Druckspeicherinhalte im Falle eines „Station Blackout“ (Ausfall der Eigenbedarfsversorgung und Notstromdiesel) unter-

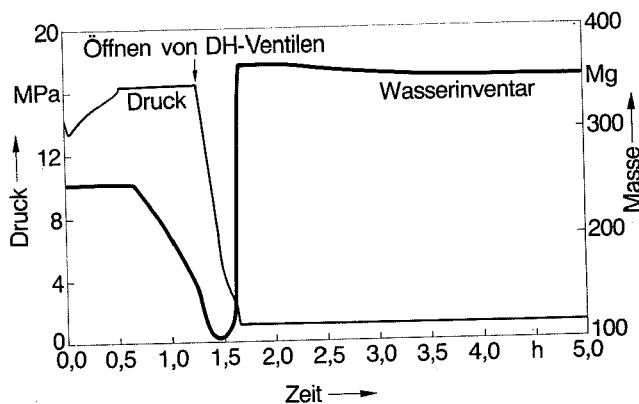


Bild 5: Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung beim DWR mit Accident-Management 1 HD, 1 ND

sucht. Die Analysen zeigten, daß auch bei einem sehr späten Öffnen (etwa 1,5 h) aller DH-Ventile Kernschmelzen verhindert werden kann.

Neuere Rechnungen [6] mit dem „Source Term Code Package“ (STCP) ergaben, daß bei einer späten Druckentlastung durch Öffnen von mehreren DH-Ventilen bei Einspeisen von nur einer Sicherheitseinspeisepumpe und allen Druckspeichern der Ansprechwert der Niederdrucksysteme erreicht werden kann (Bild 5). Der partiell entleerte Primärkreis wird innerhalb kurzer Zeit wieder vollständig geflutet. Danach könnte nach Schließen der DH-Ventile auf den Nachkühlbetrieb übergegangen werden, um die Nachwärme abzuführen. Bei Mißlingen dieser Maßnahme wäre prinzipiell der kombinierte Nachkühlbetrieb denkbar, wobei ein ND-System auf Leckageergänzung und ein anderes ND-System auf Kreislaufkühlung geschaltet wird.

Bild 6 zeigt für den gleichen Fall (Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung) jedoch mit postuliertem Versagen der HD- und ND-Systeme den Verlauf des Druckes und des Wasserinventars. Aufgrund der Druckentlastung kommt es zur Einspeisung der Druckspeicher und zur Wiederauffüllung des Primärkreises. Der Beginn des Kernschmelzens wird somit um etwa 4 h verzögert. Dieser Zeitgewinn könnte genutzt werden, um durch Notfallmaßnahmen eine langfristige Kühlmittleinspeisung im niedrigen Druckbereich sicherzustellen. Sollten auch diese Maßnahmen versagen, käme es zum Kernschmelzen bei niedrigem Druck und somit zu keiner Gefährdung des Sicherheitsbehälters aufgrund des RDB-Versagens.

Nicht nur bei Transienten ist obige Maßnahme als sinnvoll anzusehen, sondern auch für kleine Lecks im Primärkreis. So kann es zweckmäßig sein, bei Ausfall des 100-K/h-Abfahrens oder bei Unverfügbarkeit der Sicherheitseinspeisepumpen primärseitiges „Bleed and Feed“ einzusetzen, um wenigstens die Druckspeicher oder eventuell die Niederdrucksysteme zur Verhinderung des Kernschmelzens zu nutzen. Im Gegensatz zu Transienten reichen bei primärseitigen Lecks mit Systemausfällen sekundärseitige „Bleed and Feed“-Maßnahmen nicht mehr aus. Auch die zulässigen Verzögerungszeiten bis zum Einleiten der primärseitigen Druckentlastung sind wesentlich kürzer als bei Transienten, da diese durch die primärseitige Leckgröße und weniger durch die Ausdampfzeiten der Dampferzeuger bestimmt werden.

Weiterhin ist ein Öffnen der Druckhalterventile sinnvoll, wenn die Umschaltung auf den Sumpfbetrieb mißlingt und die sekundärseitige Kühlung ausgefallen ist sowie die Nachzerfallwärme im Druckbereich 10 bis 12 bar nicht über das Leck abgeführt werden kann.

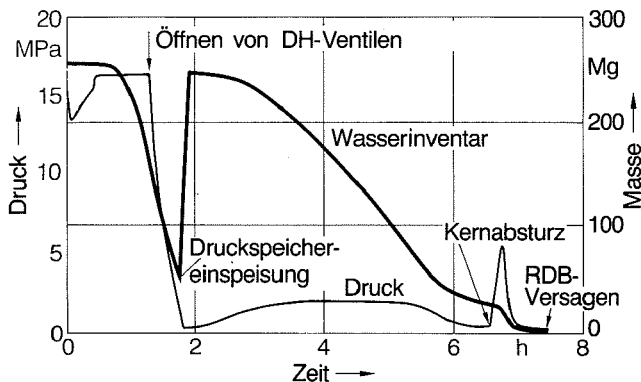


Bild 6: Nicht beherrschter Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung, Bleed an Feed (ohne SIP)

Das Volumenregelsystem könnte in einem solchen Fall zur Bespeisung des Primärkreises genutzt werden.

Um eine gesteuerte Druckentlastung des Primärkreises zu gewährleisten, muß die Funktionsfähigkeit der Sicherheits- und Abblaseventile auch bei Wasser- und Gemischausströmung sichergestellt werden. Ferner müssen die bei diesen Strömungsvorgängen auftretenden Belastungen abgetragen werden können sowie die Störfallfestigkeit der Ventiltriebe und der Instrumentierung gegeben sein.

Dem Kriterium zum Einleiten der „Feed and Bleed“-Maßnahme kommt entscheidende Bedeutung zu, um Fehlauflösung weitgehend auszuschließen. Zur Bestimmung dieses Kriteriums (zum Beispiel Kernaustrittstemperatur, RDB-Füllstand) werden zur Zeit noch Analysen durchgeführt.

Um das Druckspeicherwasser voll nutzen zu können und mit Pumpen niedriger Förderhöhe (ND-Pumpen), mobile Pumpen) den Primärkreis sicher wiederauffüllen zu können, ist nach derzeitigen Analysen zur Verhinderung von Kernschäden ein Abblasequerschnitt von 100 cm^2 für einen 1300-MW-DWR ausreichend. Wenn die Sicherheitsventile angesteuert werden könnten, stände ein solcher Querschnitt bei deutschen Anlagen zur Verfügung.

Die primärseitige Druckentlastung ist in deutschen Anlagen nach anlagenabhängig unterschiedlichen Umrüstmaßnahmen prinzipiell machbar und durchführbar.

Maßnahmen zur Beherrschung von DE-Heizrohrbrüchen

In Bild 7 sind die charakteristischen Füllstands- und Druckverläufe für Heizrohrbrüche mit unterschiedlichen Leckgrößen und Ausfall der DH-Sprühfunktion dargestellt. Ein Problem ergibt sich bei den DE-Heizrohrlecks dadurch, daß eine Anforderung der HD-Sicherheitseinspeisepumpen (zum Beispiel bei größeren Leckagen oder Ausfall des DH-Sprühsystems) zur Überspeisung des defekten Dampferzeugers und zu Folgeschäden in den Frischdampfleitungen bzw. Abblaseregul- bzw. Sicherheitsventilen führen kann.

Sollte ein FD-Leitungsbruch oder ein Versagen eines Sicherheitsventils in Offenstellung auftreten, könnte es ohne AM-Maßnahmen zum Kernschmelzen und zur Aktivitätsfreisetzung unter Umgehung des Sicherheitsbehälters kommen. Das notwendige Abschalten bzw. Herabsetzen der Förderhöhe der Sicherheitseinspeisepumpen (SIP) ist jedoch

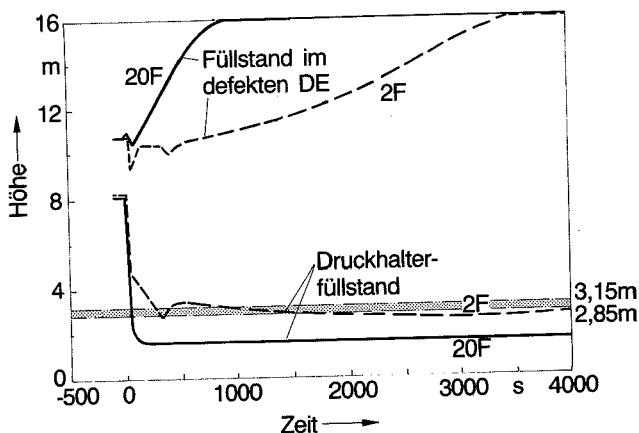


Bild 7: Füllstände im defekten DE und Druckhalter bei DE-Heizrohrbrüchen und Ausfall DH-Hilfs-sprühen

auslegungsgemäß bei den sogenannten Altanlagen nur bei ausreichend hohem Druckhalterfüllstand möglich. Dieses DH-Füllstands-niveau kann in der Regel nur bei Funktion des Druckhaltersprühsystems erreicht werden. Daher kommt der Funktion Druckhaltersprühen eine besondere sicherheitstechnische Bedeutung zu. Als Notfall-Maßnahme könnte das kurzzeitige Öffnen der Druckhalterabblaseventile oder der Entlüftungsventile angesehen werden, um den Wasserstand im Druckhalter wieder anzuheben. Auch wäre das betriebliche Sprühen für diesen speziellen Fall denkbar. Hierzu ist jedoch die Inbetriebnahme der Hauptkühlmittelpumpen erforderlich.

Aus Bild 7 ist ebenfalls ersichtlich, daß bei größeren DE-Heizrohrleckagen sehr wenig Zeit für Handmaßnahmen zur Verfügung steht. Daher wird es sinnvoll sein, die In- und Außerbetriebnahme der Sicherheitseinspeisepumpen abhängig vom Füllstand im RDB und im defekten Dampferzeuger zu automatisieren. Eine vorgesehene Nachrüstung der Altanlagen mit einer RDB-Füllstands-Meßeinrichtung würde diese Maßnahme ermöglichen.

Bei Vorliegen eines DE-Heizrohrbruches ist es notwendig, die Nachwärmeabfuhr über die intakten Dampferzeuger sicherzustellen. Sollte die sekundärseitige Wärmeabfuhr ausfallen oder eine Schädigung aller Dampferzeuger vorliegen, könnte die Nachwärmeabfuhr mit Hilfe der „Bleed and Feed“-Maßnahme sichergestellt und somit ein Hochdruck (HD)-Kernschmelzen verhindert werden.

Ausgewählte Accident-Management-Maßnahmen zur Sicherstellung der Not- und Nachkühlung bei SWR-Anlagen

Die Vielzahl von Einspeisemöglichkeiten in den RDB bzw. Sicherheitsbehälter (SB) bei einer SWR-Anlage (Beispiel: KKW Krümmel) sind in Bild 8 schematisch dargestellt. Man erkennt, daß selbst bei Ausfall aller Sicherheitssysteme noch verfügbare Betriebssysteme

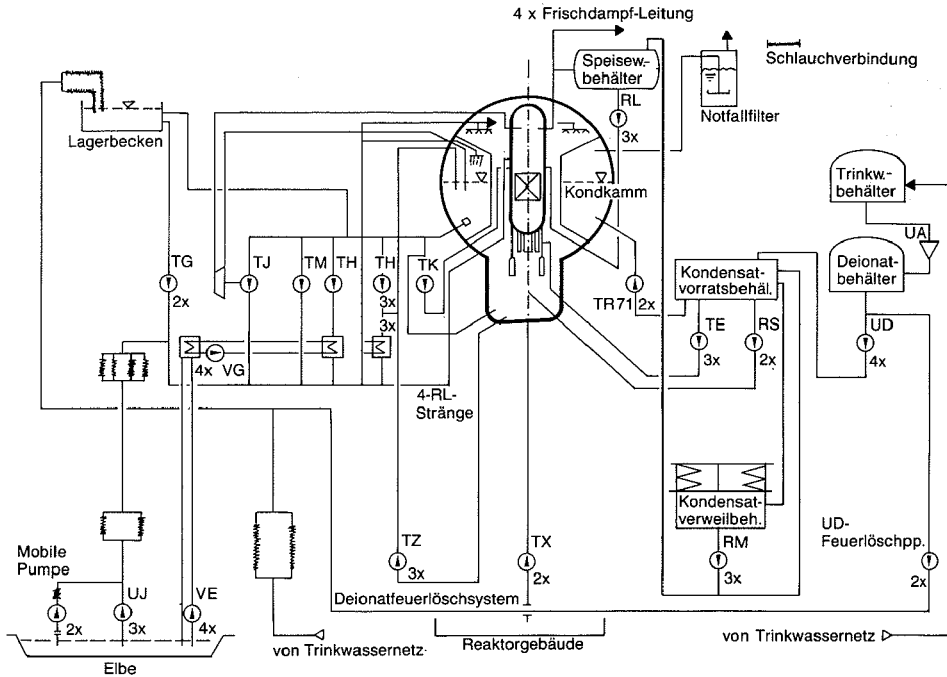


Bild 8: Einspeisemöglichkeiten beim Kernkraftwerk Krümmel

oder Feuerlöschsysteme genutzt werden können. So wäre es möglich, bis zu hohen Drücken mit dem Steuerstabspülwasser- und Dichtungssperrwassersystem den RDB zu bespeisen. Jedoch stehen im niedrigen Druckbereich wesentlich mehr Einspeisesysteme zur Verfügung. Unterhalb 10 bar könnte der Speisewasserbehälter wie ein Druckspeicher wirksam werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, mit den zwei Lagerbeckenkühlpumpen über die Nachkühlstränge (TH) in den RDB bez. SB einzuspeisen. Als Notfallmaßnahme wäre die Einspeisung mit den zwei Deionat-Feuerlöschpumpen, mit den drei UJ-Feuerlöschpumpen bzw. mobilen Pumpen sowie mit dem Trinkwassernetz möglich (Kapazität/Pumpe etwa 60 kg/s). Die UJ- und mobilen Pumpen saugen dabei Elbwasser an. Die Nutzung der Feuerlöschsysteme und des Trinkwassersystems setzt jedoch die Herstellung notwendiger Schlauchverbindungen voraus (s. Bild 8). Durch diese Notfallmaßnahmen können sowohl alle transienten Ereignisse wie auch die meisten Kühlmittelverluststörfälle beherrscht werden. Weitergehende Analysen werden zur Zeit noch durchgeführt.

Obige Beispiele zeigen deutlich, daß der Ausfall der Einspeisefunktion bei einem SWR als extrem unwahrscheinlich bezeichnet werden muß. Die Nachwärmeabfuhr erfolgt bei vielen Ereignissen über die Kondensationskammer. Sollte die Kondensationskammer-Kühlung für längere Zeit ausgefallen sein, besteht die Möglichkeit, über das vorgesehene SB-Druckentlastungssystem die Nachwärme in Form von Dampf in die Umgebung abzuführen. Durch diese Maßnahme wird gleichzeitig ein Überdruckversagen des SB verhindert.

Das SB-Druckentlastungssystem besteht aus einer über zwei Klappen absperrbaren Druckentlastungsleitung mit nachgeschalteter Filtereinheit und schließt an das Spülluftsystem an, das mit dem Luftraum der Kondensationskammer verbunden ist. Die Absperrklappen sind von der Warte aus zu betätigen und können auch bei Eigenbedarfsausfall mit Ausfall der Notstromdiesel von Hand geöffnet werden. Die Filtereinheit besteht aus einem Venturiwäscher mit nachgeschalteten Metallfaservor- und -nachfiltern. Die Druckentlastungsleitung endet auf dem Dach des Reaktorgebäudes und ist inertisiert.

Zukünftig werden alle SWR-Sicherheitsbehälter mit Stickstoff inertisiert, um die Bildung detonativer Gemische bei Ereignissen mit längerfristiger Kernaufheizung zu verhindern. Die Inertisierung der SB ist demnach als eine präventive Maßnahme zur Gewährleistung der SB-Integrität anzusehen.

Anhand einer „Station Blackout“-Transiente soll die Wirksamkeit verschiedener Maßnahmen erläutert werden. In Bild 9 sind die Ergebnisse (Wasserstand im RDB) von unseren Rechnungen mit dem Programm DRUFAN für die Anlage Krümmel (KKK) dargestellt. Geht man davon aus, daß etwa 12 min nach Störfalleintritt der Kern aufgrund

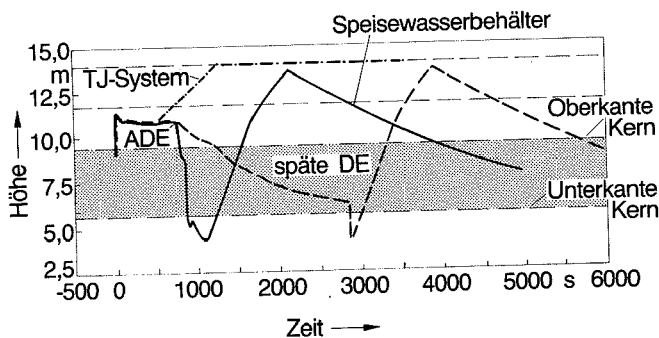


Bild 9: SWR (KKK)-Station Blackout, Wasserstand im Reaktordruckbehälter

fehlender RDB-Einspeisung und Kühlmittelverlust durch die automatische Druckentlastung (ADE) trockengelegt ist, wäre nach 30 min mit dem Beginn des Kernschmelzens zu rechnen. Inzwischen wurde das dampfgetriebene Hochdruckeinspeisesystem (TJ) so umgerüstet, daß seine sämtlichen elektrischen Verbraucher von den batteriegepufferten Systemen versorgt werden. Daher steht die TJ-Einspeisung auch beim „Station Blackout“ zur Verfügung. Ferner kann durch eine Handmaßnahme „Verhindern des Zwangsdruckabbaus bei Kondensationskammerwassertemperatur 55 °C“ zusätzlich Zeit gewonnen werden. Selbst dann, wenn diese Maßnahme nicht ergriffen wird, sorgt die ohne aktive Maßnahmen erfolgende Einspeisung des Speisewasserbehälterinventars bei Erreichen niedriger Drücke im RDB für einen zusätzlichen Zeitgewinn (von 2 bis 3 h). Insgesamt stehen nach unseren Analysen unter Berücksichtigung der Funktionsfähigkeit des TJ-Systems und des Speisewasserbehälterinventars etwa 5 h bis zum Ende der Ausdampfung bis Kernunterkante zur Verfügung. Diese Zeit ist ausreichend, um entweder die Energieversorgung über das Fremdnetz, über instandgesetzte Notstromdiesel oder über das nahegelegene Pumpspeicherwerk wiederherzustellen. Ferner ist es möglich, in diesen 5 h durch Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes verschiedene Möglichkeiten zur Bespeisung des RDB und des Sicherheitsbehälters unabhängig von der Notstromversorgung des Kernkraftwerkes vorzunehmen und unter Zuhilfenahme der SB-Druckentlastung die Anlage in einen langfristig stabilen Zustand zu überführen.

Zusammenfassung

In der Bundesrepublik Deutschland erfolgen umfassende Untersuchungen zu möglichen Notfallmaßnahmen. Aus den dargestellten Zwischenergebnissen des präventiven Teils der „Accident-Management“-Analyse ergibt sich, daß aufgrund des Sicherheitspotentials der Kernkraftwerke und der dem Personal in großem Umfang zur Verfügung stehenden Maßnahmen bei Ausfall von Sicherheitseinrichtungen Kernschmelzen verhindert werden kann. Insbesondere können auslegungsüberschreitende Ereignisse durch den flexiblen Einsatz vorhandener Systeme und Komponenten beherrscht werden. Durch die Implementierung von präventiven Accident-Management-Maßnahmen wird damit eine weitere Verringerung der Kernschmelzhäufigkeit sowie des Risikos erzielbar sein. Auch sind unsere Diskussionen mit Betreibern und Herstellern soweit fortgeschritten, daß AM-Maßnahmen realisiert werden können. Insbesondere kommt der primärseitigen „Bleed and Feed“-Maßnahme bei DWR-Anlagen besondere Bedeutung zu, durch die eine Vielzahl von Ereignisabläufen, die zum Hochdruck-Kernschmelzen führen, so beeinflußt werden kann, daß ein Kernschmelzen verhindert wird und mit relativ geringem Aufwand eine Verringerung des Restrisikos erreicht werden kann.

Bei den Untersuchungen zur Machbarkeit, Durchführbarkeit und Wirksamkeit von Maßnahmen zeigte sich ein erheblicher Bedarf an zusätzlichen systemtechnischen und thermodynamischen Analysen sowie begleitender experimenteller Forschung. So sind noch umfangreiche Analysen zur Ermittlung der Randbedingungen und Kriterien für die Einleitung von Gegenmaßnahmen notwendig.

Schrifttum

- [1] Hörtnner, H., E.J. Kersting und B.M. Pütter: Systemtechnische und Ereignisablaufanalysen. Vortrag zur Fachsitzung „Ergebnisse der Phase B der Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke“, Jahrestagung Kerntechnik 86, 8. - 10.4.1986 Aachen
- [2] Ermittlung hypothetischer Kernschmelzpfade bei kleinem Leck und beim Notstromfall. BMFT 150 398, KWU R 914/007/82
- [3] Bracht, K.F. und E.J. Kersting: Effectiveness of operational actions to manage severe accidents resulting from Station Blackout. IAEA-Seminar on Operating Procedures for Abnormal Conditions in Nuclear Power Plants. Munich, 23 - 27 June 1986

- [4] Herbold, G., und E.J. Kersting: Analysis of an operator initiated primary depressurization in case of total loss of feedwater supply. Specialists meeting on small break LOCA analysis in LWR's, Pisa, Italy, 23 - 27 June 1985
- [5] Herbold, G., and E.J. Kersting: Analysis of a total loss of AC-Power in a German PWR. Fifth International Meeting on Thermal Nuclear Reactor Safety. September 9 - 13, 1984 Karlsruhe
- [6] Heuser, F.W., H. Hörtner und E.J. Kersting: Risikountersuchungen zur Sicherheits-Beurteilung von Kernkraftwerken. Vortrag zur Fachsitzung „Sicherheit und Unfallbeherrschung bei DWR und SWR-Kernkraftwerken“. Jahrestagung Kerntechnik 87, 2. - 4. Juni, 1987, Karlsruhe

Diskussion

T. Seidl (TÜV Bayern):

Sie hatten ausgeführt, daß das Feuerlöschsystem als Einspeisemöglichkeit vorgesehen werden kann und dieses in die Speisewasserleitung eingebunden wird.

Ich bitte hierbei zu bedenken, daß das Speisewassersystem durch die vorherige Druckentlastung weitgehend ausgedampft ist und bis zu 200 m³ wasserfrei sein können. Dies würde größte Zeitverzögerungen bei der Einspeisung mit dem Löschesystem nach sich ziehen. Es sollten daher andere Einspeisewege in Erwägung gezogen werden, in denen keine Ausdampfung stattgefunden hat.

E. Kersting (GRS):

Im dem Vortrag wurde Bezug genommen auf das Bild 8, in dem die Einspeisewege der Notfallschutzmaßnahmen aufgezeigt sind. Danach erfolgt im Kernkraftwerk Krümmel die Einspeisung über die Leitungen der Nachkühlsysteme (TH), die jeweils zwischen dem gesteuerten Rückschlagventil und den Durchdringungsabschlußventilen in die Speisewasserleitung (RL) einmünden. Selbst wenn zwischen dem geschlossenen Rückschlagventil und dem Reaktordruckbehälter (RDB) die RL-Leitung völlig wasserfrei ist, so kann sie innerhalb einer Zeit von weniger als zwei Minuten von einer Feuerlöschpumpe aufgefüllt werden. Diese Verzögerungszeit ist für die Auffüllung des RDB bedeutungslos.

Teilnehmerverzeichnis

A

- Aleite, Werner, Dipl.-Ing.**
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2
- Amon, Guntram, Dipl.-Ing.**
TÜV Bayern e.V.
Postfach 21 04 20, 8000 München 21
- Andritzky, Heinz, Dipl.-Ing.**
Stadtwerke München
Werkbereich Technik
Postfach 20 22 22, 8000 München 2
- Antoni, Robert, Dipl.-Ing.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

B

- Bachhuber, Alfons, Dipl.-Ing.**
Bayernwerk AG
Postfach 20 03 40, 8000 München 2
- Baier, Jürgen, Dr.-Ing.**
Noell GmbH
Postfach 62 60, 8700 Würzburg
- Banaschik, Manfred, Dr.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Barthelt, Klaus, Dr.-Ing.E.h.**
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2
- Basse, Hermann, Min.Rat Dr.**
Bayerisches Staatsministerium für Landesent-
wicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81
- Bastl, Werner, Dr.-Ing.**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Beck, Jürgen, Dipl.-Ing.**
Mannesmann
Hartmann und Braun
Landsberger Str. 328, 8000 München 21
- Becker, Klaus, Prof. Dr.**
DIN Normenausschuß Kerntechnik
Postfach 11 07, 1000 Berlin 30
- Bedrich, Manfred, Dipl.-Ing.**
TÜV Baden e.V.
Dudenstr. 28, 6800 Mannheim
- Behrendt, Volker, Dr.-Ing.**
Dornier System GmbH
Postfach 13 60, 7990 Friedrichshafen 1
- Beinhauer, Hagen**
Westdeutscher Rundfunk
Postfach, 5000 Köln 1
- Bergmann, Wolfgang, LMR Dr.**
Bayerisches Staatsministerium für
Wissenschaft und Kunst
Salvatorplatz 2, 8000 München 2
- Bernhardt, Siegfried, Dipl.-Ing.**
Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar GmbH
Postfach, 7129 Neckarwestheim
- Beuerle, Hans-Jürgen, Dipl.-Ing.**
Bayernwerk AG
Postfach 11 42, 8307 Essenbach
- Beyerle, Trutpert, Dr.**
Energieversorgung Schwaben AG
Postfach 1 58, 7000 Stuttgart 1
- Bilger, Hartmut, Dr.**
Energieversorgung Schwaben AG
Postfach 1 58, 7000 Stuttgart 1
- Birkhofer, Adolf, Prof.Dr.**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Blickle, Dieter, Ltd.Min.Rat**
Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und
Technologie
Postfach 4 40, 7000 Stuttgart 1
- Bongartz, Richard, Dipl.-Ing.**
Kernforschungsanlage Jülich GmbH
Postfach 19 13, 5170 Jülich 1
- Borsch, Peter, Dr.**
Kernforschungsanlage Jülich GmbH
Postfach 19 13, 5170 Jülich 1
- Brandt, Walter, Dipl.-Ing.**
RWE-Betriebsverwaltung Biblis
Postfach 11 40, 6843 Biblis 1
- Braun, Karl, Dipl.-Ing.**
GKSS-Forschungszentrum Geesthacht
Postfach 11 60, 2054 Geesthacht
- Brodale, Volker, Dipl.-Ing.**
Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH
Otto-Hahn-Straße, 2212 Brunsbüttel
- Brod, Friedrich, Dipl.-Ing.**
TÜV Baden e.V.
Fachbereich Kerntechnik und Strahlenschutz
Dudenstr. 28, 6800 Mannheim 1
- Bröcker, Bernhard, Dr.**
PreussenElektra AG
Tresckowstr. 5, 3000 Hannover 91
- Brosche, Dieter, Dr.-Ing.**
Bayernwerk AG
Nymphenburger Str. 39, 8000 München 2
- Broscheit, Jürgen, Dipl.-Ing.**
SBK – Kalkar
Postfach 12 62, 4192 Kalkar
- Broszies, Bernd, Ing.**
Badenwerk AG
Postfach 37 20, 7500 Karlsruhe 1
- Buck, Ernst**
VDEW AG
Stresemannallee 23, 6000 Frankfurt 70
- Büchler, Heinz, Min.Rat Dr.**
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit
Postfach 12 06 29, 5300 Bonn 1

Büsch, Hans
RW TÜV e.V.
Abt. Reaktorbetrieb
Postfach 10 32 61, 4300 Essen 1

Butz, Heinz-Peter, Dr.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

C

Clemente, Manfred, Dr.
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

Conz, Gabriele
WDR Köln
Postfach, 5000 Köln 1

D

Deckers, Jürgen, Dipl.-Ing.
TÜV Rheinland e.V.
Postfach 10 17 50, 5000 Köln 1

Deuster, Gerd, Dr.
IzFP
Universitätsgeb. 37, 6600 Saarbrücken

Diem, Harald, Dipl.-Ing.
Staatliche Materialprüfungsanstalt
Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 32, 7000 Stuttgart 80

Dietrich, Lothar, Dipl.-Ing.
Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
Kruppstr. 5, 4300 Essen 1

Dirsch, Max, Obering.
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2

Distler, Klaus, Dipl.-Ing.
Kraftwerks-Simulatorengesellschaft mbH
Deilbachtal 173, 4300 Essen 15

Dittmar, Herbert, Ing. (grad.)
Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH
Postfach 12 30, 3254 Emmerthal

Dittrich, Klaus
Ing.-Büro Dittrich & Partner
Heinrich-Delp-Str. 258, 6100 Darmstadt

Drexler, Günter, Dr.
Gesellschaft für Strahlen- und Umwelt-
forschung mbH
– Institut für Strahlenschutz –
Ingolstädter Landstr. 1, 8042 Neuherberg

Dumsky, Georg, Min.Rat Dipl.-Ing.
Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft und Verkehr
Prinzregentenstr. 28, 8000 München 22

E

Eder, Erwin, Min.Rat Dr.
Bayerisches Staatsministerium für Landes-
entwicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81

Eglin, Wolfgang, Dipl.-Ing.
Badenwerk AG
Postfach 16 80, 7500 Karlsruhe 1

Eisermann, Werner, Dipl.-Ing.
RWE AG
– Betriebsverwaltung Biblis –
Postfach 11 40, 6843 Biblis 1

Erbacher, Franz-Josef, Dipl.-Ing.
Kernforschungszentrum
Karlsruhe GmbH – IRB –
Postfach 36 40, 7500 Karlsruhe 1

Erven, Ulrich, Dipl.-Ing.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Eder, Dieter
NIS Ingenieurgesellschaft
Donaustr. 23, 6450 Hanau

Ettmeyer, Reinhard, Dipl.-Ing.
Kernkraftwerke Gundremmingen
Betriebsgesellschaft mbH
Postfach, 8871 Gundremmingen

F

Fabian, Hans-Ulrich, Dr.
PreussenElektra AG
Postfach 48 49, 3000 Hannover 91

Farber, Gerd, Dipl.-Ing.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Felder, Hans-Ulrich, Dipl.-Phys.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Fichtner, Norbert, Dipl.-Ing.
DIN Normenausschuß Kerntechnik
Postfach 11 07, 1000 Berlin 30

Fischbacher, Wolfgang, Dipl.-Ing.
Bayernwerk AG
Nymphenburger Str. 39, 8000 München 2

Flohn, Hermann, Prof.Dr.
Universität Bonn, Meteorologisches Institut
Auf dem Hügel 16, 5300 Bonn 1

Fournier, Jean-Georges, Dipl.-Ing.
CEA/CEN-FAR Service
DAS/SAEP
B.P. 6, F-92265 Fonténay aux Roses Cedex

Franzen, L. Ferdinand, Dipl.-Phys.
International Atomic Energy Agency (IAEA)
Nuclear Safety Division
Postfach 200, A-1400 Wien

Freund, Jürgen, Dr.-Ing.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Frisch, Willi, Dr.-Ing.
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

Fröhlich, Hans-Joachim, Dipl.-Ing.
Siemens AG, Unternehmensbereich KWU
Postfach 10 10 63, 6050 Offenbach

G

- Gerdas, Peter, Dipl.-Ing.**
Kernkraftwerk Krümmel GmbH
Elbuferstr. 82, 2054 Geesthacht
- Gill, Ralph, Dipl.-Ing.**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Gnad, Angela**
WDR
Postfach, 5000 Köln 1
- Göing, Jochen, Dipl.-Ing.**
Energiesysteme Nord GmbH
Walkerdamm 17, 2300 Kiel 1
- Gottschalk, Peter A., Dr.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Gremm, Otto, Dr.**
Siemens AG, Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2
- Grönegras, Helmut**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Großerichter, Rainer**
TÜV Bayern e.V.
Postfach 21 04 20, 8000 München 21
- Gütschow, Gerhard, Prof.**
Germanischer Lloyd
Postfach 11 16 06, 2000 Hamburg 11

H

- Häuser, Dieter, Dipl.-Ing.**
TÜV Bayern e.V.
Postfach 21 04 20, 8000 München 21
- Hahn, Lothar**
Öko-Institut, Büro Darmstadt
Prinz-Christians-Weg 7, 6100 Darmstadt
- Hantke, Hans-Jürgen, Dr.**
Hantke-Energetechnik
Am Pöglschlag 21, 8080 Fürstenfeldbruck
- Hartel, Werner, Dipl.-Ing.**
Kernkraftwerk Krümmel GmbH
Elbuferstr. 82, 2054 Geesthacht
- Haug, Peter, Dr.**
Deutsches Atomforum e.V.
Heussallee 10, 5300 Bonn
- Hausner, Otto, Dr.**
Isar-Amper-Werke AG
Postfach 37 02 20, 8000 München 37
- Hawickhorst, W., Dr.-Ing.**
Siemens AG, Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2
- Heilig, Hans, Dipl.-Ing.**
Arbed Saarstahl GmbH
6620 Völklingen
- Heinbuch, Rudolf, Dipl.-Ing.**
Bayernwerk AG
Postfach 20 03 40, 8000 München 2
- Hennenhöfer, Gerald**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Herkommer, Erwin, Dr.**
Deutscher Bundestag, FB VIII
Heussallee 28, 5300 Bonn 1
- Hicken, Enno, Prof.Dr.**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Himmel, Theodor, Min.Rat**
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit
Postfach 12 06 29, 5300 Bonn 1
- Hitzschke, Uwe, Dipl.-Ing.**
Energie-Versorgung Schwaben AG
Kriegsbergstr. 32, 7000 Stuttgart
- Höfler, Alfred, Dr.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Högl, Alois, Dr.-Ing.**
Siemens AG
Postfach 32 40, 8520 Erlangen
- Hömke, Paul, Dipl.-Ing.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Hönsch, Volker, Dipl.-Ing.**
Gemeinschaftskernkraftwerk
Neckar GmbH
Postfach, 7129 Neckarwestheim
- Hoffmann, Egon, Min.Dirig.Dr.**
Bayer. Staatsministerium für
Wirtschaft und Verkehr
Prinzregentenstr. 28, 8000 München 22
- Hoffmann, W. E., Dipl.-Ing.**
Vereinigung der TÜV e.V.
Kurfürstenstr. 56-58, 4300 Essen 1
- Hofmann, Hans, Dipl.-Ing.**
SDK Ingenieurunternehmen GmbH
Postfach 22 27, 7850 Lörrach
- Hofmann, Wolfhard**
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 10 10 63, 6050 Offenbach
- Hoppe, Hans-Christoph, Dipl.-Ing.**
TÜV Stuttgart e.V.
Postfach 13 80, 7024 Filderstadt
- Hüren, Helmut, Ing.**
Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
Postfach 11 40, 6843 Biblis 1

I

- Ivens, Günther**
Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR)
GmbH
Postfach 14 11, 4000 Düsseldorf 1

J

- Jacquemin, Josef, MR Dr.**
Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand
und Technologie
Haroldstr. 4, 4000 Düsseldorf 1

Jaerschky, Rudolf, Dipl.-Ing.
Isar-Amper-Werke AG
Postfach 37 02 20, 8000 München 37

Jahns, Armin, Dipl.-Phys.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

K

Kaasmann, Hinrich, Dipl.-Ing.
HEW AG
Überseering 12, 2000 Hamburg 60

Kallmeyer, Dirk, Dr.
RWE AG, Hauptverwaltung
Kruppstr. 5, 4300 Essen 1

Kaun, Ulrich, Obering. Dipl.-Ing.
TÜV Norddeutschland e.V.
Große Bahnstr. 31, 2000 Hamburg 54

Kelber, Gerhard, Dr.
Technische Vereinigung der Groß-
kraftwerksbetreiber (VGB) e.V.
Klinkestr. 27-31, 4300 Essen 1

Keller, Wolfgang, Dr.-Ing.
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2

Kellermann, Otto, Dipl.-Ing.
Bergfeld 2, 5100 Aachen-Schmithof

Kempe, Jürgen, Dipl.-Ing.
TÜV Hannover e.V.
Postfach 81 05 51, 3000 Hannover 81

Kersting, Edmund, Dipl.-Ing.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Kienle, Friedrich, Dr.
VDEW
Stresemannallee 23, 6000 Frankfurt 70

Kießling, Rolf, Dipl.-Ing.
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

Klein, Heinz
Mittelbayerische Zeitung
Kumpfmühlerstr. 11, 8400 Regensburg

Knappe, Wolfgang, Dipl.-Ing.
TU München
Theresienstr. 31, 8000 München 2

Knop, Wolfgang, Dipl.-Ing.
TÜV Norddeutschland e.V.
Große Bahnstr. 31, 2000 Hamburg 54

Koch, Volker, Dipl.-Ing.
TÜV Bayern e.V.
Dudenstr. 28, 6800 Mannheim 1

Köberlein, Klaus, Dr.
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

König, Werner
RW TÜV e.V.
Zentralabteilung Reaktorbetrieb
Postfach 10 32 61, 4300 Essen 1

Kolditz, Joachim, Dipl.-Ing.
Gemeinschaftskernkraftwerk
Neckar GmbH
Postfach, 7129 Neckarwestheim

Kollath, Klaus, Dr.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Koller, Martin, Dipl.-Ing.
Nordostschweizerische Kraftwerke AG,
KKW Beznau
CH-5312 Döttingen

Kotthoff, Klaus, Dr.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Krämer, Hermann, Dr.
PreussenElektra AG
Postfach 48 49, 3000 Hannover 91

Kraut, Alfred, Prof.Dr.
Karl Hanser Verlag
Redaktion Kerntechnik
Kolbergstr. 22, 8000 München 80

Kröger, Wolfgang, Dr.
Kernforschungsanlage Jülich GmbH
Postfach 19 13, 5170 Jülich 1

Künzel, K., Dipl.-Ing.
Bayernwerk AG
Nymphenburger Str. 39, 8000 München 2

L

Lang, Günther
Ministerium für Umwelt Baden-Württemberg
Postfach 6 04, 7000 Stuttgart 1

Lenz, Siegfried, Dr.
Energieversorgung Schwaben AG
Postfach 1 58, 7000 Stuttgart 1

Liebold, Wolf-M., Dipl.-Ing.
Redaktion „atomwirtschaft — atomtechnik“
Kasernenstr. 67, 4000 Düsseldorf 1

Lindauer, Erwin, Dr.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Linhardt, Joachim, MR
Bayer. Staatsministerium für Landesentwick-
lung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81

Löhle, Herbert, Senator E.h. Dipl.-Ing.
Neckarwerke AG
Postfach 3 29, 7300 Esslingen

Löttgers, Jürgen, Dipl.-Ing.
TÜV Baden e.V., Fachbereich Kerntechnik
und Strahlenschutz
Dudenstr. 28, 6800 Mannheim

Löw, Heinz, Prof.
Isar-Amperwerke
Postfach 37 02 20, 8000 München 37

M

Märkl, Hans, Dr.
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen

- Maier-Leibnitz, Heinz, Prof.Dr.**
Pienzenauer Str. 110, 8000 München 81
- Maier, Eberhard, Dipl.-Ing.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Malcher, Lothar, Dr.-Ing.**
Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
Postfach 36 40, 7500 Karlsruhe 1
- Mattel, Klaus, Dipl.-Ing.**
Kernkraftwerk Brokdorf
2211 Brokdorf
- Maubach, Klaus, Dr.-Ing.**
Energie-Versorgung Schwaben AG, K-NK
Kriegsbergstr. 1, 7000 Stuttgart 1
- Mauker, Rudolf, Ltd.Min.Rat**
Bayerisches Staatsministerium für Landes-
entwicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 1
- Maurer, H.A., Dipl.-Ing.**
Kommission der Europäischen Gemein-
schaften, Generaldirektion XII
200, Rue de la Loi, B-1049 Bruxelles
- May, Horst, Dipl.-Ing.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Meier, Wolfhard, Min.Rat**
Ministerium für Wirtschaft und Verkehr
Rheinland-Pfalz
Postfach 32 69, 6500 Mainz
- Menke, Helmut, Dr.**
Institut für Kernchemie
Johannes-Gutenberg-Universität
Postfach 39 80, 6500 Mainz
- Merz, Ludwig, Prof.Dr.-Ing.**
Stiftsbogen 74/921, 8000 München 70
- Meusel, Ernst-Joachim, Dr.jur.**
Max-Planck-Institut für Plasmaphysik
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Mewes, D., Prof.Dr.**
Universität Hannover
Institut für Verfahrenstechnik
Callinstr. 36, 3000 Hannover 1
- Meyer, Fred, Dipl.-Ing.**
RWE AG — Betriebsverwaltung Biblis —
Postfach 11 40, 6843 Biblis 1
- Meyer, Rosemarie**
PreussenElektra
Tresckowstr. 5, 3000 Hannover 91
- Mohns, Günter, Dipl.-Ing.**
TÜV Norddeutschland e.V.
Große Bahnstr. 31, 2000 Hamburg 54
- Morgenstern, Friedrich, Dipl.-Ing.**
Interatom GmbH
Postfach, 5060 Bergisch Gladbach 1
- Moschke, Hans-Jürgen, Dr.**
BSM Gesellschaft für Betriebsberatung
mbH
Schorlemer Str. 36, 4000 Düsseldorf 1
- Müh, Helmut, Dr.**
Energieversorgung Schwaben AG
Postfach 1 58, 7000 Stuttgart 1
- Müller, Joachim**
TÜV Rheinland e.V.
Postfach 10 17 50, 5000 Köln 1
- Müller, Norbert**
Interatom GmbH
Postfach, 5060 Bergisch Gladbach 1
- Müller, Rüdiger, Dipl.-Ing.**
TÜV Baden e.V.
Dudenstr. 28, 6800 Mannheim 1
- Müller-Dietsche, Walter, Dipl.-Ing.**
Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
Postfach 36 40, 7500 Karlsruhe 1
- N**
- Nottebohm, Dietmar, Dipl.-Ing.**
Minister für Wirtschaft, Mittelstand und
Technologie NW
Haroldstr. 4, 4000 Düsseldorf 1
- O**
- Öllerich, Rolf, Dipl.-Ing.**
Kernkraftwerk Unterweser GmbH
Postfach 1 40, 2883 Stadland 1
- Olivier, Hans, Ltd.Min.Rat Dr.**
Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand
und Technologie des Landes NRW
Postfach 11 44, 4000 Düsseldorf 1
- Orth, Karlheinz, Dipl.-Ing.**
Siemens AG, Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2
- Patzelt, Alois, Dipl.-Phys.**
Kernkraftwerk Philippsburg GmbH
Postfach 11 40, 7522 Philippsburg 1
- Peeck, Jürgen, Ing.**
GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH
Postfach 11 60, 2054 Geesthacht
- Petersen, Klaus, Dr.**
Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
Kruppstr. 5, 4300 Essen 1
- Pfaffelhuber, Josef K., Min.Dirig. a.D.**
Saynstr. 16, 5300 Bonn 3
- Pickel, Ernst, Dipl.-Ing.**
Kernkraftwerk Obrigheim GmbH
Kraftwerkstr. 1, 6952 Obrigheim
- Plank, Heinz, Dipl.-Ing.**
Bayernwerk AG
Postfach 20 03 40, 8000 München 2
- Popp, Manfred, STS Dr.**
Hessischer Minister für Umwelt und
Reaktorsicherheit
Dostojewskistr. 8, 6200 Wiesbaden
- Prantl, Gustav, Dr.**
Hauptabteilung für die Sicherheit der
Kernanlagen
CH-5303 Würenlingen
- Prinz, Hubert M., Dipl.-Phys.**
Fachinformationszentrum Energie,
Physik, Mathematik
7514 Eggenstein-Leopoldshafen 2

Puchta, Hermann, Dr.
Bayerisches Landesamt für Umweltschutz
Rosenkavalierplatz 3, 8000 München 81

Puell, Karsten, Dir. Dipl.-Ing.
TÜV Bayern e.V.
Westendstr. 199, 8000 München 31

Pütter, Bernhard, Dr.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Putschögl, Gert, Dipl.-Ing.
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen 2

Q

Quack, Rudolf, Prof. Dr.
Bruno-Frank-Str. 16, 7000 Stuttgart 75

Quirrenbach, Franz-Josef, Obering. Dipl.-Ing.
Vereinigung der Technischen Überwachungs-
Vereine e.V., Leitstelle Kerntechnik
Postfach 10 38 34, 4300 Essen 1

R

Rasche, Gerwin, Dipl.-Ing.
Interatom GmbH
Postfach, 5060 Bergisch Gladbach 1

Rastetter, Johann, Prof. Dr. Med.
TU München
Arcisstr. 21, 8000 München 2

Reik, Manfred, Dipl.-Ing.
TÜV Bayern e.V.
Westendstr. 199, 8000 München 21

Reim, Walter, Dipl.-Ing.
Kernkraftwerke Gundremmingen
Betriebsgesellschaft mbH
Postfach 300, 8871 Gundremmingen

Reinstein, Dieter
Brown, Boveri & Cie
Postfach 10 03 81, 6800 Mannheim

Rieser, Rudolf, Dipl.-Ing.
Bayernwerk AG
Postfach 20 03 40, 8000 München 2

Ringeis, Wilhelm, Dipl.-Ing.
Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk
Kruppstr. 5, 4300 Essen 1

Rittig, Dieter, Dipl.-Phys.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Röhl, Norbert, Dipl.-Ing.
Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH
Siegenbeckstr. 10, 4700 Hamm 1

Roethig, Klaus-Dieter, Dipl.-Ing.
TÜV Hannover e.V.
Postfach 81 05 51, 3000 Hannover 81

Röthlein, Brigitte, Dr.
P.M.-Magazin
Postfach 80 07 44, 3000 Hannover 81

Roller, Walter
Augsburger Allgemeine
Curt-Krenzel-Str. 2, 8900 Augsburg

Rost, Klaus-Peter, Min.Rat
Bundesministerium für Umwelt, Natur-
schutz und Reaktorsicherheit
Postfach 12 06 29, 5300 Bonn 1

Roth, Eike, Dr.
Kraftwerk Mülheim-Kärlich
Postfach 1 25, 5403 Mülheim-Kärlich

Rubbel, Frank Egbert, Dipl.-Ing.
Niedersächsischer Umweltminister
Archivstr. 2, 3000 Hannover 1

Ruckdeschel, Walter, Präsident Dr.Dr.
Bayerisches Landesamt für Umweltschutz
Rosenkavalierplatz 3, 8000 München 81

Rüdiger, Bodo, Dipl.-Ing.
Battelle-Institut e.V.
Am Römerhof 35, 6000 Frankfurt/M. 90

S

Sahgal, Saresh, Dipl.-Ing.
Nordostschweizerische Kraftwerke AG
Parkstr. 23, CH-5401 Baden

Salander, Carsten, Dr.
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung
von Kernbrennstoffen mbH
Hamburger Allee 4, 3000 Hannover 71

Sameith, Herwarth, RD Dr.-Ing.
Bundesminister für Forschung und Technologie
Postfach 20 02 40, 5300 Bonn 2

Schabert, Peter Michael, Dipl.-Ing.
Bayernwerk AG
— Kernkraftwerk Grafenrheinfeld —
Postfach 7, 8722 Grafenrheinfeld

Schäfer, Anselm
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

Schäfer, Günter, GOR
Staatliche Technische Überwachung Hessen
Rüdesheimer Str. 119, 6100 Darmstadt

Schaetz, Walter, LMR Dr.
Bayerisches Staatsministerium der Finanzen
Odeonsplatz 4, 8000 München 22

Schatz, Alfred, Prof.Dr.
Institut für Kernenergie und Energie-
systeme der Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 31, 7000 Stuttgart 80

Schifferstein, Klaus, Dr.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Schlenker, Hans-Volker, Dr.
RWE AG
Kruppstr. 5, 4300 Essen 1

Schmidhuber, Paul M., Dipl.-Ing.
Stadtwerke München
Blumenstr. 28, 8000 München 2

Schmidt, Gerhard, Dipl.-Phys.
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen

- Schmidt, Karl, Dr.-Ing.**
PreussenElektra AG, Hauptverwaltung
Tresckowstr. 5, 3000 Hannover 1
- Schneider, Manfred, Dr.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Schnell, Christoph, Dr.**
Dornier System GmbH
Postfach 13 60, 7990 Friedrichshafen
- Schnellenbach, Günter, Prof. Dr.-Ing.**
Zerna, Schnellenbach & Partner
— Gemeinschaft Beratender Ingenieure —
Viktoriastr. 47, 4630 Bochum 1
- Schoenfeldt, Dieter, Dr.**
Nukem GmbH
Postfach 11 00 80, 6450 Hanau 11
- Scholz, Dieter, Dr.**
TÜV Baden e.V.
Dudenstr. 28, 6800 Mannheim 1
- Scholz, Heinrich, Dipl.-Ing.**
BEWAG
Stauffenbergstr. 26, 1000 Berlin 30
- Schrüfer, Elmar, Prof. Dr.**
TU München
Lehrstuhl für elektrische Meßtechnik
Arcisstr. 21, 8000 München 2
- Schüller, Herbert, Dr.**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Schütte, Anton**
RWE Betriebsverwaltung Biblis
Postfach 11 40, 6843 Biblis
- Schubert, Franz**
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen
- Schulenburg, Mathias**
WD R
Postfach, 5000 Köln 1
- Schur, Dieter**
Bayerisches Staatsministerium für Landes-
entwicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81
- Schultheiss, Georg F., Prof. Dr.-Ing.**
GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH
Max-Planck-Str., Postfach 11 60
2054 Geesthacht
- Schulz, Helmut, Dipl.-Ing.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Schwarzer, Wolfgang, Dipl.-Phys.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Seibert, Reinhard**
Kommission der EG
JMO A0/060
L—2920 Luxemburg-Kirchberg
- Seidel, Ernst R., Min.Rat Dr.**
Bayerisches Staatsministerium für Landes-
entwicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81
- Seidl, Tilman, Dipl.-Ing.**
TÜV Bayern e.V.
Westendstr. 199, 8000 München 21
- Simon, Manfred, Dipl.-Ing.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Sommer, Peter, Dipl.-Ing.**
TÜV Rheinland e.V.
Postfach 10 17 50, 5000 Köln 1
- Specht, Siegfried, Dr.**
Bayerisches Staatsministerium für Landes-
entwicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81
- Springer, Dr.**
Bayerisches Staatsministerium für Landes-
entwicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81
- Starke, Hans, Dipl.-Ing.**
Bayerisches Landesamt für Umweltschutz
Rosenkavalierplatz 3, 8000 München 81
- Steinrück, Kurt, Dipl.-Ing.**
Kernkraftwerk Isar I
Postfach 11 06, 8307 Essenbach
- Stepan, Helmut, Dipl.-Ing.**
TÜV Bayern e.V.
Postfach 21 04 20, 8000 München 21
- Stephan, Wendelin**
Kernkraftwerke Gundremmingen
Betriebsgesellschaft mbH
Postfach 300, 8871 Gundremmingen
- Steuer, Jürgen, Dr.-Ing.**
DIN Normenausschuß Kerntechnik
Postfach 11 07, 1000 Berlin 30
- Stöben, Hans, Dipl.-Ing.**
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 32 20, 8520 Erlangen
- Storost, Ulrich, Dr.**
Richter am Oberverwaltungsgericht
Rheinland-Pfalz
Deinhardplatz 4, 5400 Koblenz
- Stucken, Günther, Dr.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Stück, Reinhard, Dr.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Suerth, Ulrich, Dipl.-Ing.**
Siemens AG
Unternehmensbereich KWU
Postfach 10 10 63, 6050 Offenbach
- Sütterlin, Lothar, Dr.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1
- Sunder, Reinhold, Dipl.-Ing.**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

T

- Teschendorff, Victor, Dipl.-Ing.**
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching
- Tiltmann, Manfred, Dipl.-Ing.**
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Töpfer, Klaus, Bundesminister Prof. Dr.
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Postfach 12 06 29, 5300 Bonn 1

V

Verstegen, Claus, Dipl.-Ing.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Vetterkind, Dieter, Dr.
RWE AG
Kruppstr. 5, 4300 Essen 1

Vogl, Josef, MinDirig. Dr.
Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen
Rosenkavalierplatz 2, 8000 München 81

Volland, Ingo, Senatsrat
Senat für Wirtschaft und Arbeit
Martin-Luther-Str. 105, 1000 Berlin 62

Voswinkel, Ansgar, Dipl.-Phys.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 2

W

Wach, Dieter, Dr.-Ing.
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

Wacher, Gerhard, Staatssekr. a.D. Dipl.-Ing.
TÜV Bayern e.V.
Westendstr. 199, 8000 München 21

Wachholz, Winfried, Dipl.-Ing.
Hochtemperurreaktorbau GmbH
Gottlieb-Daimler-Str. 8, 6800 Mannheim

Wagner, Heinz, Prof.
Lanzstr. 19, 6200 Wiesbaden

Wahba, Adly Barsoum, Dr.-Ing.
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

Wahlen, Edgar, Dipl.-Ing.
Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH
Hambacher Forst, 5170 Jülich

Wahlster, Manfred, Direktor Prof. Dr.-Ing.
TÜV Hessen e.V.
Mergenthaler Allee 27, 6236 Eschborn

Waibel, Egmond
Brown Boveri Reaktorbau
Postfach 10 03 81, 6800 Mannheim

Wallenwein, Eckhard, H., Dipl.-Phys.
PreussenElektra AG
Tresckowstr. 5, 3000 Hannover 91

Walter, Wulf, Dr.
Bayerische Rückversicherung AG
Sederanger 4-6, 8000 München 22

Wang Fa, Prof.
National Nuclear Safety Administration
54, Sanlike Road, TJ-Beijing, V.R. China

Weber, Matthias, Baudir. Dr.
Niedersächsischer Umweltminister
Archivstr. 2, 3000 Hannover 1

Weber, Max, Dr.
Institut für Kernchemie
Johannes-Gutenberg-Universität
Postfach 39 80, 6500 Mainz

Weber, Peter
GRS
Forschungsgelände, 8046 Garching

Weidlich, Helmut, Dr.
Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH
Forschungsgelände, 8046 Garching

Weil, Leopold, Dr.-Ing.
Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Postfach 12 06 29, 5300 Bonn 1

Weis, Peter, Dipl.-Ing.
Kernkraftwerk Philippsburg GmbH
Postfach 11 40, 7522 Philippsburg

Wendt, Manfred, Dipl.-Ing.
GRS
Schwertnergasse 1, 5000 Köln 1

Wenk, Michael, Dipl.-Phys.
Kernkraftwerk Obrigheim GmbH
6952 Obrigheim

Wierum, Hans-Dieter, Dr.
TÜV Hannover e.V.
Postfach 81 05 51, 3000 Hannover 81

Wild, Eberhard
Bayernwerk AG
Nymphenburger Str. 39, 8000 München 2

Wirtz, Gottfried
Ministerium für Umwelt und Gesundheit
Kaiser-Friedrich-Ring 75, 6500 Mainz

Witt, Werner, Dr.
TÜV Norddeutschland e.V.
Große Bahnstr. 31, 2000 Hamburg 54

Wolf, Horst, MR
Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie
Haroldstr. 4, 4000 Düsseldorf

Wolff, Josef, Dr.
Athener Str. 46, 8000 München 90

Wolter, Wolfgang, MinRat Dr.
Sozialministerium des Landes
Schleswig-Holstein
Brunswiker Str. 16/22, 2300 Kiel

Z

Zaiss, Werner, Dr.
Neckarwerke
Küferstr. 2, 7300 Esslingen

Zehentbauer, Armin, Dipl.-Ing.
Kernkraftwerk Isar
Postfach 11 06, 8307 Essenbach

Ziermann, Egon, Ing. (grad.)
Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH
Hambacher Forst, 5170 Jülich

Zimmermann, Anton, Dipl.-Ing.
HEW AG
Überseering 12, 2000 Hamburg 60

Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH

Schwertnergasse 1
5000 Köln 1

Forschungsgelände
8046 Garching

ISBN 3 - 923875 - 18 - 5