



Fukushima 2011



Tschernobyl 1986

Schwere Reaktorunfälle – wahrscheinlicher als bisher angenommen

➔ **Kein Geld von Industrie und Staat**

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen. Mehr als eine halbe Million Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

**Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt von cervus nuclear consulting.
Autoren: Dr. Helmut Hirsch (Projektleitung) und Adhipati Y. Indradiningrat B. Eng.**

Vorwort

Ein schwerer Unfall in einem Atomkraftwerk kann ein Gebiet von bis zu 100.000 Quadratkilometern dauerhaft unbewohnbar machen. Das ist fast ein Drittel der Fläche Deutschlands mit mehreren Millionen Einwohnern. Eine solche vom Menschen verursachte Katastrophe muss möglichst ausgeschlossen werden. Das sieht das Bundesverfassungsgericht ähnlich und hat bereits 1978 entschieden, dass der Betrieb von Atomkraftwerken nur dann toleriert werden kann, wenn das Risiko für schwere Unfälle jenseits der Schwelle praktischer Vernunft liege. Atomkraftwerke haben deshalb grundsätzlich den größten anzunehmenden Unfallereignissen standzuhalten. Die Bundesregierung schreibt im Jahr 2010, katastrophale Reaktorunfälle seien „... zwar theoretisch möglich, gleichwohl aber im Hinblick auf die atomrechtlichen Anforderungen als praktisch ausgeschlossen anzusehen“. Der Wahrscheinlichkeit von Reaktorunfällen kommt daher eine entscheidende Bedeutung zu. Sie wird durch probabilistische Risiko-Analysen (PRA) ermittelt. Demnach wäre der Zeitabstand zwischen Kernschmelzunfällen in Jahrhunderten zu messen. Tatsächlich waren es in der Vergangenheit bereits fünf in ca. 30 Jahren: Three Mile Island im Jahr 1979, Tschernobyl im Jahr 1986 und die Reaktorblöcke 1, 2 und 3 in Fukushima Daiichi im Jahr 2011. Ist das Zufall? Gibt es Schwächen in der Methodik? Werden Aussagen über die Sicherheit von Atomkraftwerken gemacht, die nicht den Tatsachen entsprechen?

Die vorliegende Studie zeigt: Die Wahrscheinlichkeitsanalysen haben unvermeidbare Schwächen und können die Realität nicht vollständig einfangen. Mehrfachausfälle von Sicherheitssystemen und Alterungsvorgänge im Atomkraftwerk können nur unvollkommen erfasst werden. Bei Einwirkungen von außen gibt es große Unsicherheiten. Weitere wichtige Faktoren können in PRA grundsätzlich nicht berücksichtigt werden. Dazu gehören Mängel in der Sicherheitskultur, neue bisher unbekannte physikalische und chemische Phänomene sowie unerwartete Ereignisse. Auch komplexes menschliches Fehlverhalten bei Betreiber und Aufsichtsbehörde lässt sich nicht in den Analysen abbilden. Dieses war jedoch entscheidend für den Unfall in Fukushima. Es war sehr wohl bekannt, dass die Auslegung gegen Tsunamis nicht ausreichte, dennoch wurden die Anforderungen an das Atomkraftwerk nicht geändert. Auch ist es unmöglich, Terror- und Sabotagehandlungen in eine PRA einzubauen. Alle maßgeblichen Sicherheitsbehörden in Deutschland gehen davon aus, dass terroristische Angriffe auf Atomanlagen praktisch nicht ausgeschlossen sind. Im Jahr 2011 wurde daher an verschiedenen Kraftwerkstandorten und Zwischenlagern der Bau zusätzlicher Mauern angeordnet.

Die tatsächliche Häufigkeit schwerer Unfälle ist zweifellos erheblich größer als in PRA errechnet, da entscheidende Unfallpfade darin nicht abgebildet werden können.

Greenpeace zieht daraus folgende Schlüsse:

- 1.) PRA sind nicht geeignet, das gesellschaftliche Risiko der Atomkraft in Zahlen zu fassen und dürfen deshalb in der Sicherheitsbewertung von Nuklearanlagen und der gesellschaftlichen Debatte um Atomkraft nicht verwendet werden
- 2.) Atomkraftwerke bleiben eine permanente Gefahr und ein schnellstmöglicher Atomausstieg ist umzusetzen. In Deutschland ist dies bis zum Jahr 2015 möglich.
- 3.) Auch außerhalb von Deutschland muss sich die Bundesregierung für einen konsequenten Atomausstieg einsetzen und darf AKW-Neubauprojekte nicht fördern
- 4.) Die derzeitigen Haftpflichtregelungen sind ungenügend. Zum Beispiel hat das versicherungs-mathematische Institut „Versicherungsforen Leipzig“ berechnet, dass bei adäquater Absicherung die Kilowattstunde Atomstrom 14 bis 236 Cent mehr kosten müsste.

Atomenergie ist hochriskant und vermeidbar. Die Sicherheit der Menschen wiegt schwerer als Konzerninteressen.

Heinz Smital, Greenpeace

Schwere Reaktorunfälle – wahrscheinlicher als bisher angenommen

Grenzen und Möglichkeiten von probabilistischen Risiko-Analysen (PRA)

Erstellt von **cervus nuclear consulting**

Verfasser: Dr. Helmut Hirsch
Adhipati Y. Indradiningrat, B.Eng.

Im Auftrag von Greenpeace Deutschland

Neustadt a. Rbge., Februar 2012

Inhaltsverzeichnis:

Zusammenfassung.....	4
Summary	5
1. Aufgabenstellung und Einleitung	6
2. Grundsätzliches zu Probabilistischen Risiko-Analysen (PRA)	9
3. Fallstudien zu den Grenzen von PRA.....	14
3.1 Wasserstoffexplosion in Brunsbüttel, 2001	14
3.1.1 Ereignisüberblick	14
3.1.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber	18
3.1.3 Diskussion.....	21
3.2 Korrosion am Reaktordruckbehälterdeckel in Davis Besse, 2002.....	24
3.2.1 Ereignisüberblick	24
3.2.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber	26
3.2.3 Diskussion.....	27
3.3 Kurzschluss in Forsmark, 2006	29
3.3.1 Ereignisüberblick	29
3.3.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber	31
3.3.3 Diskussion.....	32
3.4 Fehlerhaft montierte Dübel in Biblis, 2006	34
3.4.1 Ereignisüberblick	34
3.4.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber	35
3.4.3 Diskussion.....	36
3.5 Verstopfung der Einlaufbauwerke in Cruas, 2009.....	38
3.5.1 Ereignisüberblick	38
3.5.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber	42
3.5.3 Diskussion.....	43
3.6 Lehren aus den Fallstudien.....	45
3.6.1 Brunsbüttel 2001 – unerwartete Belastungen.....	45
3.6.2 Davis Besse 2002 – schlechte Sicherheitskultur.....	45
3.6.3 Forsmark 2006 – Gemeinsam verursachte Ausfälle.....	46

3.6.4 Biblis 2006 – Schnittstelle von Anlagen- und Bautechnik	47
3.6.5 Cruas 2009 – Unvorhergesehene Einwirkungen von außen	48
3.6.6 Wichtige Faktoren, die in einer PRA ganz oder teilweise unter der Tisch fallen	49
4. Mögliche Unfallabläufe – Beispiele	51
4.1 Generelles.....	51
4.2 Großes Leck im Primärsystem	52
4.3 Station Blackout	53
4.4 Vollständiger Ausfall der Speisewasserversorgung.....	54
5. Fazit	55
Quellenverzeichnis	57
Abkürzungsverzeichnis	61

Projektleitung und Ausarbeitung aller Teile der Studie außer 3.2 und 3.3: Dr. Helmut Hirsch

Kapitel 3.2 und 3.3: Adhipati Y. Indradiningrat

Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie wird die Frage untersucht, ob Reaktorunfälle mit sehr hohen und frühzeitigen Freisetzungen auf der Grundlage von Ergebnissen probabilistischer Risikoanalysen (PRA) praktisch ausgeschlossen werden können. „Praktisch ausgeschlossen“ ist ein Ablauf, der entweder physikalisch unmöglich ist, oder mit einem hohen Grad von Vertrauen als extrem unwahrscheinlich angesehen werden kann.

Dass schwere Unfälle keineswegs physikalisch unmöglich sind, ist allgemeiner Konsens. Beispielsweise können auslegungsüberschreitende Erdbeben oder Terrorangriffe die Ursache sein; auch interne Ereignisse können derartige Unfälle auslösen.

Bisher durchgeführte PRA zeigen, dass die erwartete Häufigkeit schwerer Unfälle sehr gering ist – gemessen an der alltäglichen Erfahrung und auch an anderen Bereichen der Technik. Die von PRA ermittelten Werte sind jedoch mit beträchtlichen Unsicherheiten behaftet. Diese Unsicherheiten sind nur teilweise zahlenmäßig fassbar.

Hinzu kommt, dass PRA die Realität nicht vollständig einfangen können. Komplexes menschliches Fehlverhalten etwa, oder Alterungsvorgänge im Kernkraftwerk, können nur unvollkommen erfasst werden. Weitere Faktoren können in PRA grundsätzlich nicht berücksichtigt werden. Dazu gehören neue, bisher unbekannte physikalische und chemische Phänomene sowie unerwartete Ereignisse. Weiterhin ist es unmöglich, Terror- und Sabotagehandlungen in eine PRA einzubauen.

Einige der wichtigsten Faktoren, die in einer PRA nicht bzw. nicht ausreichend berücksichtigt werden können, werden anhand von Fallstudien betrachtet:

- Unerwartete Belastungen durch interne Vorgänge
- Schlechte Sicherheitskultur
- Gemeinsam verursachte Ausfälle
- Probleme an der Schnittstelle von Anlagen- und Bautechnik
- Unvorhergesehene Einwirkungen von außen

Alle Fallstudien beziehen sich auf Ereignisse, die sich in den letzten Jahren abgespielt haben (2001 – 2009) – also lange nachdem die Lehren aus den Unfällen von Three Mile Island (1979) und Tschernobyl (1986) gezogen und umgesetzt wurden.

Fazit der Studie: Es ist unzulässig, unter Berufung auf die Ergebnisse probabilistischer Risiko-Studien Unfälle in Kernkraftwerken, die mit sehr hohen und frühzeitigen Freisetzungen verbunden sind, praktisch auszuschließen.

Summary

This study investigates the question whether reactor accidents with very high and early releases can be practically eliminated on the basis of probabilistic risk analyses (PRA). An event is “practically eliminated” if it is either physically impossible or if it can be considered, with a high degree of confidence, to be extremely unlikely to arise.

There is general consensus that severe accidents are by no means physically impossible. For example, they can be initiated by earthquakes beyond the design basis or terror attacks; also, internal events can trigger such accidents.

PRA which have been performed so far indicate that the expected frequency of severe accident is very low – compared to everyday experience, and also to other fields of engineering. However, the values determined by PRA are beset with considerable uncertainties. These uncertainties can only partly be expressed in numbers.

Furthermore, PRA cannot completely capture reality. For example, complex human errors or ageing processes in nuclear power plants can only be included to a limited extent. Other factors cannot be taken into account in a PRA for principal reasons. Examples are new, previously unknown physical and chemical phenomena as well as unexpected events. Also, it is impossible to include acts of terror and sabotage in a PRA.

Some of the most important factors which cannot at all, or not adequately, be taken into account in a PRA are discussed with the help of case studies:

- Unexpected loads from internal occurrences
- Bad safety culture
- Common cause failures
- Problems at the interface between civil engineering and systems engineering
- Unexpected external events

All case studies concern events which have taken place in the last years (2001 – 2009) – long after the lessons from the accidents of Three Mile Island (1979) and Chernobyl (1986) have been learned, and implemented.

Conclusion of the study: It is inadmissible to practically eliminate accidents in nuclear power plants, which lead to very high and early releases, by quoting results of probabilistic risk studies.

1. Aufgabenstellung und Einleitung

In den heute weltweit betriebenen Kernkraftwerken können schwere Unfälle mit weitreichenden Folgen eintreten. Ein derartiger Unfall kann u.a. die Evakuierung der Bevölkerung in einem Gebiet von bis zu 10.000 km² sowie die dauerhafte Umsiedlung in einem Gebiet von bis zu 100.000 km² erforderlich machen. Dies trifft auch für die deutschen Kernkraftwerke zu.

Die grundsätzliche Möglichkeit derartiger Unfälle wurde bisher auch von Befürwortern der Kernenergie nicht in Abrede gestellt, jedoch mit Verweis auf ihre angeblich äußerst geringe Wahrscheinlichkeit übergangen – trotz des Unfalls in einem Kernkraftwerk vom Typ RBMK in Tschernobyl am 26.04.1986.

Die Frage, inwieweit dieser Unfall als „typisch“ anzusehen und dazu geeignet war, die Sicherheit anderer Reaktortypen in Frage zu stellen, wird hier nicht weiter diskutiert. Fest steht jedenfalls, dass seit 1986 weltweit erhebliche Anstrengungen unternommen wurden, um die Sicherheit von Kernkraftwerken zu verbessern. Dennoch kam es in der Folge eines schweren Erdbebens mit Tsunamieinwirkung am 11.03.2011 im japanischen Kernkraftwerk Fukushima Daiichi erneut zu einem schweren Unfall. Soweit bisher absehbar, sind die Folgen zwar geringer als in dem im ersten Absatz beschriebenen schlimmsten Fall, aber nichtsdestoweniger erheblich. Jedenfalls ist der Unfall von Fukushima – wie jener von Tschernobyl – auf der Internationalen Nuklearen Ereignis-Skala der IAEA in die höchste Stufe (7 – katastrophaler Unfall) einzuordnen.

Ein einzelnes Unfallereignis illustriert die Gefahren und möglichen Unfallfolgen. Die Aussage, dass ein schwerer Unfall extrem unwahrscheinlich ist, wird dadurch noch nicht zwangsläufig widerlegt – es könnte sich um einen statistischen Ausreißer handeln. Daher stellt sich nach wie vor die Frage, wie belastbar Aussagen zur Wahrscheinlichkeit grundsätzlich sind.

Die vorliegende Studie war am 11.03.2011 inhaltlich bereits weit fortgeschritten. Eine Analyse des Unfalles von Fukushima muss späteren Arbeiten vorbehalten bleiben, ist aber für die hier behandelte Fragestellung auch nicht erforderlich.

Die deutsche Bundesregierung bezeichnete noch im September 2010 einen Unfall mit sehr großer, frühzeitiger Freisetzung radioaktiver Stoffe als „... zwar theoretisch möglich, gleichwohl aber im Hinblick auf die atomrechtlichen Anforderungen als praktisch ausgeschlossen anzusehen“ [BUNDESREGIERUNG 2010]. Diese Aussage bezieht sich auf die Freisetzungskategorie AF-ABV der deutschen Risikostudie Kernkraftwerke Phase B (großflächiges Sicherheitsbehälterversagen). Die Bundesregierung gibt die Wahrscheinlichkeit¹ eines Ereignisses dieser Kategorie für die neueren

¹ Fachlich korrekt wäre hier die Bezeichnung „Häufigkeit“. Die Verwendung des Begriffes „Wahrscheinlichkeit“ in diesem Zusammenhang ist jedoch weit verbreitet und umgangssprachlich üblich.

deutschen Druckwasserreaktoren mit 10^{-8} pro Jahr an. Als Quelle wird eine Risikostudie der GRS aus dem Jahr 2001 angegeben [GRS 2001], also eine Studie, die erheblich aktueller ist als die deutsche Risikostudie Kernkraftwerke Phase B, deren Endbericht 1989 veröffentlicht wurde.

Diese Studie bezieht sich auf das Kernkraftwerk Neckarwestheim-2, das zur Baulinie 4 und damit zu den neuesten deutschen Druckwasserreaktoren gehört. (Nach derzeitiger Gesetzeslage wird dieses Kernkraftwerk noch bis 2022 betrieben werden.) In dieser Studie wird die Freisetzungskategorie AF-ABV nicht verwendet. Es werden drei Freisetzungskategorien betrachtet, die mit sehr hohen und frühen Freisetzungen verbunden sind (A, B und C). Der Erwartungswert von deren Häufigkeit liegt insgesamt bei $2,5 \times 10^{-7}$ pro Jahr; die Häufigkeit der Freisetzungskategorie A allein, die zu den höchsten Freisetzungen führt, liegt bei $2,1 \times 10^{-7}$ pro Jahr. Diese Zahlen sind deutlich höher als die von der Bundesregierung angegebene.

Ungeachtet dieser Diskrepanz ist jedoch festzuhalten, dass Häufigkeiten im Bereich von wenigen 10^{-7} pro Jahr, gemessen an der alltäglichen Erfahrung, und auch an anderen Bereichen der Technik, als sehr gering anzusehen sind.

In der vorliegenden Studie wird untersucht, inwieweit die Ergebnisse von Risikostudien, die derartige Häufigkeiten ermitteln, als belastbar angesehen werden können, und wie aussagekräftig Zahlen wie die oben genannten unter Berücksichtigung der Grenzen und Möglichkeiten von Risikostudien sind. Insbesondere geht es darum, ob es zulässig ist, unter Berufung auf die Ergebnisse probabilistischer Risikostudien schwere Unfälle in Kernkraftwerken als „*praktisch ausgeschlossen*“ anzusehen.

In diesem Zusammenhang wird „*praktisch ausgeschlossen*“ in jener Bedeutung verstanden, in der dieser Begriff von der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) und der Western European Nuclear Regulators' Association (WENRA) gebraucht wird: Die Möglichkeit, dass bestimmte Bedingungen auftreten, wird als praktisch ausgeschlossen angesehen, wenn es entweder physikalisch unmöglich ist, dass diese Bedingungen auftreten, oder wenn ihr Auftreten mit einem hohen Grad von Vertrauen als extrem unwahrscheinlich angesehen werden kann [IAEA 2004; WENRA 2010]².

Im 2. Abschnitt der Studie werden die Grenzen und Möglichkeiten probabilistische Risikostudien in grundsätzlicher, allgemeiner Form erörtert.

Der 3. Abschnitt umfasst 5 Fallstudien. Anhand tatsächlich eingetretener Ereignisse in Kernkraftwerken wird untersucht, ob bzw. inwieweit diese realen Abläufe in PRA Berücksichtigung gefunden haben. Daraus werden Schlüsse betreffend mögliche Unterschätzungen der Unfallhäufigkeiten durch PRA abgeleitet.

Die betrachteten Fallstudien behandeln zwei Ereignisse in deutschen Kernkraftwerken sowie je eines in einem Kernkraftwerk in Frankreich, Schweden und den USA. Alle diese Ereignisse haben sich in den letzten Jahren abgespielt (2001 – 2009).

² Wörtlich im englischen Original: “In this context, the possibility of certain conditions occurring is considered to have been practically eliminated if it is physically impossible for the conditions to occur or if the conditions can be considered with a high degree of confidence to be extremely unlikely to arise.”

Im 4. Abschnitt werden Beispiele für mögliche Unfallabläufe in Druckwasserreaktoren (d.i. der weltweit am meisten verbreitete Reaktortyp) dargestellt, die durch interne Ereignisse ausgelöst werden können und zu frühzeitigen und sehr großen Freisetzungen führen. Damit soll illustriert werden, dass derartige Unfallabläufe real möglich sind und dass schwerwiegende Freisetzungen nicht nur durch externe Einwirkungen auf das Kernkraftwerk hervorgerufen werden können.

Der 5. Abschnitt kehrt an den Ausgangspunkt der Studie zurück und enthält das Fazit.

2. Grundsätzliches zu Probabilistischen Risiko-Analysen (PRA)

Eine probabilistische Risikoanalyse (PRA; auch probabilistische Sicherheitsanalyse, PSA, genannt) ist lt. Internationaler Atomenergie-Organisation eine umfassende, strukturierte Vorgehensweise zur Identifizierung von Versagens-Szenarien, die ein konzeptionelles und mathematisches Werkzeug zur Ableitung numerischer Schätzwerte für das Risiko darstellt [IAEA 2007].

Zentrale Elemente einer PRA sind Ereignisablaufanalysen. Dabei werden für alle betrachteten Ereignisse, die einen Unfall auslösen können, Ereignisbäume erstellt. Diese Ereignisbäume sollen jede Möglichkeit der Folgeentwicklung nach dem auslösenden Ereignis erfassen. Sie bestehen aus zahlreichen, sich zunehmend verzweigenden, unterschiedlichen Pfaden, die jeweils einem möglichen Ablauf entsprechen. Eine Verzweigung tritt an einer Stelle im Ablauf ein, an der eine Funktion, beispielsweise eines Sicherheitssystems, angefordert wird – die Funktion kann verfügbar oder nicht verfügbar sein.

Für die Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeiten der Funktionen von Sicherheitssystemen wird die Fehlerbaumanalyse eingesetzt, bei der systematisch sämtliche Ursachen erfasst und mit Wahrscheinlichkeiten bewertet werden sollen, die zu dem Ausfall führen können.

Gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA), d.s. Ausfälle von mehreren Sicherheitssystemen oder sicherheitsrelevanten Komponenten durch die gleiche Ursache, können grundsätzlich in Fehlerbaumanalysen berücksichtigt werden. Allerdings können die Eintrittswahrscheinlichkeiten von GVA in vielen Fällen lediglich grob abgeschätzt werden.

Bei einer PRA werden im Allgemeinen folgende drei Stufen unterschieden:

Stufe 1: Ermittlung von Ereignisabläufen, die zu Kernschäden führen können. Ergebnis ist die Zusammenstellung des Spektrums der möglichen Abläufe; Ergebnisse sind weiterhin die zu erwartenden Eintrittshäufigkeiten derartiger Abläufe, und damit in der Summe die Häufigkeit eines Kernschadens insgesamt.

Stufe 2: Ermittlung der weiteren Abläufe ab dem Eintritt des Kernschadens, insb. im Hinblick auf mögliches Versagen des Containments und der Freisetzungen radioaktiver Stoffe. Ergebnisse sind die verschiedenen möglichen Freisetzungskategorien, die sich nach Umfang und Zeitpunkt der Freisetzung unterscheiden, sowie deren zu erwartende Häufigkeiten.

Stufe 3: Ermittlung der Ausbreitung der freigesetzten radioaktiven Stoffe in der Umgebung, sowie der daraus resultierenden Schäden.

PRA der Stufe 3 werden selten durchgeführt. Die vorliegende Studie beschäftigt sich ausschließlich mit den Stufen 1 und 2.

In der Öffentlichkeit sind PRA bzw. deren Ergebnisse vor allem dafür bekannt, dass sie zur Ermittlung von Unfallhäufigkeiten bzw. –wahrscheinlichkeiten dienen. (Fachlich korrekt ist die Bezeichnung „Häufigkeit“; umgangssprachlich wird jedoch oft der Begriff „Wahrscheinlichkeit“ verwendet.) Bekannt sind Aussagen folgender Art: „Die Wahrscheinlichkeit eines schweren Unfalles liegt bei 1:10.000.000, also einem Zehnmillionstel, pro Jahr.“

Tatsächlich aber werden PRA in der Kerntechnik für eine ganze Reihe von Zwecken herangezogen. Die Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) gibt folgende Zielsetzungen für solche Untersuchungen an [IAEA 2000, 5.73]:

1. Durchführung einer systematischen Analyse, um zu überprüfen, dass die Auslegung eines Kernkraftwerks mit den allgemeinen Sicherheitszielen übereinstimmt;
2. Überprüfung des Vorliegens einer ausgewogenen Auslegung, bei der kein bestimmtes Merkmal oder auslösendes Ereignis einen disproportional großen oder deutlich unsicheren Beitrag zum Gesamtrisiko liefert [...];
3. Überprüfung des Fehlens von „cliff edge effects“ (ein solcher Effekt liegt vor, wenn eine kleine Abweichung der Anlagenparameter zu schweren Abweichungen im Anlagenverhalten führt);
4. Abschätzung der Wahrscheinlichkeiten des Auftretens von schweren Kernschäden, sowie des Risikos von größeren Freisetzungen, die außerhalb des Anlagengeländes kurzfristige Maßnahmen erfordern;
5. Abschätzung der Wahrscheinlichkeiten und der Folgen von Einwirkungen von außen;
6. Identifikation von Systemen, bei denen Verbesserungen der Auslegung oder Veränderungen von betrieblichen Prozeduren die Wahrscheinlichkeiten schwerer Unfälle reduzieren, oder deren Folgen abmildern könnten;
7. Beurteilung der Angemessenheit von Notfallschutzmaßnahmen;
8. Verifikation der Einhaltung probabilistischer Zielwerte, falls solche gesetzt wurden.

Ähnlich werden die Ziele einer PRA im deutschen PSA-Leitfaden definiert [BMU 2005].

Die Ermittlung von Häufigkeiten bzw. Wahrscheinlichkeiten von Unfällen ist demzufolge nur ein Ziel von mehreren bei der Durchführung von PRA. In Fachkreisen herrscht weitgehende Einigkeit darüber, dass es sich dabei nicht um das wichtigste Ziel handelt. Dies wird sehr deutlich ausgedrückt in einem Fachband, der Bestandteil des Leitfadens Probabilistische Sicherheitsanalyse ist [BFS 2005]:

„Der Nutzen einer PSA besteht vor allem darin, ggf. vorhandene Schwachstellen in einer Anlage zu erkennen und daraus folgend ein Verbesserungspotenzial für die Anlage abzuleiten.“

Tatsächlich besteht der Hauptvorteil einer PRA darin, dass eine systematische Analyse einer Anlage durchgeführt wird. Auf dieser Grundlage können Schwachstellen identifiziert werden; es kann überprüft werden, ob das Anlagenkonzept ausgewogen ist und es können Anhaltspunkte für gezielte Verbesserungen der Sicherheit ausgemacht werden.

Die zahlenmäßigen Ergebnisse zu Unfallhäufigkeiten können bei Gegenüberstellungen nützlich sein – etwa, wenn der Anlagenzustand nach einer durchgeführten Nachrüstung mit jenem davor verglichen werden soll, oder ein Vergleich zwischen zwei Anlagen erfolgen soll. Derartige Vergleiche setzen allerdings voraus, dass jeweils die gleiche Methodik angewandt wird (die PRA-Methodik ist international nicht vereinheitlicht; in verschiedenen Teilbereichen von PRA gibt es unterschiedliche Herangehensweisen), die Analysen den gleichen Umfang haben (also das gleiche Spektrum von auslösenden Ereignissen und Anlagenzuständen umfassen) und nicht zuletzt die Unsicherheiten der Ergebnisse angemessene Berücksichtigung finden.

Die zahlenmäßigen Ergebnisse einer PRA – insb. im Hinblick auf die Häufigkeit von Kernschäden sowie von hohen frühzeitigen Freisetzungen (d.s. Freisetzungen, die umfassende Katastrophenschutz-Maßnahmen erfordern würden, für die jedoch keine Zeit bleibt) – dürfen jedoch nicht als belastbare Absolutwerte angesehen werden. Eine PRA kann die Realität nur in sehr begrenzter Weise abbilden; bestenfalls liefert sie einen orientierenden Indikator für die tatsächliche Unfallhäufigkeit, der zwangsläufig unvollständig bleibt.

Wie oben erwähnt, ist es wichtig, die Unsicherheiten der Ergebnisse einer PRA zu berücksichtigen. Es kann jedoch nur ein Teil dieser Unsicherheiten zahlenmäßig erfasst werden.

Die IAEA unterscheidet drei Arten von Unsicherheiten [IAEA 2010, 5.152]:

1. Unsicherheiten, die durch Unvollständigkeit entstehen. Es kann nicht garantiert werden, dass eine PRA alle denkbaren Abläufe identifiziert und angemessen bewertet hat. Diese Art von Unsicherheit kann praktisch nicht quantifiziert werden.
2. Unsicherheiten, die sich aus der Modellierung ergeben: Diese entstehen daraus, dass das Wissen über die Angemessenheit der angewandten Methoden, Modelle, Annahmen und Näherungen unvollständig ist. Diese Art von Unsicherheit kann in begrenzter Form durch Sensitivitäts-Analysen untersucht werden.
3. Unsicherheiten der Parameter: Die Parameter, die zur Ermittlung quantitativer Resultate in einer PRA verwendet werden, sind mit Unsicherheiten behaftet. Insoweit diese Unsicherheiten durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen erfasst werden können, sind sie der Quantifizierung zugänglich und ihre Auswirkung auf das Gesamtergebnis kann angegeben werden.

Allein die zahlenmäßig erfassbaren Unsicherheiten (ein Teil Parameter-Unsicherheiten) sind erheblich; bei der Häufigkeit eines schweren Kernschadens liegen zwischen 5 %-Fraktile und 95 %-Fraktile typischerweise zwei Größenordnungen. Besonders große Unsicherheiten bestehen auf Stufe 2, im Zusammenhang mit der Modellierung der Abläufe von schweren Unfällen (Containmentverhalten, Verhalten der Schmelze, Wasserstoffbildung und -verteilung u.a.).

Bei mehreren jener Faktoren, die nur mit sehr großen Unsicherheiten bzw. überhaupt unzulänglich bei PRA zu berücksichtigen sind, sind Arbeiten im Gange, um die Methodik weiterzuentwickeln. Es ist davon auszugehen, dass sie in Zukunft in PRA immer besser berücksichtigt werden können; allerdings ist damit zu rechnen, dass erhebliche Unsicherheiten bestehen bleiben.

Gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA) konnten ursprünglich nur auf sehr grobe, ungenaue Weise in eine PRA eingebaut werden. Auf diesem Gebiet ist die Methodenentwicklung insb. im letzten Jahrzehnt bereits erheblich fortgeschritten, und die Behandlung von GVA hat sich verbessert. Derartige Ausfälle sind jedoch immer noch schwierig zu modellieren. Die Datenbasis ist schmal, und oftmals sind die verfügbaren Beschreibungen von GVA-Ereignissen unvollständig. Die Bewertung eines solchen Ereignisses ist dann nicht exakt, sondern von der subjektiven Einschätzung der Experten abhängig. Eine Methodik für die Ermittlung von Werten aus verschiedenen Expertenschätzungen ist vorhanden. Die Streubreiten der Ergebnisse sind jedoch z.T. erheblich und umfassen mehrere Größenordnungen [BFS 2005]. Die Schwierigkeit liegt u.a. drin, dass es in der Praxis unmöglich ist, alle Mechanismen für GVA zu erfassen, die auftreten können.

Komplexes menschliches Fehlverhalten ist schwer zu erfassen, die kognitiven Aspekte menschlichen Fehlverhaltens entziehen sich weitgehend einer Modellierung. Insbesondere können menschliche Handlungen, die (unbeabsichtigt) eine Situation verschlimmern, praktisch nicht erfasst werden [CSNI 2004]. Weiterhin wird die Wahrscheinlichkeit für menschliches Fehlverhalten vom organisatorischen Umfeld bestimmt, besonders von der Sicherheitskultur einer Anlage. Es gibt zurzeit jedoch keine anerkannte Methode, um die Sicherheitskultur bei der Bestimmung solcher Wahrscheinlichkeiten zu berücksichtigen [IAEA 2010, 5.111].

Alterungserscheinungen können, wenn überhaupt, nachträglich berücksichtigt werden, sobald sie in die Datenbasis Eingang gefunden haben. Zuverlässigkeitsmodelle für Komponenten beruhen im Allgemeinen auf der Annahme konstanter Ausfallraten, was langfristig u.U. nicht zutrifft. Weiterhin entsprechen Zuverlässigkeitsdaten nicht unbedingt dem aktuellen Stand einer Anlage, da sie meist bereits vor Jahren zusammengestellt wurden. Schließlich kommt es häufig vor, dass Komponenten wie Kabel oder bauliche Strukturen in einer PRA gar nicht behandelt werden, da sie eine sehr niedrige Ausfallsrate aufweisen; dies kann sich jedoch im Laufe der Zeit ändern. Methoden zur besseren Berücksichtigung von Alterungserscheinungen in PRA sind in Entwicklung [RODIONOV 2007].

Eine Einbeziehung des Nichtleistungsbetriebes in PRA gehört zum Stand von Wissenschaft und Technik. In Deutschland wird dies im Leitfaden [BMU 2005] allerdings nur für die Stufe 1 gefordert. Die Methodik für Untersuchungen zum Nichtleistungsbetrieb auf Stufe 2 befindet sich jedenfalls in Deutschland noch in Entwicklung.

Verschiedene Faktoren können in PRA grundsätzlich nicht berücksichtigt werden. Dazu gehören neue, bisher unbekannte physikalische und chemische Phänomene sowie unerwartete Ereignisse. Weiterhin ist es unmöglich, Terror- und Sabotagehandlungen in eine PRA sinnvoll einzubeziehen. Derartige Einwirkungen (Terrorangriffe, Aktionen von Innentätern sowie Kombinationen davon) können auf unterschiedlichste Art durchgeführt werden – bei der Wahl der Mittel und der Vorgehensweisen ist die Auswahl nahezu unbegrenzt.

Wie bereits erwähnt, können auch Einflüsse der Sicherheitskultur in einem Kernkraftwerk nicht in PRA abgebildet werden. Ebenso entziehen sich Faktoren wie mangelhafte Aufsicht durch die zuständige Behörde und Mängel in den Sicherheitsvorschriften einer solchen Analyse.

Mitte 2011 stellte J. Laaksonen, der damalige Chef der finnischen Atomaufsichtsbehörde STUK und Vorsitzende der Western European Nuclear Regulators' Association (WENRA), fest, dass keines der bisher bei Kernkraftwerken eingetretenen Unfallszenarien im Rahmen von PRA modelliert und studiert worden ist. Als Grundursache dieser Unfälle nannte Laaksonen mangelndes Wissen (Three Mile Island), Fehlen einer Sicherheitskultur (Tschernobyl) und Mängel bei den Sicherheitsvorschriften (Fukushima) [LAAKSONEN 2011].

Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, dass nicht jede PRA sämtliche Faktoren, die berücksichtigt werden können, auch tatsächlich nach allen Regeln der Kunst berücksichtigt. Eine komplette PRA, die eine Vollständigkeit und geringstmögliche Unsicherheit nach dem aktuellen Stand der Methodik anstrebt, ist ein sehr umfangreiches Projekt, das erhebliche Ressourcen und Zeit benötigt. Es besteht also bei derartigen Analysen immer ein gewisser Druck in Richtung auf Vereinfachung und Weglassung.

Für die KKW-Betreiber gibt es zwar verbindliche Vorgaben für PRA, wie den PSA-Leitfaden in Deutschland [BMU 2005] oder die PSA-Richtlinie in der Schweiz [ENSI 2009]. Auch diese lassen jedoch einen gewissen Spielraum im Hinblick darauf, was detailliert untersucht werden muss und was nicht. Weiterhin sind die Anforderungen in verschiedenen Ländern unterschiedlich. So ist beispielsweise in der Schweiz eine Analyse der Stufe 2 auch für den Nichtleistungsbetrieb vorgeschrieben, in Deutschland nicht.

Aufgrund der vor allem bei einer im obigen Sinne kompletten PRA erheblichen Zeitdauer der Durchführung (mehrere Jahre) ist außerdem zu bedenken, dass Ergebnisse immer nur mit Zeitverzögerung zur Verfügung stehen. Die Datenbasis kann somit zum Zeitpunkt des Abschlusses der Analyse bereits veraltet sein. In Teilbereichen ist es allerdings möglich, eine PRA laufend zu aktualisieren und auf dem neuesten Stand zu halten („living PRA“).

3. Fallstudien zu den Grenzen von PRA

3.1 Wasserstoffexplosion in Brunsbüttel, 2001

3.1.1 Ereignisüberblick

Der nachfolgend anhand verschiedener Quellen [HARTEL 2002; KLEEN 2003; KLEEN 2004; LANDESREGIERUNG 2002] beschriebene Vorfall im Kernkraftwerk Brunsbüttel (KKB) betraf die sog. Reaktordruckbehälterdeckel-Sprühleitung. Diese Leitung dient beim Abfahren der Anlage der Kühlung des Reaktordruckbehälterdeckels von innen, während des Leistungsbetriebs erfüllt sie keine Funktion. Sie verläuft ausgehend vom Deckel des Reaktordruckbehälters (RDB) zunächst im Sicherheitsbehälter (SHB) und bindet dann außerhalb des SHB in das Reaktorwasserreinigungssystem ein. Vor und nach dem Durchtritt durch den SHB befindet sich je eine Gebäudeabsperrramatur (Armaturen TC03S204/205 in Abbildung 3.1.1). Beide Armaturen sind beim Leistungsbetrieb der Anlage abgesperrt. Die Deckelsprühleitung besitzt eine Entwässerung, die mit Entwässerungsleitungen der Frischdampfarmaturen und des Hochdruckeinspeisesystems verbunden, ist. Diese Verbindung kann über eine Entwässerungsarmatur (Armaturn TC03S403 in Abbildung 3.1.1) abgesperrt werden. Kurz hinter dem RDB befindet sich in der Deckelsprühleitung noch eine Rückschlagklappe, die beim Leistungsbetrieb aufgrund des gegenüber dem Frischdampfsystem höheren Drucks im RDB geschlossen ist. Zwei Flanschverbindungen in der Sprühleitung ermöglichen die Demontage der Leitung beim Öffnen des RDB Deckels zum Zweck des Brennelementwechsels.

Am 14. Dezember 2001 liefen im Kernkraftwerk Brunsbüttel um 13:08 Uhr Alarmmeldungen im Bereich der Deckelsprühleitung und der Brandmeldeanlage des Sicherheitsbehälters auf der Warte auf. Damit verbunden waren ein Anstieg des Druckes, der Temperatur und der Feuchte sowie ein erhöhter Wasseranfall im Sicherheitsbehälter. Zusätzlich kam es zum Ansprechen des Körperschallüberwachungssystems und von Endschaltern von 3 Armaturen im Bereich der Deckelsprühleitung.

Die Schichtmannschaft interpretierte die verschiedenen auf der Warte aufgelaufenen Anzeigen und Rechnermeldungen als Leckage an einer der Flanschverbindungen der Deckelsprühleitung. Weiterhin war man der Auffassung, dass der nicht absperrbare Bereich der Deckelsprühleitung vom Reaktordruckbehälter bis zur Rückschlagklappe von der Leckage nicht betroffen war. Nach 4 Minuten sperrte die Schichtmannschaft die Deckelsprühleitung mit der fernbedienten Entwässerungsarmatur (Armaturn TC03S403 in Abbildung 3.1.1) gegenüber dem Frischdampfsystem ab. Hierdurch konnten der Wasser-/Dampfeintrag in den SHB sowie der Druckanstieg beendet werden. Weitere Sofortmaßnahmen wurden von der Betriebsmannschaft als nicht erforderlich angesehen. Das Kraftwerk verblieb im Leistungsbetrieb.

Im Nachgang des Ereignisses durchgeführte weitere Auswertungen durch den Betreiber endeten ebenfalls mit dem Ergebnis, dass ein kleines Leck in der Deckelsprühleitung die Ursache für die Meldungen und Anzeigen darstellen müsse.

In der Folgezeit kam es zu Kontroversen zwischen dem Betreiber, dem Gutachter und der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde über die Ursachen der festgestellten Meldungen und Anzeigen sowie zu den einzuleitenden weiteren Maßnahmen. Letztlich forderte die Aufsichtsbehörde den Betreiber mit Schreiben vom 08. Februar ultimatив auf, eine Inspektion innerhalb des Sicherheitsbehälters durchzuführen.

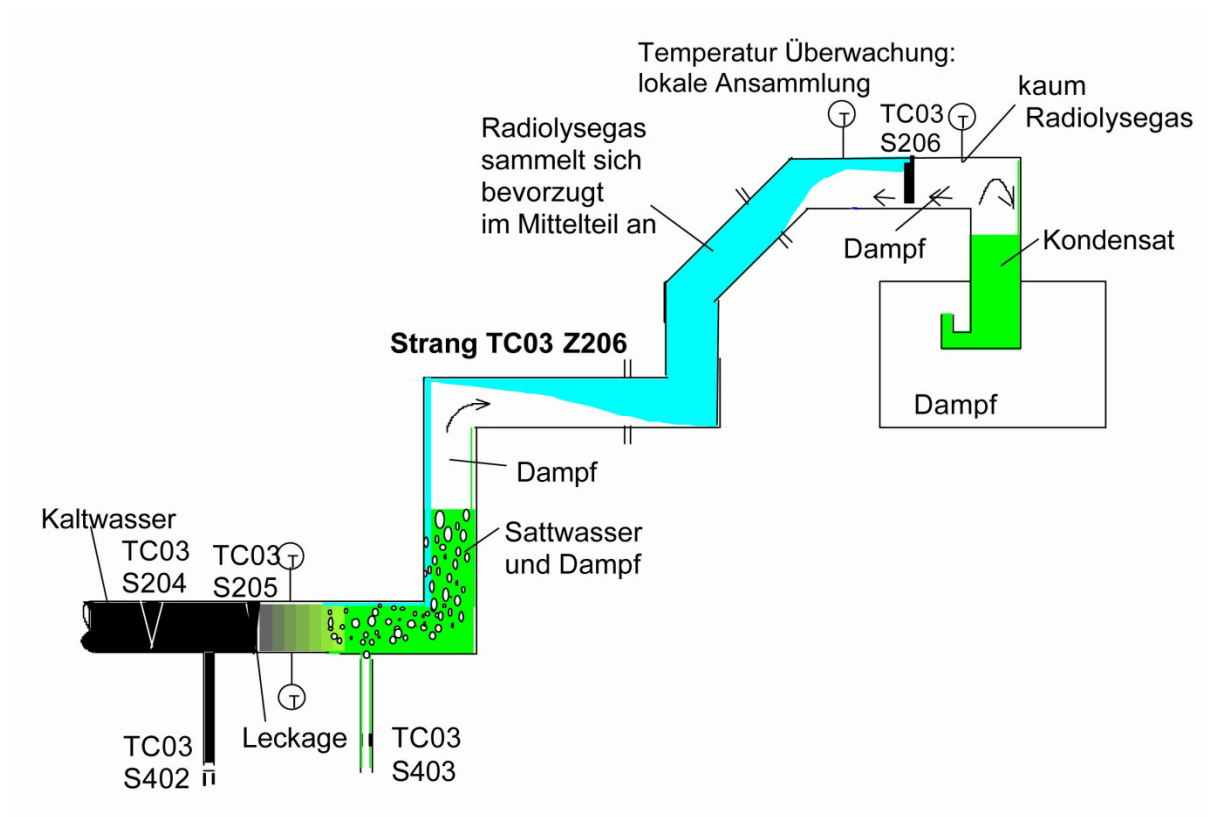
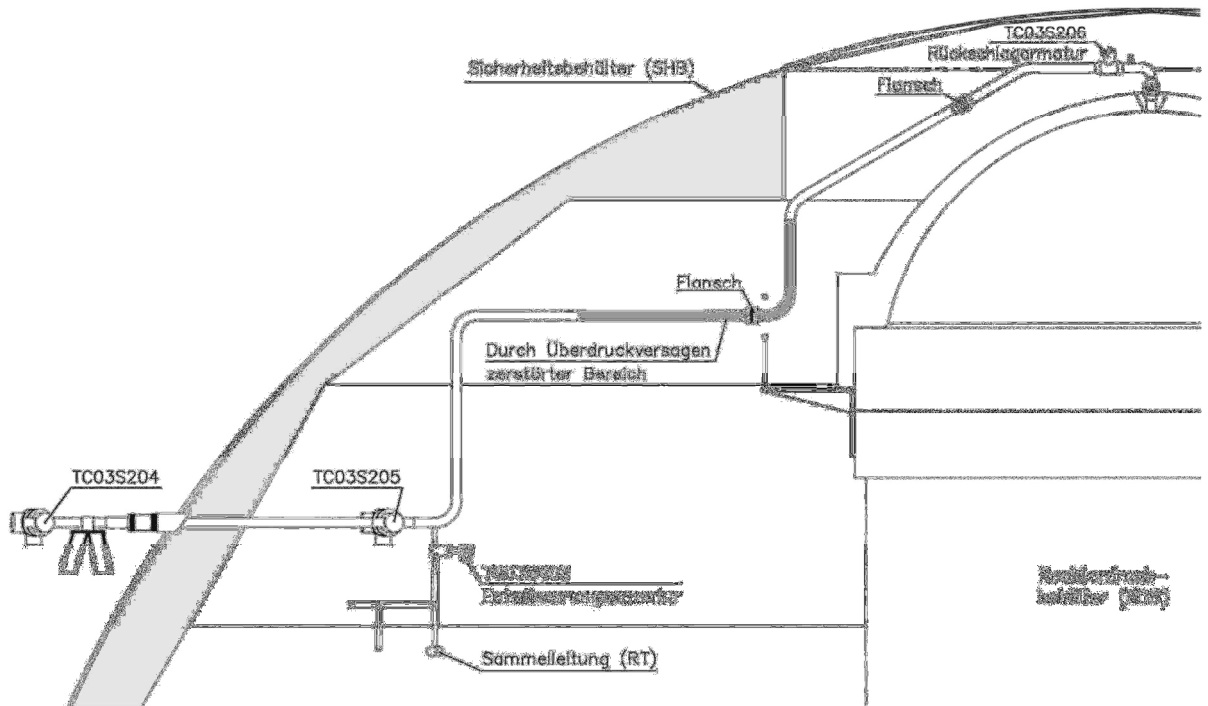


Abbildung 3.1.1: Aufbau des Deckelsprühsystems im Kernkraftwerk Brunsbüttel [KLEEN 2004]

In Anwesenheit von Mitarbeitern der Aufsichtsbehörde und unter Beteiligung von Gutachtern wurde dann am 18. Februar 2002 – nachdem die Anlage auf ca. 10 % Leistung heruntergefahren worden war, um eine Begehbarkeit des Sicherheitsbehälters zu ermöglichen – der Sicherheitsbehälter inspiziert. Dabei wurde festgestellt, dass es sich bei dem Ereignis vom 14. Dezember 2001 nicht um eine bloße Flanschleckage an der Deckelsprühleitung gehandelt hatte. Vielmehr waren Teile der Leitung abgerissen, ca. 2,7 Meter Rohrleitung fehlten völlig, in der Umgebung wurden insgesamt 33 Bruchstücke aufgefunden. Eine im betroffenen Bereich vorhandene Flanschverbindung lag zusammen mit anschließenden Rohrleitungsabschnitten als vollständiger Bruchteil vor. Die Anlage wurde daraufhin vom Netz genommen.



Abbildung 3.1.2: Bruchstücke der Deckelsprühleitung [KLEEN 2004]

Im Nachgang wurden Folgeschäden an Rohrleitungen (Aufweitungen) und teilweise auch an Armaturen festgestellt. Durch die weggeschleuderten Trümmerteile der Leitung wurden Teile der Isolierung des Reaktordruckbehälters, Kabeltrassen und Lüftungskanäle beschädigt. Darüber hinaus wurden zahlreiche Anschlagspuren an Komponenten und Bauteilen festgestellt.

Die sicherheitstechnische Bedeutung des Vorfalls lag darin, dass eine in den Reaktordruckbehälter einbindende Rohrleitung im Sicherheitsbehälter durch eine Explosion teilweise zerstört worden war. Hätte die Explosion die Rückschlagklappe in ihrer Funktionsfähigkeit beeinträchtigt oder wäre auch der nicht absperzbare Bereich der Leitung zwischen Rückschlagklappe und RDB beschädigt worden, so hätte dies zu einem Kühlmittelverluststörfall (KMV) mit der dann notwendigen Anforderung der Notkühleinrichtungen geführt. Weiterhin bestand die Möglichkeit, dass sicherheitsrelevante Leitungen des Reaktorschutzsystems durch wegfliegende Trümmer hätten beschädigt werden können. Gravierendere Konsequenzen hätten sich insbesondere auch bei einer Beschädigung des Sicherheitsbehälters durch Bruchstücke ergeben können: Im Falle eines gleichzeitigen KMV (z.B. durch Beschädigung der Rückschlagklappe) wäre die Funktionsfähigkeit des Druckabbausystems beeinträchtigt gewesen und es wäre ein Dampf-/Wasseraustrag aus dem SHB in das Reaktorgebäude aufgetreten.

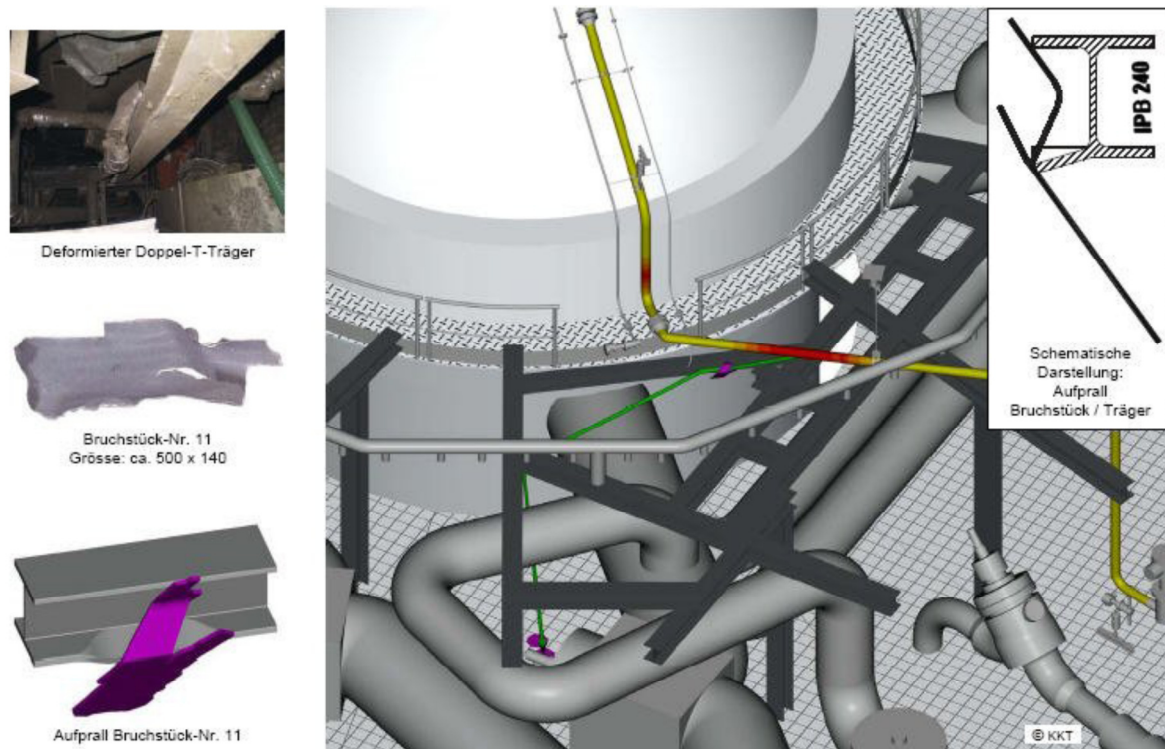


Abbildung 3.1.3: Verbiegung eines massiven Trägers infolge des Auftreffens eines 4,4 kg Leitungsbruchstücks [KLEEN 2004]

3.1.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber

Die Aufklärung der Ereignisursache ergab, dass die beobachteten Schäden auf eine schlagartige Verbrennung / Detonation von Wasserstoff zurückzuführen waren. Der Wasserstoff entsteht im Zuge strahlungsbedingter Radiolyse von Wasser und wird bei Siedewasserreaktoren in der Dampfphase aus dem Reaktordruckbehälter transportiert. Er wird im Turbinenkondensator abgesaugt und dann über einen Rekombinator geleitet. Prinzipiell kann der radiolytisch erzeugte Wasserstoff in alle Systeme, die mit Systemdampf beaufschlagt werden (und sei es nur temporär oder über Leckagen), eingetragen werden. Kommt es zur Kondensation von Dampf an kälteren Stellen und kann der Wasserstoff nicht abströmen oder wird er nicht durch vor Ort angebrachte Rekombinatoren beseitigt, können sich lokale Ansammlungen von Wasserstoff ausbilden. Diese können unter geeigneten Bedingungen bereits bei geringen Energien, so wie sie z.B. bei Schaltvorgängen auftreten, gezündet werden.

Die Wasserstoffexplosion in KKB war nicht der erste Vorfall im Zusammenhang mit lokalen Ansammlungen von Radiolysegas und darauf folgenden Wasserstoffverbrennungen/-explosionen. Auch in KKB selbst waren schon vor dem Dezember 2001 Schäden durch Radiolysegasreaktionen beobachtet worden. Die in verschiedenen Kernkraftwerken aufgetretenen Ereignisse hatten zu mehreren sog. Weiterleitungsnachrichten geführt, mittels derer die Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) die Kraftwerksbetreiber über sicherheitstechnisch bedeutsame

Vorkommnisse informiert und mögliche Gegenmaßnahmen empfiehlt. In der Vergangenheit waren infolge von Radiolysegasreaktionen u. a. aufgetreten:

- zu hohe Drücke oder Brüche in Steuerleitungen sowie Schäden an Sicherheits- und Entlastungsventilen (die bei Siedewasserreaktoren der Druckbegrenzung und -entlastung dienen),
- im Jahr 1999 in KKB der Bruch einer Steuerleitung im Turbinen-Niederdruck-Bypass-System,
- der Bruch einer Dampfleitung im Hochdruck Einspeisesystem des japanischen Kraftwerks Hamaoka.

Obwohl also Wasserstoffreaktionen bereits im KKB selbst zu Schäden geführt hatten, war das im Kraftwerk umgesetzte Konzept zur Vermeidung von Radiolysegasreaktionen nicht ausreichend wirksam, um die Wasserstoffexplosion in der Deckelsprühleitung zu verhindern. Hierbei ist auch relevant, dass verschiedene Faktoren dazu geführt hatten, dass sich die Deckelsprühleitung und die anschließenden Rohrleitungen in einem Zustand befanden, der in mehrfacher Hinsicht vom „Idealzustand“ des Systems abwich. Es war letztlich eine Kombination verschiedener Abweichungen von den spezifizierten Bedingungen zusammen mit einer erheblichen Sensitivität des Systemverhaltens gegenüber diesen Abweichungen, die in die Explosion im Dezember 2001 mündeten:

- Leckagen an den beiden Gebäudeabschlussarmaturen in der Deckelsprühleitung (Armaturen TC03S204/205 in Abbildung 3.1.1) führten zu einem Eintrag von kühlerem Wasser aus dem Reaktorwasserreinigungssystem.
- Dieser Effekt wurde begünstigt durch eine in der Revision 2001 nachgedichtete Entwässerungsarmatur zwischen den Gebäudeabsperreamaturen, die vorher Kondensat abgeführt hatte (Armatur TC03S402 in Abbildung 3.1.1). Der Eintrag von kälterem Wasser in die Deckelsprühleitung wurde dadurch verstärkt.
- Das Aufstauen von eingetragem und kondensiertem Wasser in der Deckelsprühleitung wurde dadurch begünstigt, dass der Abfluss von Kondensat und Leckagewasser behindert war. Grund war, dass die Armatur zur Entwässerung der Deckelsprühleitung (Armatur TC03S403 in Abbildung 3.1.1) nur zu einem Drittel geöffnet war, da der Hub der Armatur stark eingeschränkt war (dem Personal wurde auf der Warte allerdings eine vollständige Offenstellung angezeigt). Der verringere Hub hatte sich bei einer Neueinstellung der Armatur infolge verschiedener nicht ausreichend berücksichtigter Einflussfaktoren ergeben.
- Über die Entwässerung der Deckelsprühleitung bestand eine Verbindung zwischen der Leitung und dem Frischdampfsystem. Dies entsprach zwar der betrieblich vorgesehenen Situation. Allerdings kondensierte der das Leitungssystem füllende Frischdampf verstärkt an dem kälteren Wasser, das über die Leckagen an den Gebäudeabschlussarmaturen in die Deckelsprühleitung gelangte und aufgrund der zur geringen Öffnung der Entwässerungsarmatur nicht abfließen konnte. Dadurch strömte verstärkt Dampf und damit auch Radiolysegas in die Leitung nach. Dies begünstigte die Ausbildung einer lokalen Wasserstoffansammlung.

Die Ausbildung lokaler Radiolysegasansammlungen kann relativ gut durch Änderungen der Temperatur der betroffenen Leitungsabschnitte erkannt werden. Die Deckelsprühleitung des KKB war mit insgesamt vier Temperaturmessstellen ausgerüstet, die der Ermüdungsüberwachung dienten. Eine der Messstellen, positioniert am RDB-seitigen Leitungsabschnitt in der Nähe der Rückschlagklappe, wurde zusätzlich zur Detektion von Radiolysegasansammlungen herangezogen. Durch die Einbeziehung weiterer dieser vier Messstellen in die Radiolysegasüberwachung hätte, wie eine Nachauswertung der Messwerte zeigte, die der Explosion vom Dezember 2001 vorausgehende Wasserstoffansammlung an einer, im Vergleich zu den vorausgegangenen Jahren, deutlichen Temperaturabsenkung erkannt werden können. Die Einbeziehung weiterer Messstellen in die Radiolysegasüberwachung war zunächst auch vorgesehen worden. Die Auswertung von Temperaturmessungen nach einem zweijährigen Testbetrieb hatte den Betreiber jedoch zu dem Ergebnis geführt, dass der von der Explosion betroffene Leitungsabschnitt als unkritisch für die Ansammlung von Radiolysegas anzusehen sei. Er war deshalb aus dem Überwachungsprogramm heraus genommen worden. Die Einstufung der Leitungsabschnitte als „unkritisch“ und der Verzicht auf Überwachungsmaßnahmen erfolgten zu einem Zeitpunkt zu dem die Mechanismen, die zur Wasserstoffexplosion im Dezember 2001 führten, nicht oder jedenfalls nicht in Kombination wirksam waren.

Die Bewertung der mit der Explosion vom 14. Dezember 2001 verbundenen Messwerte durch den Betreiber war bis Februar 2002 und damit über einen Zeitraum von zwei Monaten nicht geeignet, die Ursache der festgestellten Irregularitäten korrekt festzustellen. Wie die spätere Auswertung aller verfügbaren Daten (z.B. Temperaturüberwachung in der Deckelsprühleitung) zeigte, lagen aus der Anlagenüberwachung Daten vor, die auf eine mögliche Ansammlung von Radiolysegas hinwiesen. Diese wurden aber nicht oder nicht korrekt bewertet. Die Begehung des Sicherheitsbehälters erfolgte letztlich aufgrund des seitens der Aufsichtsbehörde aufgebauten Drucks. Insofern war das Verhalten des Betreibers im unmittelbaren Anschluss des Ereignisses nicht sicherheitsgerichtet. Die Nachauswertung des Betreiberhaltens durch von der Aufsichtsbehörde bestellte Gutachter ergab auch, dass beim Betreiber grundlegende Mängel im Sicherheitsmanagement vorlagen.

Die Regierung des Landes Schleswig-Holstein stellte bezüglich des Themenkomplexes „Sicherheitskultur“ in einem Bericht vom 19. März 2002 fest [LANDESREGIERUNG 2002]:

„Die Landesregierung hält den Störfall aber auch deshalb für bedeutsam, weil die Behandlung des Ereignisses durch die Betreiberin die Frage nach dem Sicherheitsmanagement und der Zuverlässigkeit der Betreiberin auslöst. [...] Die Betreiberin hat im Verlaufe des aufsichtlichen Prozesses immer wieder die für sie harmloseste Variante unterstellt und alle Anzeichen auf größere Belastungen ignoriert.

[...]

Für die Landesregierung ist klar erkennbar, dass der Frage des Sicherheitsmanagements vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Strommärkte für den künftigen Betrieb von Kernkraftwerken eine besondere Bedeutung beizumessen ist. Trotz der bereits eingeleiteten, im wesentlichen aber noch bevorstehenden Veränderungsprozesse auf den Strommärkten muss gewährleistet bleiben, dass in kerntechnischen Anlagen jederzeit bis zur endgültigen Betriebseinstellung bzw. Stilllegung die bestmögliche Sicherheit gewährleistet bleibt. Hierzu

gehört auch ein effektives Sicherheitsmanagement. Wirtschaftliche Erwägungen dürfen niemals zu Lasten bestmöglicher Sicherheit gehen.“

3.1.3 Diskussion

Die Wasserstoffexplosion in der Deckelsprühleitung führte zu sog. „unspezifizierten Belastungen“ der Rohrleitung. Dies bedeutet, dass Belastungen auftraten, die der Auslegung der Leitung nicht zu Grunde gelegt worden waren und letztlich eine Totalzerstörung eines Leitungsabschnitts nach sich zogen. Hintergrund war, dass im Kernkraftwerk Brunsbüttel bis zu dem Ereignis im Dezember 2001 in der betroffenen Leitung kein Mechanismus als wirksam bekannt bzw. unterstellt worden war, der derart hohe Innendruckbelastungen wie die aufgetretene Explosion hätte bewirken können.

Unspezifizierte Belastungen, wie sie z.B. auch infolge von Kondensationsschlägen auftreten können, stellen prinzipiell eine Gefahr für die Integrität von Leitungen und Komponenten dar, da sie die der Auslegung zugrunde gelegten Werte überschreiten und damit zu Schäden führen können. Sie sind daher durch geeignete Auslegung, Überwachung und Fahrweisen auszuschließen. Dennoch zeigt die Erfahrung, dass immer wieder unspezifizierte Belastungen auftreten.

Im speziellen Fall von Radiolysegasexplosionen ist relevant, dass die kinetische Energie von Bruchstücken nach Leitungs- oder Komponentenversagen und damit auch die Reichweite der Bruchstücke sehr hoch sind. Daher können infolge der Geschosswirkungen auch Ausfälle von mehreren Redundanzen sicherheitsrelevanter Einrichtungen hervorgerufen werden.

Im Hinblick auf die Aussagekraft von PRA sind im Hinblick auf „unspezifizierte Belastungen“ zwei Aspekte relevant:

- Treten durch unspezifizierte Belastungen Schäden auf, die hinsichtlich ihrer Folgen durch in der PRA betrachtete einleitende Ereignisse abgedeckt werden³, so sind sie in der PRA implizit erfasst. Die entsprechenden in der PRA betrachteten einleitenden Ereignisse können dann aber in der Realität häufiger sein als dies die in der PRA ausgewiesenen Zahlenwerte nahe legen.
- Treten durch unspezifizierte Belastungen Schäden auf, die hinsichtlich ihrer Folgen nicht durch in der PRA betrachtete einleitende Ereignisse abgedeckt werden⁴, könnten auch bislang unbekannt oder als extrem unwahrscheinlich eingestufte Ereignisabläufe auftreten. Im ungünstigsten Fall könnten sich dadurch deutliche Änderungen an der ermittelten Häufigkeit von Kernschadens- oder gefährdungszuständen ergeben.

Prinzipiell hätte auch vor der Wasserstoffexplosion in der Deckelsprühleitung in einer anlagenspezifischen PRA ein Ereignis wie „Radiolysegasexplosion mit Folgeschäden“ berücksichtigt

³ Wäre es z.B. im vorliegenden Fall zu einer Explosion mit Kühlmittelverlust gekommen, wäre dies durch das Spektrum einleitender Ereignisse in der PRA abgedeckt gewesen.

⁴ Wäre es z.B. im vorliegenden Fall zu einer Explosion mit Kühlmittelverlust und Beschädigung des Sicherheitsbehälters durch Bruchstücke gekommen, wäre dies durch das Spektrum einleitender Ereignisse in der PRA nicht abgedeckt gewesen.

werden können. Allerdings hängt das Ausmaß der auftretenden und damit zu betrachtenden Folgeschäden von der Größe der unterstellten Radiolysegasansammlung und deren Position ab. Die Ermittlung von realistischen Häufigkeiten für das Ereignis „Radiolysegasexplosion mit Folgeschäden“ hätte es daher erfordert, dass alle Mechanismen und Abläufe, die zur Ausbildung von Radiolysegasansammlungen hätten führen können (wie vergrößerte und/oder verminderte Armaturenleckagen, Ausfall von Überwachungseinrichtungen), in ihren Auswirkungen bekannt und analysiert gewesen wären. Das führt auf die Notwendigkeit eines tiefgreifenden Systemverständnisses mit der zusätzlichen Anforderung, dass alle im Hinblick auf Radiolysegasexplosionen relevanten Abweichungen und Störungen geeignet hätten quantifiziert werden müssen.

Wenn allerdings, wie im vorliegenden Fall, bereits eine gezielte Systemanalyse im Hinblick auf die deterministische Vermeidung von möglichen Gefährdungen keine ausreichenden Ergebnisse liefert, erscheint es äußerst fraglich, dass eine PRA hier zusätzliche Schwachstellen zu Tage fördern kann. Die Ereignisse werden ja nicht durch Ausfälle von Komponenten verursacht (wofür Statistiken aus der Betriebserfahrung vorliegen) sondern durch vorher nicht ausreichend identifizierte Pfade. Die Folge ist wiederum, dass die in der PRA ermittelten oder angesetzten Häufigkeiten für bestimmte Ereignisabläufe zu niedrig sein können.

In diesem Zusammenhang ist ein grundsätzlicher Aspekt relevant, der auch im Rahmen einer PRA schwierig zu behandeln ist: Liegt eine hohe Sensitivität einzelner Systeme oder Komponenten gegenüber bestimmten Änderungen vor, können an sich geringfügige Störungen oder Abweichungen von spezifizierten Werten oder Zuständen zu gravierenden Konsequenzen führen. Die Situation verkompliziert sich, wenn, wie im vorliegenden Fall, bestimmte Abweichungen und/oder Änderungen ihre volle Wirksamkeit erst in Kombination entfalten. Derartige Sensitivitäten in Verbindung mit relevanten Kombinationen möglicher Abweichungen auszuloten, erfordert ein tiefgreifendes Systemverständnis, das im vorliegenden Fall vor dem Ereignis im Dezember 2001 nicht in ausreichendem Umfang gegeben war.

Im Hinblick auf eine künftige Vermeidung von Wasserstoffexplosionen im KKB und in anderen Kernkraftwerken ist festzustellen, dass mittlerweile eine systematische Prüfung und Neubewertung des Anlagenkonzepts zur Vermeidung von Radiolysegasreaktionen erfolgt ist. Die neuen Erkenntnisse aus dem Vorfall vom Dezember 2001 haben dabei in einem geänderten Nachweiskonzept ihren Niederschlag gefunden. Dieses Nachweiskonzept ist auf Basis von Untersuchungen zu dem Ereignis entwickelt und von der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) als Empfehlung verabschiedet worden [RSK 2003]. Die Umsetzung dieses Ansatzes in allen deutschen Kernkraftwerken soll Explosionen wie in KKB zukünftig ausschließen. Das Konzept bedeutet insofern einen deutlichen methodischen Fortschritt, als es nicht vom gegebenen System ausgeht und dann auf Basis von Analysen ableitet, ob Radiolysegasansammlungen auftreten und welche möglichen Folgen sich daraus unter den gegebenen Bedingungen ergeben können. Dieser „alte“ Ansatz hat die Schwäche, dass bestimmte Effekte vergessen werden können. Stattdessen wird die Kausalkette umgedreht: Man geht zunächst von den möglichen Konsequenzen unterstellter Radiolysegasansammlungen aus. Je nach Schweregrad dieser Konsequenzen werden abgestufte Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Erkennung von Radiolysegasansammlungen vorgeschrieben. Das Konzept sieht umso strengere Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Erkennung Radiolysegasansammlungen vor, je gravierender die Folgen einer Explosion sein können. Daraus kann sich die Notwendigkeit deutlicher

Änderungen an der gegebenen Systemauslegung ergeben, um dieses unempfindlich zu machen und Gasansammlungen a priori zu vermeiden. Die Behandlung der in dem Konzept [RSK 2003] vorgesehenen Maßnahmen im Rahmen einer PRA kann insofern vereinfacht sein als pauschal die Unwirksamkeit der jeweiligen Maßnahme unterstellt werden kann. Ggf. können hier für bestimmte Gegenmaßnahmen aus Betriebserfahrungen gewonnene Daten herangezogen werden.

Somit sind gegen die in Brunsbüttel aufgetretene unerwartete Belastung (Wasserstoffexplosion) Gegenmaßnahmen möglich; sie wurden nach dem Ereignis in Deutschland auch ausgearbeitet und ergriffen.

Es liegt jedoch in der Natur der Sache, dass es unmöglich ist, sämtliche Mechanismen und Abläufe unerwarteter Belastungen vorweg zu identifizieren und entsprechende Maßnahmen zu ergreifen.

3.2 Korrosion am Reaktordruckbehälterdeckel in Davis Besse, 2002

3.2.1 Ereignisüberblick

Nach dem Befund mehrerer Fälle von Spannungsrissskorrosion im Primärkreis (engl.: Primary Water Stress Corrosion Cracking, PWSCC) in den amerikanischen Kernkraftwerken gab die amerikanische Aufsichtsbehörde U.S.NRC (United States Nuclear Regulatory Commission) im Jahr 2001 das NRC-Mitteilungsblatt 2001-01 aus. Mit dem Mitteilungsblatt wurden die amerikanischen Kernkraftwerksbetreiber aufgefordert, eine Inspektion der Steuerstabantriebstützen bezüglich einer möglichen Entstehung von Rissen durch Spannungskorrosion im Primärkreis (PWSCC) in ihren Kernkraftwerken auszuführen. Entsteht ein Riss an einem Steuerstabantriebstützen, dann kommt es zu einer Leckage, und das Kühlmittel tritt aus dem Reaktordruckbehälter aus. Da der äußere Bereich des Reaktordruckbehälter(RDB)-Deckels nicht auf Borsäurebeständigkeit ausgelegt ist, kann die im Kühlmittel enthaltene Borsäure eine Korrosion im RDB-Deckel verursachen, was zu einem Materialabtrag des RDB-Deckels führt.

Der Betreiber des Kernkraftwerks Davis-Besse beantragte, diese Inspektion auf den nächsten geplanten Brennelementwechsel zu verschieben. Der Antrag wurde durch eine probabilistische Risikoanalyse (PRA) der während des Zeitintervalls möglicherweise auftretenden Auswirkungen ergänzt. Die PRA beinhaltete u.a. eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Kühlmittelverlust-Störfalls mit mittlerer Leckgröße als repräsentatives mögliches Obergrenzen-Szenario. Die Wahrscheinlichkeit eines durch Borsäure induzierten großen Materialverlusts des RDB-Deckels infolge von Kühlmittleckage durch Spannungsrissskorrosion wurde in dieser PRA, anhand von vorherigen Analysen (siehe den letzten Absatz des vorliegenden Abschnittes), als vernachlässigbar betrachtet.

Am 16. Februar 2002 begann die geplante Revision samt dem 13. Brennelementwechsel am Standort Davis Besse. Dazu gehört u.a. die oben erwähnte Inspektion der Steuerstabantriebstützen bezüglich Spannungsrissskorrosion im Primärkreis.

Am 17. Februar 2002 benachrichtigte der Betreiber des KKW Davis-Besse die U.S.NRC, dass es bei den Steuerstabantriebstützen 1, 2 und 3 bei der Inspektion Hinweise auf axiale wanddurchdringende Risse gab.

Anhand dieses Inspektionsergebnisses fing der Betreiber am 5. März 2002 mit der Reparaturarbeit für den Steuerstabantriebstützen 3 an. Während des Reparaturvorgangs verhielten sich die Geräte bei der Handhabung ungewöhnlich, so dass der Vorgang vorzeitig abgebrochen werden musste. Die für die Reparaturarbeit verwendeten Geräte wurden wieder abmontiert. Anschließend wurde untersucht, was die Ursache der Unregelmäßigkeit war. Dabei stellte sich heraus, dass der Steuerstabantriebstützen 3 kippte und sich gegen einen benachbarten Stützenflansch anlehnte, was einen Materialverlust des RDB-Deckels andeutete.

Am 6. März 2002 montierte der Betreiber zur weiteren Untersuchung die Steuerstabantriebstützen ab. Gleichzeitig wurden Borsäurerückstände aus dem oberen Bereich des RDB-Deckels mittels unter

Hochdruck stehenden Heißwassers entfernt. Nachdem die Borsäurerückstände entfernt worden waren, entdeckte der Betreiber am 7.3.2002 visuell einen großen Hohlraum im Deckel, im unteren Bereich der Führung für den Steuerstabantriebstützens 3.

Der Korrosion wird durch boriertes Wasser induziert. Das borierte Wasser gelang infolge von Leckagen aus dem Reaktordruckbehälter von außen an den RDB-Deckels. An der Stelle des Hohlraums blieb eine Wanddicke des RDB-Deckels von ca. 9,52 mm übrig. Diese Restwanddicke bestand fast nur noch aus der Edelstahlplattierung der RDB-Deckel. Diese Plattierung ist gegen durch Säure verursachte Korrosion beständig, aber sie ist nicht dafür ausgelegt, die strukturelle Integrität des RDBs sicherzustellen. Hätte die Edelstahlplattierung versagt, wäre es zu einem Kühlmittelverlust-Störfall gekommen [NRC 2008]. Da der Steuerstabantrieb sich genau oberhalb des RDB-Deckels befindet, hätte das Versagen der Edelstahlplattierung auch die Funktion der Steuerstäbe beeinträchtigt.

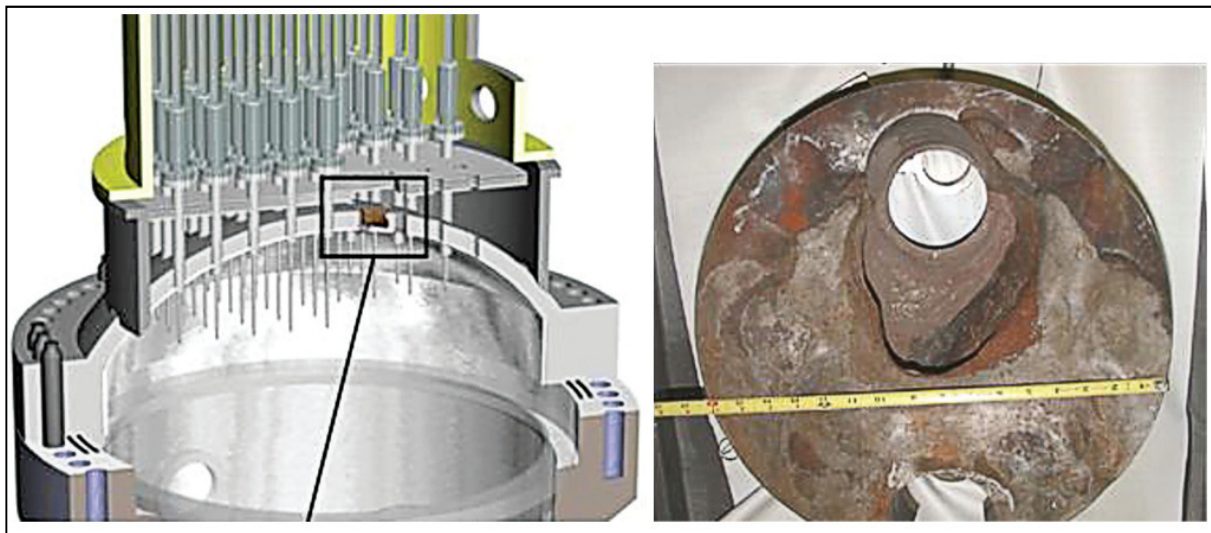


Abbildung 3.2.1: CAD-Darstellung und Bild des Hohlraums im RDB-Deckel des KKW Davis-Besse (Quelle: NRC 2008)

Bereits Anfang der 90er-Jahre hatten die U.S.NRC und die Betreiber die Entstehungsmöglichkeit einer durch Borsäure verursachten Korrosion im RDB-Deckel erkannt. 1993 beschäftigten sie sich spezifisch mit der Möglichkeit eines großflächigen Materialverlustes durch Borsäurekorrosion infolge von unentdeckten Leckagen an den Durchführungsstutzen. Das Analyseergebnis war, dass die Wahrscheinlichkeit eines erheblichen Materialverlustes des RDB-Deckels durch Borsäurekorrosion sehr gering ist. Als Begründung dafür wurde angeführt, dass eine Leckage an den Durchführungsstutzen frühzeitig vor der Erscheinung eines signifikanten Materialverlustes des RDB-Deckels durch Überwachungsmaßnahmen entdeckt werden kann. Die U.S.NRC hat diese Schlussfolgerung zugestimmt. Im Gegensatz zu dieser Behauptung trat das Ereignis am Standort Davis-Besse ein [NRC 2008].

3.2.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber

Nach der Vorgabe der U.S.NRC vom 13.03.2002 musste die Anlage ausgeschaltet bleiben, bis die Lage vollständig geklärt wurde und die entsprechenden Kriterien zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs erfüllt wurden [NRC 2008].

Der Betreiber führte eine Voruntersuchung zur Ursachenanalyse durch und kam auf das Ergebnis, dass der Materialverlust des RDB-Deckels im Bereich der Stützen 2 und 3 durch die mit wanddurchdringenden Rissen verbundenen Leckagen an den Steuerstabantriebstützen, gefolgt durch Borsäurekorrosion des niedriglegierten Stahls des RDB, verursacht wurde [NRC 2008].

Die U.S.NRC gründete eine Arbeitsgruppe zur Untersuchung des Vorfalls. Das Ziel der Arbeitsgruppe war es eine unabhängige Bewertung des Ereignisses und des regulatorischen Prozesses bezüglich der Sicherstellung der Integrität des RDB-Deckels zu erstellen, und daraus Empfehlungen bzw. Verbesserungsvorschläge für die U.S.NRC und die kerntechnische Industrie abzuleiten. Die Arbeitsgruppe stellte fest, dass das Davis-Besse-Ereignis vermeidbar gewesen war. Für das Auftreten des vorliegenden Ereignisses waren nach den Untersuchungsergebnissen der Arbeitsgruppe von U.S.NRC folgende Faktoren verantwortlich [NRC 2008]:

- (1) Am Standort Davis-Besse wurden vorzeitige Hinweise auf RDB-Korrosion durch Leckagen aus Rissen verpasst. Diese waren beispielweise die Verstopfung der Filter für radioaktive Stoffe durch Borsäurerückstände und Korrosionsfeinteile, die Entstehung einer großen Menge der Borsäurerückstände am RDB-Deckel, etc.
- (2) Die Überwachungsmaßnahmen für die durch Borsäure induzierten Korrosionen wurden vom Betreiber nicht umfassend durchgeführt. Zudem wurde die Umsetzung von langfristigen Verpflichtungen des Betreibers, wie z.B. die Durchführung der Überwachungsmaßnahmen für die durch Borsäure induzierten Korrosionen, von der U.S.NRC nicht richtig kontrolliert.
- (3) Die Bewertung von relevanten neuen Erkenntnissen aus Betriebserfahrungen und deren Umsetzung durch die U.S.NRC, der Betreiber des KKWs Davis-Besse und die kerntechnischen Industrie waren mangelhaft.
- (4) Die aus den Betriebserfahrungen vorhandenen Informationen und Kenntnisse wurden bei der Überprüfung der Sicherheit des Kernkraftwerks Davis-Besse von der U.S.NRC nicht flächendeckend integriert.

Als Folge der Untersuchungsergebnisse führte die U.S.NRC Verbesserungen in folgenden Bereichen aus [NRC 2008]:

- (1) Spannungsrisskorrosion:

Die NRC Order EA-03-009 wurde ausgegeben, welche die Betreiber der für einen Materialverlust des RDB-Deckels anfälligen Kernkraftwerke aufforderte, sowohl eine visuelle Inspektion der RDB-Deckeloberfläche für Hinweise auf Leckage und Borsäureanhäufung als auch eine Inspektion der

Durchführungsstutzen mithilfe von Methoden zur frühzeitigen Entdeckung von Rissen durchzuführen.

(2) Betriebserfahrung:

Die U.S.NRC hat im Dezember 2004 mit der Management Directive 8.7 „Reactor Operating Experience Pro-gramm“ ein neues Betriebserfahrungsmanagement-Programm kodifiziert. Das Ziel des Programms war es, eine systematische Erfassung, Kommunikation und Bewertung von Erkenntnissen aus Betriebserfahrungen, inkl. Betriebserfahrungen aus dem Ausland, zu schaffen.

Innerhalb der U.S.NRC wurde eine neue Organisation aufgestellt. Diese neue Organisation dient als Dokumentationsstelle, die für die Sammlung und Bewertung von Betriebserfahrungen und die Umsetzung von daraus gewonnenen Erkenntnissen in die Vorschriften zuständig ist. Sie führt eine tägliche Sitzung aus, in der neue gemeldeten Ereignisse und Betriebserfahrungen bewertet werden. Ein neues Datenbanksystem zum Verwalten aller gemeldeten Ereignisse wurde entwickelt. Zudem wurde eine neue Kommunikationsmethode entwickelt, um für die Belegschaft der U.S.NRC eine umgehende Benachrichtigung bezüglich neuer Entwicklungen der Betriebserfahrung in ihren entsprechenden Fachgebieten sicherzustellen.

(3) Inspektion und Programmmanagement:

Einige Änderungen und Verbesserungen wurden ausgeführt, um die Fähigkeit der U.S.NRC zur Erfassung der abnehmenden Betriebseigenschaft eines KKW zu erhöhen. Für das Inspekteur-Schulungsprogramm wurden z.B. auf Grundlage der neuen Erkenntnisse aus dem Ereignis am Standort Davis-Besse neue Lerneinheiten entwickelt.

3.2.3 Diskussion

Bei dem Ereignis am Standort Davis-Besse zeigte es sich, dass eine schlechte Sicherheitskultur einen wesentlichen Beitrag für das Auftreten des großflächigen Materialverlusts des RDB-Deckels lieferte. Eine schlechte Sicherheitskultur führte dazu, dass die für das Ereignis relevanten präventiven Maßnahmen durch den Betreiber nicht angemessen durchgeführt wurden und deren Umsetzung durch die Behörde nicht umfassend nachgeprüft wurde. Dies wird in nachfolgenden Absätzen erläutert.

Die von dem Betreiber und der U.S.NRC angenommene Wahrscheinlichkeit des Auftretens von durch Borsäurekorrosion induzierten großflächigen Materialverlusten erwies sich durch das Davis-Besse-Ereignis als nicht korrekt. In der PRA wird die Möglichkeit eines großen Materialverlusts des RDB-Deckels ausgeschlossen, aufgrund der Annahme, dass eine durch Risse verursachte Leckage durch Überwachungsmaßnahmen frühzeitig entdeckt wird. Die zu dem Ereignis führenden Leckagen wurden jedoch, anders als angenommen, nicht frühzeitig erkannt, weil die entsprechenden Maßnahmen nicht korrekt umgesetzt wurden. Somit bedeutet es, dass die Gefahr des Auftretens eines solchen Ereignisses bei der PRA unzutreffend ermittelt worden war.

Eine visuelle Inspektion des RDB-Deckels auf durch eine Leckage hinterlassene Borsäurerückstände ist die empfindlichste Methode zur Entdeckung einer Leckage durch Risse an den Stützen, da die Leckrate üblicherweise unter der Nachweisgrenze des Leckagen-Überwachungssystems liegt. Die Methode hat allerdings einige Einschränkungen. Erstens, je nach Lage sind nicht alle Bereiche während des Reaktorbetriebs zugänglich. Dies bedeutet dass einige Leckagen nur bei Reaktorstillstand, z.B. bei dem alle 2 Jahre durchgeführten Brennelementwechsel, entdeckt werden können. Zweitens, um später neue Leckagen durch Risse entdecken zu können, müssen alle bei der Überprüfung vorhandenen Borsäurerückstände flächendeckend entfernt werden. Denn Borsäurerückstände können nicht nur durch Leckage infolge von Rissen entstehen, sondern auch durch Flanschleckagen. Im Falle von Flanschleckagen sind die möglichen Orte des Auftretens genau bekannt; sie sind daher leichter zu erkennen – eine komplette Entfernung der Borsäurerückstände ist dafür nicht unbedingt erforderlich. Wenn vorhandene Borsäurerückstände nicht flächendeckend entfernt werden, besteht jedoch die Möglichkeit, dass die sehr kleinen Leckagen infolge von Rissen, die an den verschiedensten Stellen auftreten können, im späteren Zeitpunkt nicht entdeckt werden könnten. Aufgrund der eingeschränkten Zugänglichkeit und der schlechten Sicherheitskultur hat die Belegschaft des KKW Davis-Besse die Borsäurerückstände am RDB-Deckel nicht flächendeckend entfernt [NRC 2002]. Zudem hat die U.S.NRC, wie oben bereits erwähnt, die Durchführung dieser Maßnahme nicht richtig nachgeprüft.

Andere Faktoren, die auch einen Einfluss auf das Auftreten des Ereignisses hatten, sind Fehlentscheidungen. Der Betreiber hat zwei für das Auftreten des Ereignisses relevante Termine verschoben. Bei dem ersten Termin handelte es sich um eine Modifikationsarbeit der Steuerstabantrieb-Servicestruktur und bei dem zweiten Termin um eine Reparaturarbeit der Leckage am Steuerstabantriebflansch des Stützens 31. Die Modifikation der Steuerstabantrieb-Servicestruktur hätte die Zugänglichkeit des RDB-Deckels für Überprüfungen verbessert. Die Leckage durch Flanschundichtigkeit am Stützen 31 verursachte eine erhebliche Anhäufung der Borsäurerückstände, welche die Auffindung von Leckagen durch Risse am Stützen erschwerte [NRC 2002].

Der Einfluss einer schlechten Sicherheitskultur wird nicht von PRA abgedeckt [ILK 2004]. Das kann dazu führen, dass die in der PRA angenommene Häufigkeit eines Ereignisses geringer als die tatsächliche Häufigkeit ist, oder dass von diesem Ereignis eine größere Gefahr ausgeht, als angenommen.

Infolge des Ereignisses wird von dem Betreiber und der Behörde mehr Wert auf die Sicherheitskultur gelegt. Wie im Abschnitt 3.2.2 bereits beschrieben wurden auch mehrere Gegenmaßnahmen und Verbesserungen ausgeführt, damit die Einhaltung einer guten Sicherheitskultur und ein möglichst einwandfreier Erfahrungsrückfluss gewährleistet werden können. Ein entscheidender Punkt ist jedoch, ob diese Gegenmaßnahmen die verschiedenen Schwachstelle der Sicherheitskultur umfassend abdeckten. Darüber hinaus ist es auch zu bedenken, inwieweit die in einer zukünftigen PRA verwendeten Annahme bzw. Auslegungsfaktoren durch die Schwachstelle der Sicherheitskultur beeinflusst werden können.

3.3 Kurzschluss in Forsmark, 2006

3.3.1 Ereignisüberblick

Am 25.07.2006 wurden in einer Freiluftschaltanlage des 400-kV-Netzes, an das der Block 1 des Kernkraftwerks Forsmark angeschlossen ist, durch den schwedischen Netzbetreiber Instandhaltungsarbeiten durchgeführt. Aufgrund von Fehlhandlungen wurde ein Netztrenner, der normalerweise nicht unter Strom geöffnet werden darf, unter Last geöffnet. Dadurch kam es zu einem zweiphasigen Kurzschluss in der 400-kV-Schaltanlage [KSA 2007].

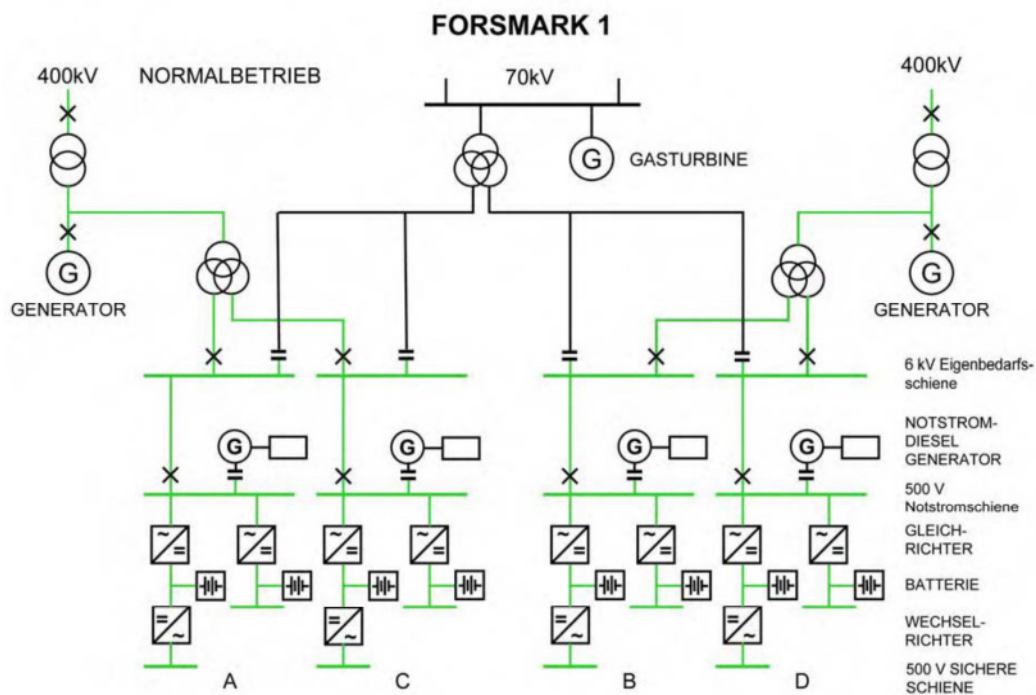


Abbildung 3.3.1: Elektrische Energieversorgung des KKW Forsmark 1 [HSK 2007a]

Um ein klares Verständnis zu dem Störfallablauf im KKW Forsmark zu bekommen, wird die elektrische Energieversorgung der Anlage in Abbildung 2 vereinfacht dargestellt. Die Anlage ist mit dem 400-kV-Hochspannungsnetz und einem 70-kV-Hochspannungsreservenetz mit zusätzlich angekoppeltem Gasturbinengenerator verbunden. In der Anlage besteht eine gestaffelte interne Stromverteilung. Vier getrennte sichere Schienen dienen zur unterbrechungsfreien Notstromversorgung (USV) für sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher. Beim Ausfall der 6-kV-Schiene können die vier Schienen von dem jeweils zugeordneten Notstromdieselelgenerator oder bei Ausfall des Gleichrichters über einen bestimmten Zeitraum von Batterien der entsprechenden Gleich-/Wechselrichter-Einheit versorgt werden.

Bei dem Vorfall reagierten die Schutzeinrichtungen zur Trennung des 400-kV-Netzanschlusses auf den Kurzschluss nicht spezifikationsgerecht. Der Sammelschienenschutz, der normalerweise den vom

Kurzschluss betroffenen Leitungsabgang innerhalb von 100 ms von der Sammelschiene trennen müsste, reagierte nicht. Dadurch sank die Spannung an den Generatorklemmen des KKW's außerordentlich tief von der Nennspannung (ca. 21 kV) auf ca. 13 kV ab [GRS 2006].

Die Generatorregelung versuchte die niedrige Netzspannung durch Erhöhung des Erregerstroms zu kompensieren. Nach ca. 300 ms wurde durch das Kriterium „Unterspannung“ das Öffnen der Netzschalter ausgelöst und die Anlage wurde damit vom Hauptnetz getrennt. Auf der Generatorschiene stieg nach der Netztrennung durch den erhöhten Erregerstrom die Spannung auf ca. 120 % der Nennspannung an. Nach der Trennung vom Hauptnetz öffnete die Umleitstation und es erfolgte eine automatische Leistungsreduzierung durch das Einfahren von Steuerstäben und durch eine Drehzahlreduzierung der Hauptumwälzpumpen. Ca. 1 Sekunde nach Ereigniseintritt wurde die Sollspannung an den Generatorklemmen wieder erreicht [GRS 2006].

Als Folge der durchlaufenen Spannungstransiente fiel der Druck in einem Teil des ölhydraulischen Regelsystems der Turbine von TA11 zu tief ab. Sie wurde deshalb etwa 5 Sekunden nach Ereigniseintritt automatisch abgeschaltet. Die Turbine TA12 blieb etwa eine halbe Minute länger verfügbar, bis sie aufgrund von zu hohem Druck im Kondensator automatisch abgeschaltet wurde. Eine langfristig stabile Eigenbedarfsversorgung war dadurch nicht möglich. Der weitere Verlauf war bei beiden Turbosätzen und der angeschlossenen Stromversorgung grundsätzlich ähnlich, allerdings mit einer Zeitverzögerung von ca. 15 – 30 Sekunden [KSA 2007].

Auslegungsgemäß blieben die Generatorschalter in beiden Fällen zunächst geschlossen, sodass die Eigenbedarfsversorgung in den einzelnen Strängen weiterhin über den jeweils zugeordneten Generator erfolgen konnte. Zur Stromerzeugung wurde in dieser Situation die Rotationsenergie des auslaufenden Turbosatzes genutzt, wobei Frequenz und Spannung absanken. Wegen eines im Jahr 2005 beim Tausch des Schutzes eingebrachten Verdrahtungsfehlers im Messumformer für die Frequenzüberwachung kam es entgegen der Auslegung nicht zum Öffnen des Generatorschalters über das Kriterium „Unterfrequenz kleiner als 47,5 Hz länger als 3 s“, was eine automatische Umschaltung auf das Reservenetz zunächst verhinderte. Die Frequenz sank weiter ab, bis die Notstromschienen über das Kriterium „Unterfrequenz kleiner als 47 Hz länger als 3 s“ von der Eigenbedarfsversorgung getrennt und die Notstromdiesel für die Selbstversorgung gestartet wurden [KSA 2007].

Während der Spannungstransiente zu Beginn des Ereignisses wurden in zwei von insgesamt vier vorhandenen Notstromanlagen die Gleich- und Wechselrichter der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) für die gesicherten Wechselstromschienen durch ungünstig gesetzte Schutzkriterien abgeschaltet. Grund der Abschaltung war eine lokale Spannungsspitze von 120 Prozent der Nennspannung. Dadurch war eine Batteriespeisung der gesicherten Wechselstromschienen A und B nicht möglich. Infolgedessen blieben auch die Notstromschienen A und B spannungslos und somit standen die daran angeschlossenen sicherheitsrelevanten Systeme nicht zur Verfügung. Die zu diesen Schienen gehörigen Notstromdiesel konnten nicht gestartet werden, da die USV für den Startvorgang benötigt wird. Die Notstränge C und D fielen nicht aus und funktionierten auslegungsgemäß [KSA 2007].

Die automatische RESA wurde durch den Ausfall der Stromversorgung eines Teils der Reaktorfüllstandsmessung angeregt. Die Umschaltung auf das 70-kV-Reservenetz wurde angeregt. Eine Versorgung der Notstromschienen durch das Reservenetz war jedoch nicht möglich [GRS 2006].

Durch Anregung von Reaktorschutzsignalen erfolgten der Durchdringungsabschluss und die automatische Druckentlastung. Die Bespeisung des Reaktors erfolgte zunächst mit zwei von vier vorhandenen HD-Hilfsspeisewasserpumpen und nach einer Druckabsenkung mit zwei von vier vorhandenen Notkühlpumpen. Zudem wurde das Containment-Sprühsystem aktiviert. Aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Schienen der unterbrechungslosen Stromversorgung (500-V- und 220-V-Wechselstrom) in 2 Redundanzen fielen die angeschlossenen Verbraucher aus. Betroffen waren u.a. Messeinrichtungen, Messumformer, Regeleinrichtungen, Schreiber sowie Anzeigen und Überwachungsmöglichkeiten in der Warte. Ferner waren Motorantriebe von Steuerstäben (durch die Schnellabschaltung waren allerdings alle Stäbe hydraulisch eingeschlossen) und die Antriebe von vier der acht Zwangsumwälzpumpen betroffen. Zusätzlich hatten motorgetriebene Durchdringungs- und Druckentlastungsarmaturen verlängerte Stellzeiten [GRS 2006].

23 Minuten nach Ereigniseintritt wurden durch manuelle Eingriffe die ausgefallenen Notstromschienen wieder auf das Reservenetz zugeschaltet. Alle sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher wurden daraufhin wieder mit Spannung versorgt und die Anlage normalisiert. Der Reaktor befand sich danach im Zustand „hot standby“ [GRS 2006].

30 Minuten nach Ereigniseintritt war der sichere Füllstand „extra-hoch“ (4,7 m über Kernoberkante) im RDB erreicht. Etwa 45 Minuten nach Ereigniseintritt war der zweite Durchgang durch das Störfalleitschema abgeschlossen. Die Anlage befand sich im stabilen Zustand „hot shutdown“ und wurde vorläufig so belassen. Am Vormittag des darauffolgenden Tages wurde die Anlage in den Zustand „cold shutdown“ abgefahren, um Maßnahmen gegen zwischenzeitlich erkannte oder vermutete Defizite, namentlich in den Eigenbedarfs- und Notstromanlagen, zu ergreifen [KSA 2007].

3.3.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber

Am 28.07.2006 verlangte die schwedische Aufsichtsbehörde SKI⁵ von allen KKW-Betreibern Informationen über das Verhalten ihrer Anlagen bei einem gleichen Ereignis. Aufgrund der danach eingeholten Informationen gab das SKI am 04.08.2006 bekannt, dass Abschaltungen anderer Anlagen nicht notwendig waren [KSA 2007].

Nach Vorgabe von SKI mussten die erkannten technischen Mängel in verschiedenen Teilen der Stromversorgung behoben werden, bevor die Anlagen Forsmark 1 und 2 wieder in Betrieb genommen wurden. Am 28.09.2006 erfolgte die Freigabe für das Wiederauffahren, die mit einer Anzahl von Forderungen für weitere mittel- und langfristige Maßnahmen verbunden war. Diese Maßnahmen sind beispielweise: Umsetzungspläne für die Schichtausbildung hinsichtlich außerordentlicher Situationen sowie für die Verbesserung des Änderungswesens und der Instandhaltung; Nachbesserung des Sicherheitsberichts bezüglich Störungen in der Stromversorgung; und Offenlegung der Vorgaben auf Geschäftsleitungsebene bezüglich Sicherheitsfragen. Außerdem wurden alle drei Blöcke des KKW Forsmark einem generell erhöhten Aufsichtssystem unterworfen [KSA 2007].

⁵ Seit Juli 2008 wurden die schwedischen Aufsichtsbehörden SKI und SSI durch die SSM (Strålsäkerhetsmyndigheten) ersetzt.

Das Ereignis wurde von dem SKI in die INES-Skala als INES 2 eingestuft. Die Begründung für die niedrige Einstufung war, dass die Abschaltung des Reaktors und die Nachwärmeabfuhr als die wesentlichen Sicherheitsfunktionen nach Beurteilung des SKI mit genügend Reserven gewährleistet waren. Wegen der GVA-Aspekte beim Ausfall von zwei gesicherten Wechselstromschienen kann es andererseits nicht als ein Ereignis der INES-Stufe 1 betrachtet werden [KSA 2007].

3.3.3 Diskussion

Im Ablauf des Ereignisses am Standort Forsmark trat eine Reihe von Unregelmäßigkeiten in Kombination auf. Folgend sind Beispiele der aufgetretenen Unregelmäßigkeiten:

- (1) Bei einem Kurzschluss müsste der betroffene Leitungsabgang auslegungsgemäß durch den Sammelschienenschutz innerhalb von 100 ms von der Sammelschiene getrennt werden. Der Sammelschienenschutz reagierte bei dem Ereignis nicht.

Folge: Der Spannung an den Generatorklemmen des Kernkraftwerks sank erheblich tief ab [KSA 2007].

- (2) Aufgrund eines Verdrahtungsfehlers im Messumformer für die Frequenzüberwachung kam es nicht zum Öffnen des Generatorschalters, obwohl das Kriterium „Unterfrequenz kleiner als 47,5 Hz länger als 3 s“ getroffen war.

Folge: Die automatische Umschaltung auf Fremdeinspeisung mit dem verfügbaren 70-kV-Fremdnetz wurde zunächst verhindert [KSA 2007].

- (3) Während der Spannungstransiente zu Beginn des Ereignisses wurden in zwei von insgesamt vier vorhandenen Notstromanlagen die Gleich- und Wechselrichter der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) für die gesicherten Wechselstromschienen durch ungünstig gesetzte Schutzkriterien ausgeschaltet.

Folge: Die Batteriespeisung der gesicherten Wechselstromschienen A und B war nicht möglich. Dies hatte eine Reihe von Ausfällen und Auslösungen von Schutzkriterien und –maßnahmen zur Folge. Die Notstromschienen A und B blieben ohne Spannung. Die daran angeschlossenen sicherheitsrelevanten Verbraucher der Stränge A und B fielen deshalb aus [KSA 2007].

Von den oben genannten Unregelmäßigkeiten ist der 3. Punkt ein Beispiel für einen GVA-Fall. Die Ursache des Ausfalls der Notstränge A und B waren die bei den Gleich- und Wechselrichtern ungünstig gesetzten Schutzkriterien, die durch die Spannungsspitze der Spannungstransiente getroffen wurden. Somit handelte es sich um einen Auslegungsfehler, der darauf zurückzuführen ist, dass die sicherheitstechnische Bedeutung dieser Grenzwerte nicht oder zumindest nicht ausreichend bekannt war. Da die Gleich- und Wechselrichter in den Strängen C und D auch die gleichen Schutzkriterien hatten, hätten die Notstränge C und D auch ausfallen können; es war reiner Zufall, dass dies nicht geschah. Hätten alle vier Notstränge versagt, dann wären alle daran angeschlossenen sicherheitsrelevanten Systeme nicht verfügbar gewesen. Es hätte sich um einen Gesamtausfall der elektrischen Systeme gehandelt (wobei über den üblicherweise angenommenen Station Blackout hinausgehend auch die Stromversorgung über Batterien – ggf. abgesehen von Einrichtungen der

Leittechnik, die direkt von den Batterien mit Gleichstrom versorgt werden – nicht zur Verfügung gestanden hätte). So ein Zustand kann zu schweren Folgen führen.

Die schweizerische Eidgenössische Kommission für die Sicherheit von Kernanlagen (KSA⁶) hat zu dem Ereignis ihre Betrachtungen und Empfehlungen gegeben. In ihrem Bericht wird erläutert, dass bisher unbekannte Auslegungsschwächen oder nicht-statistische Fehler in einer PRA i.d.R. nicht berücksichtigt werden. Denn die Versagenshäufigkeiten von Komponenten bzw. Systemen werden aus Betriebserfahrungen abgeleitet und beschränken sich normalerweise auf statistische Werte. Das bedeutet, dass ungünstige oder fehlerhafte Systemkonzepte sowie Abweichungen von der Auslegungsvorgaben infolge rechnerischer, methodischer oder logischer Fehler nicht in die PRA eingehen. GVA-Fälle enthalten derartige Elemente und sind daher in einer PRA schwierig zu erfassen. Aufgrund dieser Beschränkungen kann eine PRA keine verlässliche quantitative Aussage über Störfallabläufe liefern, die von Systemkomponenten mit GVA-Potenzialen mitbestimmt sind [KSA 2007].

„Es ist davon auszugehen, dass die PSA für den Störfallablauf, wie er im Zwischenfall von Forsmark aufgetreten ist, eine wesentlich geringere Häufigkeit ausweisen würde, als tatsächlich zu erwarten ist.“ [KSA 2007, S. 18]

Durch die Untersuchungen bzw. die auf den Untersuchungsergebnissen basierenden Gegenmaßnahmen ergaben sich Nachbesserungen an den Notstromversorgungen. Bei der Festlegung von Schutzkriterien werden in der Zukunft anhand der neuen Erfahrungen sicherlich auch neue Faktoren einbezogen. Es ist mit Berücksichtigung der Komplexität der Systeme in einem KKW allerdings nicht auszuschließen, dass noch mehrere Systemkomponenten vorhanden sind, deren GVA-Potenziale bisher noch nicht oder zu wenig erkannt werden. Und somit ist auch zu befürchten, dass es immer Ereignisabläufe geben wird, die nicht von der PRA abgedeckt werden – wie schon die bisherigen Betriebserfahrungen zeigten.

Darüber hinaus spielte bei dem Ereignis am Standort Forsmark, sowie bei dem Ereignis in der Anlage Davis-Besse, eine schlechte Sicherheitskultur eine Rolle. Eine Betrachtung zu diesem Aspekt hat der Betreiber des KKW Forsmark in einem Bericht durchgeführt. Ein wichtiges Beispiel ist die Tatsache, dass die zum Auftreten des Ereignisses beitragende Mängel bzw. Fehler bereits ein Jahr vorher berichtet wurden. Wären die erforderlichen Maßnahmen anhand der Befunde in den Störungsberichten rechtzeitig und konsequent umgesetzt worden, hätte das Ereignis vermieden werden können oder zumindest einen weniger problematischem Ablauf genommen [KSA 2007].

⁶ Die KSA war seit 1983 eine ständige Verwaltungskommission in der Schweiz. Ihr Arbeitsgebiet umfasste die Beratung bei der Aufsicht der nuklearen Sicherheit von Kernanlagen. Sie wurde Ende 2007 aufgelöst und durch die Eidgenössische Kommission für nukleare Sicherheit (KNS) ersetzt.

3.4 Fehlerhaft montierte Dübel in Biblis, 2006

3.4.1 Ereignisüberblick

Am 15.09.2006 wurde der Reaktorblock Biblis A zum planmäßigen Revisionsstillstand abgefahren. Im Verlaufe des Abfahrvorganges erfolgte auch die routinemäßige Prüfung des elektrischen Blockschutzes (Einrichtungen, die den Generator und die Netzanbindung des Kraftwerks vor Überspannung bzw. Kurzschlüssen im Bereich der Mittel- und Hochspannung schützen). Bei der Durchführung der Blockschutzprüfung kam es zu einer Fehlsignalanregung, die zu einer Trennung vom Hauptnetz führte. Der dadurch eingeleitete Lastabwurf auf Eigenbedarf war erfolgreich und die Reaktorleistung wurde auf ca. 40 % reduziert. Während des Inselbetriebes der Anlage wurde im Kommandoraum eine Störmeldung registriert, die eine zu hohe Dampfdruckeuchte im Frischdampfsystem signalisierte. Es wurde deshalb zum Schutz der Turbine eine TUSA von Hand eingeleitet, in deren Folge auch eine RESA ausgelöst wurde. Nach Überprüfung der Anlagenparameter wurde das Hauptnetz wieder zugeschaltet und anschließend das Abfahren der Anlage zur Revision planmäßig fortgesetzt [HSK 2007b].

Im Laufe der oben beschriebenen Störungen beim Abfahren ereigneten sich Drucktransienten in den Rohrleitungen des Frischdampf- und Speisewassersystems, die zu einer Erschütterung der Rohrleitungen und deren Befestigungen führten. Bei einer Anlagenbegehung nach dem Abfahren wurden im Bereich von Rohrleitungen des Speisewassersystems mehrere Befestigungsdübel vorgefunden, die sich aus der Soll-Lage gelöst hatten. Das Schadensbild zeigte Betonabbrüche und lockere Dübel bei Ankerplatten von Rohrleitungsbefestigungen der Speisewasserleitungen. Diese Halterungen waren im Rahmen von Nachrüstmaßnahmen neu angebracht worden. Sie dienen insbesondere der Aufnahme von Strahl- und Reaktionskräften bei Rohrbrüchen und Transienten sowie der Ertüchtigung gegen seismische Einwirkungen. Bei den gelockerten Dübeln handelte es sich um so genannte Hinterschnittanker eines Fabrikates, das in KKW häufig eingesetzt wird [HSK 2007b].

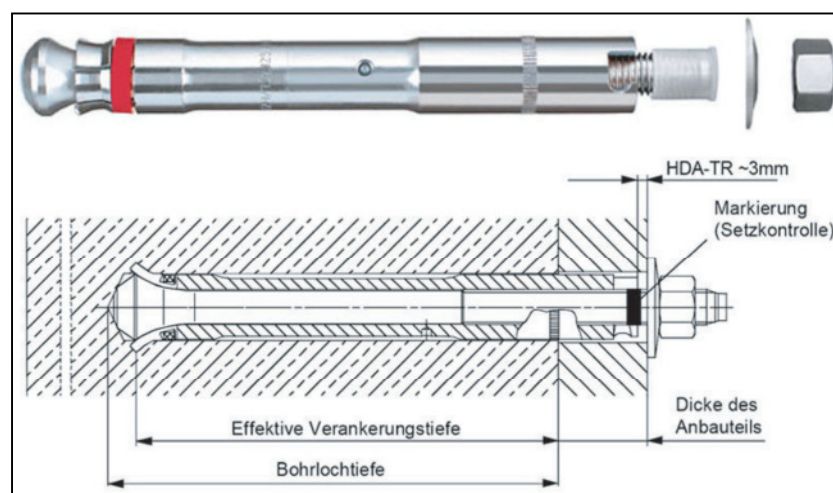


Abbildung 1.4.1: Darstellung eines betroffenen Dübels [HSK 2007b]

Speziell an diesem Typ ist, dass im Gegensatz zu anderen mechanischen Spreizkraftankern die Verankerung nicht allein auf Grund von Reibung zwischen dem Bohrloch und der Dübelhülse bewerkstelligt wird. Durch das Drehen der am hinteren Ende geschlitzten und scharfkantigen Dübelhülse über die sich konisch verbreiternde innere Gewindestange wird der Beton am hinteren Ende des Bohrlochs zusätzlich geschnitten. Ein Großteil der auf die Anker wirkenden Kräfte wird somit von der Kontaktfläche zwischen dem gespreizten Hülsenende und der ringförmigen Schnittfläche im Bohrloch aufgenommen. Eine Kontrolle anderer nachgerüsteten Dübelbefestigungen zeigte, dass sich auch diese teilweise gelöst hatten. Die fehlerhafte Montage war an der nicht ordnungsgemäßen Position einer speziellen Markierung der Dübel (Setzkontrolle) zu erkennen [HSK 2007b].

Bei dem Befund handelte es sich um Montagefehler. Die Dübel erfordern für eine korrekte Montage eine definierte Bohrlochtiefe. In den vorliegenden Fällen wurden u.a. die Löcher zu tief gebohrt, und ein ordnungsgemäßes Hinterschneiden war dadurch nicht gegeben mit der Konsequenz, dass die Hinterschnittanker die vom Hersteller angegebenen zulässigen Lasten nicht aufnehmen können [HSK 2007b].

Weitere Ursachen der Befunde waren die Installation von nicht zugelassenen Dübeltypen, die Verwendung ungeeigneter Bohrwerkzeuge und die Verwendung von Dübelplatten mit zu großen Durchgangsbohrungen. Auch traten Fehlbohrungen neben den Dübeln sowie unzulässig große Spalten zwischen Dübelplatte und Wand auf.

3.4.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber

Etwa ein Monat später nach dem Befund im Biblis Block A wurde der Block B auch zur Überprüfung der Dübelbefestigungen unplanmäßig abgefahren werden. Bei der Kontrolle in beiden Blöcken wurde festgestellt, dass bis zu 50% der nachgerüsteten Dübelbefestigungen nicht spezifikationsgerecht montiert wurden. Insgesamt waren etwa 7.500 Dübel betroffen.

Einige Wochen danach begann ein umfassendes Sanierungsprogramm für die Dübelverbindungen in beiden Blöcken. Beide Blöcke blieben zu diesem Zweck abgeschaltet.

Am 1. Dezember 2007 erfolgte die Wiederinbetriebnahme vom Block B. Voraussetzung hierfür war der Abschluss aller Revisionsmaßnahmen sowie der Dübelsanierung.

Im Februar 2008 wurde der Block A wieder angefahren, nachdem die Dübelsanierung sowie alle Revisionsmaßnahmen ebenfalls abgeschlossen waren.

Nach dem Befund der fehlerhaft montierten Dübel im KKW Biblis war im Auftrag des BMU im Oktober 2006 eine Weiterleitungsnachricht an die Landesaufsichtsbehörden und die Betreiber versandt worden, in der die Überprüfung der Montage dieser Dübel gefordert wurde. In der Weiterleitungsnachricht stehen folgende Empfehlungen:

- (1) Bei Einsatz der betroffenen Dübel ist zu prüfen: Sachgerechte Montage, Durchführung von vorgeschriebenen Kontrollen durch sachkundige Personen, und ausreichende Dokumentation.

- (2) Bei Zweifeln ist eine stichprobenartige Kontrolle im Beisein von einem Bausachverständigen zu durchführen.
- (3) Bei Befunden ist der Prüfumfang zu erweitern.
- (4) Betroffene Halterungen sind zu ertüchtigen.

Ähnliche Befunde ergaben sich in anderen Anlagen, wie z.B. im Maschinenhaus des Kernkraftwerks Gundremmingen, im KKW Krümmel und im KKW Brunsbüttel.

Die deutsche Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) erstellte infolge des Ereignisses zwei Stellungnahmen. Die erste Stellungnahme vom 20.05.2010 befasst sich mit den Anforderungen an Dübelverbindungen in Kernkraftwerken [RSK 2010a]. Die Stellungnahme umfasst allgemeine Anforderungen an Dübelverbindungen, Beantwortung der vom BMU mit Schreiben vom 12.03.2008 gestellten Fragen und Empfehlungen der RSK. Die Stellungnahme bezieht sich auf verschiedene Vorschriften bzw. Leitfäden, die für die sicherheitstechnischen Anforderungen an Dübelverbindungen relevant sind, wie z.B. der 1998 von dem Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) ausgegeben Leitfaden zur Verwendung von Dübeln in Kernkraftwerken und kerntechnischen Anlagen. Der DIBt-Leitfaden beinhaltet eine Darstellung der zu beachtenden Kriterien bei Dübelbefestigungen in Kernkraftwerken einschließlich der Beanspruchungen und Anforderungskategorien für sicherheitstechnisch relevante Dübelbefestigungen, sowie eine Zusammenstellung der erforderlichen zusätzlichen Prüfungen für die Verwendbarkeit der Dübel in sicherheitstechnisch relevanten Bereichen [FEISTEL 1999]. In der RSK-Stellungnahme wird auch erläutert, dass für Dübelverbindungen keine einschlägigen Normen vorhanden sind und der bauaufsichtliche Nachweis der Dübelverwendbarkeit über eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung des DIBt oder eine Zustimmung im Einzelfall der obersten Baubehörde erfolgt.

Bei der zweiten RSK-Stellungnahme vom 17.06.2010 handelt es sich um die sicherheitstechnischen Anforderungen an der Schnittstelle zwischen Anlagentechnik und Bautechnik in Kernkraftwerken. Der Hintergrund ist das Vorhandensein eines generellen Anspruch, „[...] dass die atomrechtliche Prüfung der erforderlichen Schadensvorsorge die Bauanlagen mit einschließt und dabei sicherzustellen ist, dass die aus der Anlagentechnik an die baulichen Anlagen gestellten Anforderungen berücksichtigt werden.“ [RSK 2010b, S.1]

3.4.3 Diskussion

Ein interessanter Punkt der Dübelprobleme im KKW Biblis ist der große Umfang der betroffenen Dübelverbindungen. Nach dem Untersuchungsergebnis sind fast 50 % der nachgerüsteten Dübelverbindungen im KKW Biblis fehlerhaft montiert worden. Das kann nur bedeuten, dass die Ursache der falschen Montage systematisch war. Anscheinend ist es jedoch unklar, was tatsächlich zu diesen Fehlmontagen der Dübelverbindungen in gewaltigem Umfang geführt hat. In den verschiedenen Stellungnahmen und Berichten werden die Fehlerursachen nicht beschrieben. Aus den verschiedenen Betrachtungen und Stellungnahmen ergibt sich das Bild, dass die Fehlerursachen in mehreren Ebenen gegeben haben. Zweifellos war die Qualitätssicherung unzureichend, etwa im Hinblick auf Beachtung der Montage- und Prüfvorschriften. Weiterhin ist davon auszugehen, dass es

unklare Zuständigkeiten bei der Überwachung im Bereich der Schnittstelle zwischen atomrechtlichen und baurechtlichen Verfahren gab.

Dass die Dübelverbindungen nicht richtig überprüft wurden, erweist sich schon an der Art und Weise, wie die fehlerhaften Dübelverbindungen entdeckt wurden. Wie im Abschnitt 3.4.1 bereits beschrieben wurden die nicht spezifikationsgerecht montierten Dübelverbindungen nicht durch routinemäßige Überprüfung entdeckt, sondern bei einer Anlagenbegehung infolge der Erschütterung der Rohrleitungen aufgrund von Drucktransienten. Hätte es diese Drucktransienten nicht gegeben, dann wären die fehlerhaften Dübelbefestigungen wahrscheinlich unentdeckt geblieben.

Aufgrund der fehlerhaften Montage konnte die Erfüllung der sicherheitstechnischen Anforderungen an die Dübelverbindungen nicht mehr gewährleistet werden. Die Dübelverbindungen waren ein Teil der Nachrüstungsmaßnahmen, um die seismische Widerstandsfähigkeit des Kernkraftwerks zu erhöhen. Das Teilprojekt zur erdbebenfesten Ertüchtigung von Behältern und Rohrleitungen erfolgte im Jahr 2002 [DATF 2003]. Es ist anzunehmen, dass die Nachrüstung der Dübelverbindungen in dem Teilprojekt eingeschlossen ist. Da die fehlerhaften Dübelverbindungen erst im Jahr 2006 gefunden wurden, bedeutet das, dass die Sicherheitsanforderungen an die Dübelverbindungen gegen Erdbeben für mehrere Jahre nicht sichergestellt waren.

Berechnungen im Rahmen einer PRA werden auf Basis einer korrekten Montage ausgeführt, da in die Berechnungen die Auslegungswerte der Komponenten eingesetzt werden. Durch eine fehlerhafte Montage weicht die tatsächlich vorhandene Sicherheit der Bauteile von der ausgelegten Sicherheit ab, d.h. die Ergebnisse der PRA sind aufgrund der fehlerhaften Montage der Bauteile nicht mehr zutreffend. Dies entspricht auch der im Abschnitt 3.3.3 erwähnten Aussage der schweizerischen KSA, dass bisher unbekannte Auslegungsschwächen in einer PRA i.d.R. nicht berücksichtigt werden [KSA 2007].

Unklar muss letztlich bleiben, in welchem Maße die tatsächlich vorhandene Sicherheit der im KKW Biblis betroffenen Dübelbefestigungen von der geforderten Sicherheit abwich und ob evtl. die Anforderungen an die Dübelbefestigungen während der Jahren zwischen Einbau und Auffindung des Fehlers teilweise noch erfüllt waren. Angesichts der großen Zahl der betroffenen Dübel und der gravierenden Montagefehler erscheint es allerdings als mehr als plausibel, dass die Anforderungen überwiegend nicht eingehalten waren.

Aufgrund dieser Erfahrung und der darauffolgenden Maßnahmen sind in Deutschland Verbesserungen im Bereich der Schnittstelle zwischen Anlagen- und Bautechnik in Kernkraftwerken sowie bei der Kontrolle von sicherheitsrelevanten bautechnischen Komponenten zu erwarten. Somit wird zukünftig die Auftrittswahrscheinlichkeit von ähnlichen Problemen mit Dübelverbindungen in Deutschland voraussichtlich geringer sein. Die Entwicklung in anderen Ländern hängt davon ab, wie weit die Erfahrungen in Deutschland von diesen rezipiert wurden.

Trotz der zu erwartenden Verbesserungen in Deutschland muss berücksichtigt werden, dass in Zukunft mit zunehmendem wirtschaftlichem Druck zu rechnen ist, der zu Zeitdruck bei Nachrüstungs- und Reparaturarbeiten führen kann. Deshalb bleibt letztlich die Frage, inwieweit zu erwartende Verbesserungen mit diesem Trend Schritt halten können. Weiterhin bleibt offen, welche unvorhergesehenen Probleme an der Schnittstelle zwischen Anlagen- und Bautechnik evtl. noch auftreten können.

3.5 Verstopfung der Einlaufbauwerke in Cruas, 2009

3.5.1 Ereignisüberblick

Starker Regen mit einem schnell ansteigenden Wasserstand der Rhone führten am 1. Dezember 2009 dazu, dass eine große Menge von Wasserpflanzen in die Einlaufbauwerke des französischen Kernkraftwerks Cruas (ein Standort mit 4 Anlagen mit je 900 MWe Leistung) gespült wurden (siehe Abbildung 1). Die folgende Beschreibung beruht auf verschiedenen Quellen [EC 2010; NNF 2009; BERTRAND 2010].



Abbildung 3.5.1: Eintrag von Wasserpflanzen in Kühlwassereinlaufbauwerke des französischen Kernkraftwerks Cruas [BERTRAND 2010]

Aufgrund des Eintrags von Wasserpflanzen musste gegen 16 Uhr die Leistung von Block 4 wegen zunehmender Verschmutzung im konventionellen Kühlwassersystem zunächst um 20% reduziert werden, gegen 19.30 Uhr musste das Kraftwerk ganz abgeschaltet werden. Die Verstopfung der Einlaufbauwerke war so gravierend, dass schließlich die beiden Stränge des Nebenkühlwassersystems von Block 4 nicht mehr zu Verfügung standen.

Das Nebenkühlwassersystem dient der Wärmeabfuhr aus dem nuklearen Zwischenkühlsystem, das wiederum für eine Kühlung des nuklearen Anlagenteils inklusive der Sicherheitssysteme (Komponentenkühlsystem, Sicherheitseinspeisesystem, Containmentsprühsystem) erforderlich ist. Somit war die Wärmeabfuhr aus dem nuklearen Anlagenteil unterbunden, gemäß [BERTRAND 2010] war damit zum ersten Mal ein Totalausfall der Kühlwasserversorgung in einem französischen Druckwasserreaktor eingetreten. Es kam zur Einberufung von Krisenstäben beim Betreiber (EdF), der Aufsichtsbehörde (ASN) und der nationalen, vom Betreiber unabhängigen, für nukleare Sicherheit zuständigen Forschungs- und Expertenorganisation (IRSN). Das Kraftwerkspersonal folgte nach Ausfall der Kühlwasserversorgung einer Notfallprozedur.

Da infolge der ausgefallenen Kühlwasserversorgung die Hauptwärmesenke (Turbinenkondensator) nicht mehr zur Verfügung stand, war der Wasser-Dampf Kreislauf der Sekundärseite unterbrochen. Eine reguläre Bespeisung der Dampferzeuger mit Speisewasser war nicht mehr möglich. Die Kühlung des Primärkreises der Anlage erfolgte zwar wie im Leistungsbetrieb weiterhin über die Dampferzeuger. Diese mussten nun aber aus einem zusätzlichen (endlichen) und von allen Blöcken nutzbaren Wasservorratstank, der an sich beim Brennelementwechsel benötigt wird, bespeist werden. Dieser Fall ist dann nicht ungewöhnlich (er tritt auch bei Ausfall der Hauptwärmesenke z.B. infolge Unverfügbarkeit des Turbinenkondensators, auf), wenn der Primärkreis über die Dampferzeuger abgekühlt und die Nachwärmeabfuhr schließlich durch das nukleare Nachkühlsystem übernommen werden kann. Die Übernahme der Nachwärmeabfuhr durch das nukleare Nachkühlsystem setzt allerdings voraus, dass das Nebenkühlwassersystem funktionsfähig ist. Dieser Weg war in Cruas 4 versperrt, was bei Erschöpfung der zur Dampferzeugerbespeisung nutzbaren Wasservorräte zu einem Ausfall der Kernkühlung und zum Kernschmelzen hätte führen können, wenn keine alternativen Bespeisungsmöglichkeiten für die Dampferzeuger mittels Notfallmaßnahmen bestanden hätten.

Die Komponentenkühlung im nuklearen Teil der Anlage erfolgt normalerweise über die Kette >>Zwischenkühlsystem ⇒ Nebenkühlwassersystem ⇒ Rhone<< die im vorliegenden Fall durch den Ausfall des Nebenkühlwassersystems unterbrochen war. Mittels einer speziellen Fahrweise konnte ein Kreislauf des Zwischenkühlsystems durch Ableitung der anfallenden Wärme in den oben genannten Wasservorratstank gekühlt werden, so dass die Komponentenkühlung für eine begrenzte Zeit aufrechterhalten werden konnte.

Nach einem Zeitraum von drei Stunden nach Beginn der Anwendung der Notfallprozeduren befand sich die Anlage in einem – vorerst – sicheren Zustand.

Zeitgleich mit dem Totalausfall der Kühlwasserversorgung in Block 4 traten jedoch auch in den Blöcken 2 und 3 Teilausfälle durch den Pflanzeneintrag auf. Angesichts der Tatsache, dass die Einlaufkammern der Blöcke 3 und 4 jeweils benachbart angeordnet sind (siehe Abbildung 2), muss es wohl als glücklicher Umstand bezeichnet werden, dass es zumindest in Block 3 nicht ebenfalls zu einem vollständigen Ausfall kam. Ein vollständiger Ausfall der Kühlwasserversorgung für weitere Blöcke in Cruas hätte die Situation aufgrund der dann erforderlichen Aufteilung der Wasservorräte für die Dampferzeugerbespeisung auf mehrere Anlagen zusätzlich verschärft.

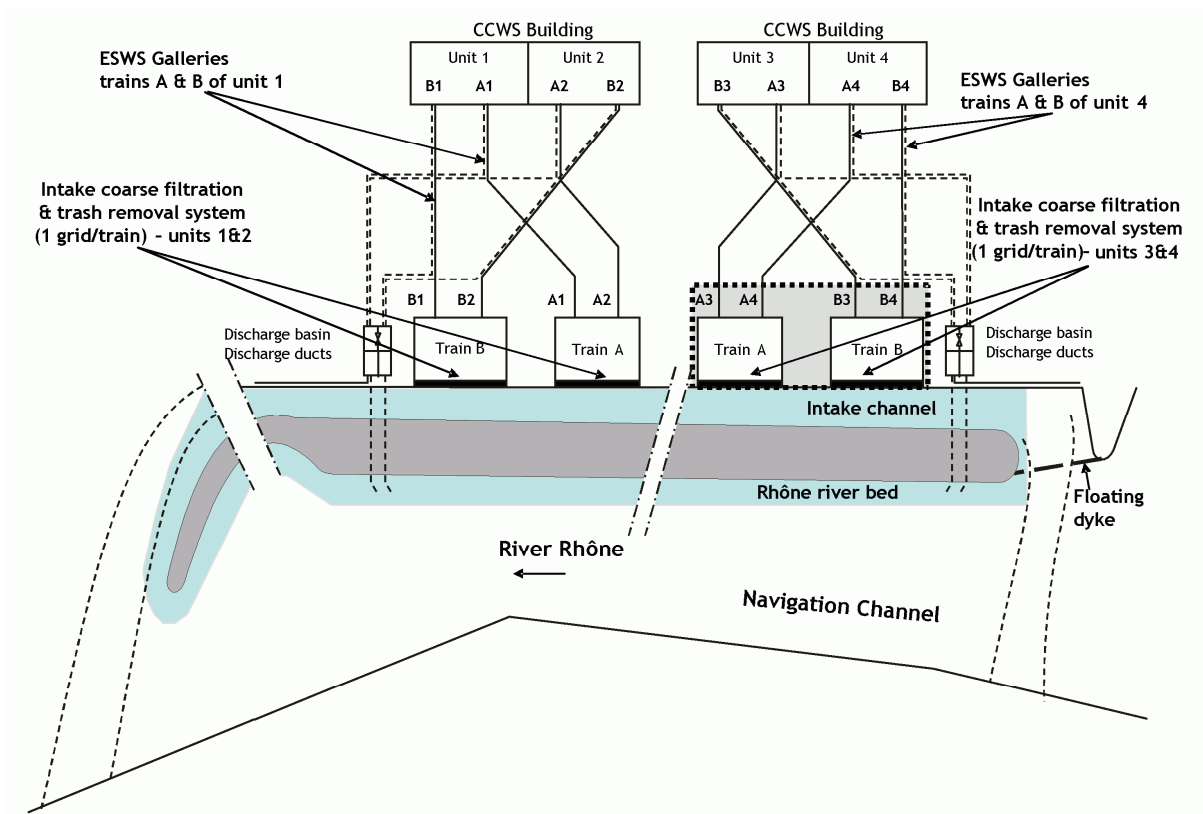


Abbildung 3.5.2: Schematische Darstellung der Aufteilung der Nebenkühlwasserstränge auf die Kühlwassereinlaufbauwerke des französischen Kernkraftwerks Cruas [BERTRAND 2010]

Zur Reinigung der Einlaufbauwerke standen in Cruas keine ausreichenden technischen Mittel zur Verfügung. Diese mussten erst von einem anderen Kraftwerk beschafft werden. Der Ausfall der Kühlwasserversorgung dauerte insgesamt 10 Stunden. Erst am 2. Dezember gegen 5.30 Uhr waren die Nebenkühlwassersysteme der betroffenen Blöcke 2, 3 und 4 wieder funktionsfähig, ein definitiv sicherer Zustand war erreicht.

Wäre es nicht möglich gewesen, die Kühlwasserversorgung in einem Zeitraum wiederherzustellen, für den die verfügbaren Wasservorräte zur Dampferzeugerbespeisung ausreichend waren, hätte es im ungünstigsten Fall zum Eintritt in ein Kernschmelzszenario kommen können.

Ein ähnliches Vorkommnis wie in Cruas ergab sich vier Wochen später am 27. Dezember 2009 gegen 6 Uhr im Block 2 des französischen Kernkraftwerks Fessenheim [EC 2010]. Auch hier wurden in der Anlage Notfallprozeduren in Kraft gesetzt, wenn auch die unmittelbaren Konsequenzen nicht so gravierend waren wie in Cruas. Ausgangspunkt des Ereignisses war ein Wiederanfahren des Kraftwerks nach einem kurzen Stillstand. Während der Anfahrprozeduren wurde eine Pumpe der Nebenkühlwasserversorgung gestartet.

Der Start der Pumpe führte dazu, dass Pflanzenabfälle in das System gelangten. Die Ursache hierfür waren Probleme mit der Filterung von angesaugtem Flusswasser. Die Pflanzenreste führten zu partiellen Verstopfungen des Systems, was einen Rückgang des Kühlmitteldurchsatzes im Nebenkühlwassersystem von dem spezifizierten Wert von 2400 m³/h auf 1600 m³/h mit einem

Minimalwert von 1100 m³/h nach sich zog. Der infolge des Fremdstoffeintrags reduzierte Kühlmitteldurchsatz am Turbinenkondensator führte zur Abschaltung der Anlage.

Seitens der französischen Aufsichtsbehörde ASN wurde nach Unterrichtung durch die EdF eine Notfallorganisation gebildet und ein Aufsichtsbeamter in das Kraftwerk entsandt. Gegen 17.15 Uhr entspannte sich die Situation vor Ort, da es mittlerweile gelungen war, den weiteren Eintrag von Fremdstoffen in das Nebenkühlwassersystem zu verhindern. Eine Sicherheitsanalyse ergab, dass bei mittlerweile abgesenktem Systemdruck und abgesenkter Temperatur ein Kühlmitteldurchsatz von 600 m³/h anstelle der minimal vorliegenden 1100 m³/h ausreichend war, um die erforderlichen sicherheitstechnisch wichtigen Kühlfunktionen zu erbringen. Günstig wirkten sich hierbei die niedrige Nachzerfallsleistung aufgrund des vorausgegangenen Anlagenstillstandes und die winterbedingt niedrige Flusswassertemperatur aus. In der Folge wurden die Wärmetauscher des Nebenkühlwassersystems gereinigt und das Kraftwerk nach mehreren Tagen wieder angefahren.

Bereits im Jahr 1999 hatte sich in Frankreich ein gravierendes Ereignis infolge von Wetterextremen ereignet, nämlich die partielle Überflutung des küstennahen Kraftwerksstandortes Le Blayais durch das Orkantief „Lothar“ [GORBATCHEV 2000; DUPUY 2010].

Le Blayais ist wie Cruas ebenfalls eine Anlage mit vier 900 MWe Blöcken. Der Orkan führte dazu, dass in der Nacht vom 27. auf den 28. Dezember Wasser, das durch den Sturm in den Fluss Gironde gedrückt wurde, den zum Schutz des Kraftwerksstandorts angebrachten Deich beschädigte und Teile des Kraftwerksstandorts partiell überflutete. Gemäß [GORBATCHEV 2000] stand das Wasser bis zu 30 cm hoch auf dem Gelände. Die Blöcke 1 und 2 wurden durch die Überflutung schwer in Mitleidenschaft gezogen, da das Wasser über Stollen und Kanäle in verschiedene Gebäude eindrang und dort eine Reihe von Systemen beschädigte, die unterhalb des Erdbodens installiert waren. Auswertungen ergaben, dass das Wasser mit einer Rate von 20.000 bis 40.000 m³/h in Tunnel und Stollen des Kraftwerks lief (insgesamt wurden zwischen dem 27. Dezember 1999 und 1. Januar 2000 ca. 90.000 m³ Wasser aus den Kraftwerksgebäuden gepumpt) [GORBATCHEV 2000]. Unter anderem wurden folgende Bereiche der Blöcke 1 und 2 überflutet:

- Die Räume, in denen die Pumpen des Nebenkühlwassersystems untergebracht sind. Dies führte dazu, dass in Block 1 die beiden Pumpen eines der beiden Stränge des Nebenkühlwassersystems ausfielen⁷.
- Räume, in denen Stromleitungen untergebracht waren, was den Ausfall elektrischer Schaltanlagen nach sich zog.
- Das Brennelementgebäude der Blöcke 1 und 2, in denen sich Pumpen des Notkühlsystems und des Gebäudesprühsystems befinden. Die Pumpen waren infolge der Überflutung nicht mehr verfügbar.

Die Morgenstunden des 28. Dezember waren die kritischsten Momente der Überflutung. Weitere Systemausfälle hätten hier in einen Kernschmelzunfall führen können. Wäre es auch zum Ausfall des Notspeisewassersystems gekommen, mit dem die Nachzerfallswärme über die Dampferzeuger abgeführt werden konnte, hätten in Block 1 noch ca. 10 Stunden für das Ergreifen weiterer

⁷ Zum Vergleich: in Cruas 4 war das gesamte Nebenkühlwassersystem für mehrere Stunden un verfügbar.

Notfallmaßnahmen zur Verfügung gestanden, um eine Kernschmelze zu vermeiden [GORBATCHEV 2000].

3.5.2 Untersuchung und Bewertung durch Behörden und Betreiber

Hinsichtlich der weiteren Behandlung des Ereignisses in Cruas (und Fessenheim) durch Behörden und Betreiber sind nur wenige Informationen veröffentlicht. Gemäß [BERTRAND 2010] hat das Ereignis in Cruas gezeigt, dass

- der effektive Umgang mit Notfallsituationen eine schnelle und verlässliche Diagnose der Situation und der möglichen Gegenmaßnahmen erfordert,
- diesbezüglich die Notwendigkeit für eine Verbesserung von bestehenden Notfallprozeduren besteht,
- sich die vom Kraftwerkspersonal hergestellte Wärmeabfuhr vom Zwischenkühlsystem in einen Wasservorrattank für den Brennelementwechsel als effektive Maßnahme in Notfällen erwiesen habe und
- die vor Ort vorhandenen Mittel zur Reinigung der Einlaufbauwerke nicht ausreichend waren.

Weiterhin ist im Anschluss an das Ereignis von der Forschungs- und Expertenorganisation IRSN eine vertiefte Ereignisanalyse begonnen worden. Über diese liegen bisher keine weiteren Erkenntnisse vor.

Im Nachgang zu der Überflutung des Kraftwerksstandortes Le Blayais waren in Frankreich umfangreiche Untersuchungen durch den Betreiber, die Behörden und Expertenorganisationen angestellt worden [GORBATCHEV 2000; DUPUY 2010]. Diese hatten u. a. zu den Ergebnissen geführt [DUPUY 2010], dass

- die durch Wetterextreme verursachten hohen Wellen im Rahmen der Auslegung des Standorts gegen Überflutung nicht berücksichtigt worden waren;
- der Schutz vor Überflutung von Räumen, in denen sicherheitsrelevante Systeme untergebracht sind, unzureichend war;
- Schwierigkeiten bestanden, das Eindringen von Wasser in verschiedene Räume zu detektieren;
- der Standort aufgrund blockierter Zufahrtswege (Sturmschäden) zeitweise unzugänglich war;
- die externe Stromversorgung aufgrund von Sturmschäden zeitweise nicht zur Verfügung stand, so dass einzelne Blöcke längere Zeit vollständig auf die kraftwerkseigene Notstromversorgung angewiesen waren;
- ein Verstopfen von Filtern an Einlaufbauwerken auftrat.

Seitens des Betreibers EdF wurde eine neue Methodologie zum Schutz vor Standortüberflutungen, „REX Blayais“ entwickelt, die von IRSN positiv bewertet und im Jahr 2001 von der Aufsichtsbehörde akzeptiert wurde. Im Jahr 2007 wurde der Stand des Überflutungsschutzes vom Beratungsgremium

der Aufsichtsbehörde als zufriedenstellend eingestuft, es verblieben aber noch einzelne Verbesserungsnotwendigkeiten. Darüber hinaus begannen im Jahr 2006 Arbeiten zur Entwicklung einer neuen regulatorischen Leitlinie, die Anforderungen an den Schutz vor Überflutungsereignissen definiert. Ein Entwurf wurde im Jahr 2009 vorgestellt, die endgültige Finalisierung ist 2011/2012 vorgesehen. Die Leitlinie

- definiert Referenz-Überflutungsereignisse (Wiederkehrperiode 10.000 Jahre), die auf jeden Fall als Auslegungsgrundlage zu betrachten sind,
- enthält Methoden zur Charakterisierung der Referenz-Überflutungsereignisse und
- beschreibt Prinzipien für eine geeignete Anlagenauslegung gegen Überflutungen.

3.5.3 Diskussion

Wie das Ereignis in Cruas 4 gezeigt hat, können äußere wetterbedingte Einwirkungen im ungünstigsten Fall zu einem vollständigen Ausfall der Kühlwasserversorgung führen. Je nach Zeitdauer des Ausfalls und den bestehenden Möglichkeiten für Notfallmaßnahmen kann es in ungünstigen Fällen zu einem Ausfall der Kühlung des Reaktorkerns mit einem anschließenden Kernschmelzszenario kommen.

Es handelt sich dabei um ein übergreifendes auslegungsüberschreitendes Ereignis, das in dieser Form z.B. im gültigen deutschen PSA-Leitfaden [BMU 2005] nicht enthalten ist. Zwar ist der mögliche Ereignisverlauf bis hin zur ggf. auftretenden Kernschmelze durch die einschlägigen Fehlerbäume abgedeckt, der Ausfall der Notkühleinrichtungen muss bei den im PSA-Leitfaden vorgegebenen einleitenden Ereignissen allerdings zusätzlich unterstellt werden. Dies kann rechnerisch zu deutlich geringeren Werten für die ermittelte Häufigkeit von Kernschadenszuständen führen, als aus dem tatsächlich in Cruas 4 eingetretenen Fall folgt. Dort gab es bereits ereignisbedingt einen gleichzeitigen Ausfall der Hauptwärmesenke und der Notkühleinrichtungen infolge eines Totalausfalls der Kühlwasserversorgung.

In [BERTRAND 2010] wird festgestellt, dass externe Ereignisse wie Vereisung, hohe Lufttemperaturen, Pflanzeneintrag, externe Überflutungen mit oder ohne extreme Winde in der Vergangenheit hinsichtlich ihrer möglichen negativen Auswirkungen auf den Kraftwerksbetrieb unterschätzt worden sind. Allein im Jahr 2009 sind zusätzlich zu den Vorfällen in Cruas und Fessenheim in den Kraftwerken Blayais und Chooz B zwei weitere Ereignisse mit wetterbedingten äußeren Einwirkungen aufgetreten.

Der Befund, dass die möglichen Auswirkungen externer Ereignisse, die im Zusammenhang mit Wetterextremen stehen, deutlich unterschätzt wurden, war im Jahr 2009 immer noch zutreffend. Dies ist bemerkenswert, da sich bereits im Jahr 1999 mit der partiellen Überflutung des küstennahen Kraftwerksstandortes Le Blayais infolge des Orkantiefs „Lothar“ ein gravierendes Ereignis infolge von Wetterextremen ereignet hatte. Im Jahr 2009 war der Standort Blayais erneut von Hochwasserfolgen betroffen, diesmal kam es zu einer Beeinträchtigung der Kühlwasserversorgung im Zeitraum Februar bis März 2009 durch den Eintrag von Pflanzenresten. Ende des Jahres kam es dann zu den Vorfällen in Cruas und Fessenheim.

Die aus der Überflutung des Standorts Le Blayais gezogenen Schlussfolgerungen umfassten offenbar nicht weitere systematische Beeinträchtigungen der Anlagensicherheit durch Wetterextreme, nämlich schnell steigende Pegelstände mit einem Losreißen und Transport großer Mengen Wasserpflanzen sowie Sedimenteintrag.

Die in den letzten Jahren in Frankreich aufgetretenen Ereignisse mit z.T. schwerwiegenden Beeinträchtigungen des Kraftwerksbetriebs durch Wetterextreme zeigen ein bislang unzureichend berücksichtigtes Gefahrenpotential auf. Gemäß [BERTRAND 2010] ist in Frankreich mit einer Neubewertung des Risikos durch derartige Ereignisse begonnen worden. Die Auswirkungen extremer Wetterbedingungen werden auch im Rahmen der EU Stresstests für Kernkraftwerke behandelt. Ergebnisse liegen zurzeit noch nicht vor.

Ob damit zukünftig das Risiko, das sich aus extremen Wetterlagen ergibt, deutlich gemindert werden kann, lässt sich auf Basis der verfügbaren Informationen nicht beurteilen. Klar ist jedoch, dass die Anforderungen zur Beherrschung solcher Ereignisse vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels eher zu- als abnehmen werden.

3.6 Lehren aus den Fallstudien

3.6.1 Brunsbüttel 2001 – unerwartete Belastungen

Bei dem Ereignis in Brunsbüttel traten durch die Wasserstoffexplosion „unspezifizierte Belastungen“ auf – Belastungen, die nicht erwartet und dementsprechend der Auslegung auch nicht zu Grunde gelegt worden waren.

Im Hinblick auf die Aussagekraft von PRA sind im Zusammenhang mit „unspezifizierten Belastungen“ zwei Aspekte relevant:

(a) Treten durch solche Belastungen Schäden auf, die hinsichtlich ihrer Folgen durch in der PRA betrachtete einleitende Ereignisse abgedeckt werden, so sind sie in der PRA zwar implizit erfasst. Die entsprechenden in der PRA betrachteten einleitenden Ereignisse können aber in der Realität häufiger sein als dies die in der PRA ausgewiesenen Zahlenwerte nahe legen, da der Beitrag der unerwarteten Belastung nicht berücksichtigt ist.

Im Falle von Brunsbüttel hätte es zu einem Kühlmittelverlust kommen können. Ein solcher wäre durch das Spektrum einleitender Ereignisse in der PRA abgedeckt; die Wahrscheinlichkeit ist aber möglicherweise unterschätzt worden.

(b) Treten durch solche Belastungen Schäden auf, die hinsichtlich ihrer Folgen nicht durch in der PRA betrachtete einleitende Ereignisse abgedeckt werden, könnten auch bislang unbekannte oder als extrem unwahrscheinlich eingestufte Ereignisabläufe auftreten. Im ungünstigsten Fall könnten sie deutliche Änderungen an der anzusetzenden Häufigkeit von Kernschadenzuständen ergeben. Im Falle von Brunsbüttel hätte es zu einem Kühlmittelverlust mit Beschädigung des Sicherheitsbehälters durch Bruchstücke kommen können – ein Ablauf, der durch die PRA nicht abgedeckt wird.

Gegen die in Brunsbüttel aufgetretene unerwartete Belastung (Wasserstoffexplosion) sind Gegenmaßnahmen möglich und wurden in Deutschland auch ausgearbeitet und ergriffen.

Es liegt jedoch in der Natur der Sache, dass es unmöglich ist, sämtliche Mechanismen und Abläufe unerwarteter Belastungen vorweg zu identifizieren und in PRA zu berücksichtigen – oder durch vorbeugende Maßnahmen unschädlich zu machen.

3.6.2 Davis Besse 2002 – schlechte Sicherheitskultur

Bei dem Ereignis am Standort Davis-Besse zeigte es sich, dass eine schlechte Sicherheitskultur einen wesentlichen Beitrag für das Auftreten des großflächigen Materialverlusts des RDB-Deckels lieferte. Die schlechte Sicherheitskultur führte dazu, dass die relevanten präventiven Maßnahmen durch den Betreiber nicht angemessen durchgeführt wurden und deren Umsetzung durch die Behörde nicht umfassend nachgeprüft wurde.

Die von dem Betreiber und der U.S.NRC angenommene Wahrscheinlichkeit des Auftretens von durch Borsäurekorrosion induziertem großflächigem Materialverlust erwies sich durch das Davis-Besse-Ereignis als zu niedrig. Grundlage für die Ermittlung dieser Wahrscheinlichkeit war die Annahme, dass Leckagen frühzeitig erkannt werden. Diese Annahme war nicht zutreffend. Aufgrund der eingeschränkten Zugänglichkeit und der schlechten Sicherheitskultur hat die Belegschaft des KKW Davis-Besse die Borsäurerückstände am RDB-Deckel nicht flächendeckend entfernt. Dies wäre aber die Voraussetzung dafür gewesen, Leckagen zuverlässig zu erkennen. Zudem hat die U.S. Atomaufsichtsbehörde NRC die Durchführung dieser Maßnahme nicht angemessen nachgeprüft.

Die Probleme wurden durch Fehlentscheidungen verschlimmert, u.a. die Entscheidung, den Termin für eine Modifikation der Steuerstabantrieb-Servicestruktur und den Termin für eine Reparaturarbeit der Leckage am Steuerstabantriebsflansch eines Stützens zu verschieben.

Der Einfluss einer schlechten Sicherheitskultur kann von einer PRA nicht erfasst werden. Das kann dazu führen, dass die in der PRA angenommene Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses geringer als die tatsächliche Wahrscheinlichkeit ist.

Infolge des Ereignisses wird nun von dem Betreiber und der Behörde mehr Wert auf die Sicherheitskultur gelegt. Mehrere Gegenmaßnahmen und Verbesserungen wurden ausgeführt. Ein entscheidender Punkt ist jedoch, ob diese Gegenmaßnahmen die verschiedenen Schwachstellen der Sicherheitskultur umfassend abdecken. Es ist keineswegs auszuschließen, dass auch die in einer zukünftigen PRA verwendeten Annahmen bzw. Auslegungsfaktoren aufgrund verbleibender Schwachstellen der Sicherheitskultur zu optimistisch sind.

3.6.3 Forsmark 2006 – Gemeinsam verursachte Ausfälle

Im Ablauf des Ereignisses in Forsmark, das durch einen Kurzschluss in der 400 kV-Schaltanlage ausgelöst wurde, trat eine Reihe von Unregelmäßigkeiten in Kombination auf.

Bei dem Kurzschluss reagierte der Sammelschienenschutz nicht; die Spannung an den Generatorklemmen sank stark ab. Aufgrund eines Fehlers in der Frequenzüberwachung wurde hierauf die automatische Umschaltung auf Fremdeinspeisung zunächst verhindert.

In allen vier Strängen der Notstromanlage waren die Schutzkriterien ungünstig gesetzt. Daher führte die Spannungstransiente dazu, dass in zwei der vier Stränge die Gleich- und Wechselrichter der unterbrechungsfreien Stromversorgung ausgeschaltet wurden. Es war Zufall, dass nicht auch die beiden anderen Stränge ausfielen. Die sicherheitstechnische Bedeutung der Schutzkriterien war nicht ausreichend verstanden worden. Es handelt sich also um ein charakteristisches Beispiel für gemeinsam verursachte Ausfälle, die in dieser Form nicht vorhergesehen worden waren. Hätten alle vier Stränge versagt, wären weitere sicherheitsrelevante Systeme nicht verfügbar gewesen.

In dem Bericht der schweizerischen KSA zu diesem Ereignis wird erläutert, dass bisher unbekannte Auslegungsschwächen oder nicht-statistische Fehler in einer PRA i.d.R. nicht berücksichtigt werden. Deshalb sind GVA-Fälle in einer PRA schwierig zu erfassen, da sie auch solche Elemente enthalten. Aufgrund dieser Beschränkungen kann eine PRA keine verlässliche quantitative Aussage über

Störfallabfälle liefern, die von den betreffenden Systemteilen mitbestimmt sind. Die KSA kommt folgerichtig zu dem Schluss, dass eine PRA für den Ablauf, wie er in Forsmark aufgetreten ist, eine wesentliche geringere Häufigkeit ausweisen würde, als tatsächlich zu erwarten. Weiterhin weist sie darauf hin, dass bei dem Ereignis in Forsmark auch schlechte Sicherheitskultur eine Rolle gespielt hat.

Durch die Untersuchungen bzw. die auf den Untersuchungsergebnissen basierenden Gegenmaßnahmen ergaben sich Nachbesserungen an den Notstromversorgungen. Bei der Feststellung von Schutzkriterien werden in der Zukunft sicherlich mehrere Faktoren aus dieser Erfahrung herangezogen. Es ist unter Berücksichtigung der Komplexität der Systeme in einem KKW allerdings anzunehmen, dass noch mehrere Systemkomponenten mit einem GVA-Potential vorhanden sind, das bisher noch nicht oder nicht in ausreichendem Maße erkannt wurde.

3.6.4 Biblis 2006 – Schnittstelle von Anlagen- und Bautechnik

In Biblis wurden Dübel, mit denen u.a. sicherheitstechnisch wichtige Rohrleitungen befestigt waren, fehlerhaft montiert. Ein wichtiger Punkt ist dabei der große Umfang des Problems. Fast 50 % aller Verankerungen, die einige Jahre vorher nachgerüstet worden waren, waren nicht korrekt angebracht – insgesamt etwa 7.500 Dübel. Dabei war eine Palette von unterschiedlichen Mängeln aufgetreten, neben zu großer Bohrlochtiefe u.a. auch die Installation von nicht zugelassenen Dübeltypen, die Verwendung nicht geeigneter Bohrwerkzeuge sowie der Einsatz von Dübelplatten mit zu großen Durchbohrungen.

Dies kann nur bedeuten, dass bei der Montage in systematischer Form nachlässig gearbeitet worden war, ohne dass dies zeitnah entdeckt wurde. Anscheinend blieb jedoch unklar, durch welche zugrundeliegenden Probleme es dazu kommen konnte. Anhand der verschiedenen Betrachtungen und Stellungnahmen ist davon auszugehen, dass es Fehlerursachen auf mehreren Ebenen gegeben hat. Zweifellos war die Qualitätssicherung unzureichend, etwa im Hinblick auf Beachtung der Montage- und Prüfvorschriften.

Die nicht spezifikationsgerecht montierten Dübelverbindungen wurden nicht durch planmäßige Überprüfung entdeckt, sondern bei einer Anlagenbegehung infolge der Erschütterung der Rohrleitungen aufgrund von Drucktransienten. Hätte es diese Drucktransienten nicht gegeben, dann wären die fehlerhaften Dübelbefestigungen wahrscheinlich unentdeckt geblieben.

Die Dübelverbindungen waren ein Teil der Nachrüstungsmaßnahmen, um die seismische Widerstandsfähigkeit des Kernkraftwerks zu erhöhen.

Eine PRA wird auf Basis einer korrekten Montage ausgeführt, da in die Berechnungen die Auslegungswerte der Komponenten eingesetzt werden. Durch eine fehlerhafte Montage weicht die tatsächlich vorhandene Sicherheit der Bauteile von der angenommenen Sicherheit ab, d.h. die Ergebnisse der PRA sind durch die fehlerhafte Montage der Bauteile nicht mehr zutreffend. Unklar muss letztlich bleiben, in welchem Maße die Sicherheit der Dübelbefestigungen kompromittiert war und in welchem Maße die Anforderungen während der Jahre zwischen Einbau und Auffindung des Fehlers erfüllt waren. Angesichts der großen Zahl der betroffenen Dübel und der gravierenden

Montagefehler erscheint es allerdings als mehr als plausibel, dass die Anforderungen überwiegend nicht eingehalten waren.

Aufgrund dieser Erfahrung sind in Deutschland Verbesserungen im Bereich der Schnittstelle zwischen Anlagen- und Bautechnik sowie bei der Kontrolle von sicherheitsrelevanten bautechnischen Komponenten zu erwarten. Somit wird zukünftig die Eintrittswahrscheinlichkeit von ähnlichen Problemen mit Dübelverbindungen in Deutschland aller Voraussicht nach geringer sein. Ob die Entwicklung in anderen Ländern ebenso sein wird, hängt davon ab, wie weit die Erfahrungen in Deutschland von anderen Ländern rezipiert wurden.

Trotz der zumindest in Deutschland zu erwartenden Verbesserungen muss andererseits berücksichtigt werden, dass in Zukunft in allen Ländern mit zunehmendem wirtschaftlichem Druck bzw. Zeitdruck bei Bau, Reparatur, Wartung und Nachrüstung von Kernkraftwerken zu rechnen ist. Deshalb bleibt die Frage, wie weit die zu erwartenden Verbesserungen mit diesem Trend Schritt halten können. Weiterhin bleibt offen, welche unvorhergesehenen Probleme an der Schnittstelle zwischen Anlagen- und Bautechnik evtl. noch auftreten können.

3.6.5 Cruas 2009 – Unvorhergesehene Einwirkungen von außen

Das Ereignis in Cruas 4 zeigt, dass äußere wetterbedingte Einwirkungen im ungünstigsten Fall zu einem vollständigen Ausfall der Kühlwasserversorgung führen können.

Es handelt sich dabei um ein übergreifendes auslegungsüberschreitendes Ereignis, das in dieser Form z.B. im gültigen deutschen PRA-Leitfaden nicht enthalten ist. Dies kann rechnerisch zu deutlich geringeren Werten für die ermittelte Häufigkeit von Kernschadenszuständen führen, als aus dem tatsächlich in Cruas 4 eingetretenen Fall folgt. Dort gab es durch den Totalausfall der Kühlwasserversorgung einen gleichzeitigen Ausfall der Hauptwärmesenke und der Notkühleinrichtungen. Je nach Dauer des Ausfalls und den bestehenden Möglichkeiten für Notfallmaßnahmen könnte es in einer solchen Situation in der Folge zu einem Ausfall der Kühlung des Reaktorkerns mit einem anschließenden Kernschmelzszenario kommen.

Externe Ereignisse wie Vereisung, hohe Lufttemperaturen, Pflanzeneintrag, externe Überflutungen mit oder ohne extreme Winde wurden in der Vergangenheit hinsichtlich ihrer möglichen negativen Auswirkungen auf den Kraftwerksbetrieb in Frankreich unterschätzt. Allein im Jahr 2009 sind zusätzlich zu dem Vorfall in Cruas in diesem Land drei weitere Ereignisse mit wetterbedingten äußeren Einwirkungen aufgetreten – und das, obwohl sich bereits im Jahr 1999 mit der partiellen Überflutung des küstennahen Kraftwerksstandortes Le Blayais infolge des Orkantiefs „Lothar“ ein gravierendes Ereignis infolge von Wetterextremen ereignet hatte. Im Jahr 2009 war der Standort Blayais dann erneut von Hochwasserfolgen betroffen.

Die aus der Überflutung des Standorts Le Blayais 1999 gezogenen Schlussfolgerungen gingen offenbar nicht weit genug. Schnell steigende Pegelstände mit einem Losreißen und Transport großer Mengen Wasserpflanzen wurden nicht vorhergesehen.

Die in den letzten Jahren in Frankreich aufgetretenen Ereignisse mit z.T. schwerwiegenden Beeinträchtigungen des Kraftwerksbetriebs durch Wetterextreme zeigen ein bislang unzureichend berücksichtigtes Gefahrenpotential auf. In Frankreich ist mit einer Neubewertung des Risikos durch derartige Ereignisse begonnen worden; das Thema wird auch im Rahmen der EU Stresstests für Kernkraftwerke behandelt. Ob damit zukünftig das Risiko, das sich aus extremen Wetterlagen ergibt, deutlich gemindert werden kann, lässt sich auf Basis der verfügbaren Informationen nicht beurteilen. Klar ist jedoch, dass die Anforderungen zur Beherrschung solcher Ereignisse vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels eher zu- als abnehmen werden.

3.6.6 Wichtige Faktoren, die in einer PRA ganz oder teilweise unter der Tisch fallen

Die fünf Fallstudien zeigen, dass real aufgetretene Ereignisabläufe wesentlich von Faktoren mitbestimmt wurden, die in einer PRA nicht bzw. nicht in ausreichendem Maße berücksichtigt werden können.

Solche Faktoren sind:

Unerwartete Belastungen durch interne Vorgänge: Derartige Belastungen können zu Schäden führen, die durch in der PRA betrachtete Ereignisse zwar abgedeckt werden, in ihrer Wahrscheinlichkeit aber unterschätzt wurden. Sie können auch zu Schäden führen, die in der PRA gar nicht abgedeckt werden, sodass bislang unbekannte oder fälschlich als extrem unwahrscheinlich eingestufte Ereignisabläufe eintreten.

Schlechte Sicherheitskultur: Der Einfluss schlechter Sicherheitskultur kann in einer PRA grundsätzlich nicht erfasst werden. Schlechte Sicherheitskultur kann zu den verschiedensten Problemen führen. Sie kann sich u.a. bei Reparatur, Wartung und Inspektion auswirken und dazu führen, dass Ereignisse eintreten, die als extrem unwahrscheinlich eingestuft wurden. Schlechte Sicherheitskultur spielte bei mehreren der betrachteten Fälle eine Rolle.

Gemeinsam verursachte Ausfälle: Solche Ausfälle können in einer PRA teilweise erfasst werden. Dabei können jedoch, aufgrund der Komplexität eines Kernkraftwerks, auch bisher unbekannte Auslegungsschwächen oder nicht-statistische Fehler wirksam werden, also Versagensarten, die in einer PRA nicht berücksichtigt werden können. Damit besteht bei GVA immer die Gefahr, dass ihre Eintrittswahrscheinlichkeit unterschätzt wird.

Probleme an der Schnittstelle von Anlagen- und Bautechnik: Bautechnische Maßnahmen werden i.A. von Unternehmen und Personen durchgeführt, die durch eine völlig andere Arbeitsweise charakterisiert sind als die in der Kerntechnik erforderliche und übliche. Fehler können auftreten wie auf anderen Baustellen auch. Bei einer PRA wird dagegen von korrekter Montage ausgegangen; die Wahrscheinlichkeiten von Systemausfällen und damit letztlich auch Unfallwahrscheinlichkeiten können deswegen unterschätzt werden.

Unvorhergesehene Einwirkungen von außen: Externe Ereignisse wie Vereisung, hohe Lufttemperaturen, Pflanzeneintrag, externe Überflutungen mit oder ohne extreme Winde wurden in der Vergangenheit hinsichtlich ihrer möglichen negativen Auswirkungen unterschätzt, und somit

auch in PRA nicht angemessen berücksichtigt. Dabei sind Ereigniskombinationen möglich, die in PRA bisher überhaupt nicht als einleitende Ereignisse betrachtet wurden.

In allen Fällen wurden nach dem Ereignis Gegenmaßnahmen ergriffen – d.h. erst nachdem das Problem in der Praxis aufgetreten war, und nur durch glücklichen Zufall nicht zu gravierenden Konsequenzen geführt hatte. Zudem können Gegenmaßnahmen, die ja fachlich fundiert erarbeitet und geplant werden müssen, erst mit einer gewissen Zeitverzögerung realisiert werden. Z. B. lagen die RSK-Stellungnahmen mit neuen Anforderungen an Dübilverbindungen ca. 3 ½ Jahre nach dem Entdecken des Problems vor, ähnliche Verzögerungen gab es nach der Wasserstoffexplosion in Brunsbüttel.

Noch größer war die Verzögerung in einem anderen Fall, der hier nicht näher behandelt wurde: im französischen Kernkraftwerk Dampierre-3 führte am 09. April 2007 ein Defekt an einem Überspannungsschutzrelais zum Ausfall einer der beiden 6,6kV-Notstromschienen und weiteren Problemen. Am 16. November 2000 war der gleiche Defekt in Dampierre-1 aufgetreten. Es wurde beschlossen, neue Spannungsschutzrelais einzuführen. Die Relais waren im April 2007 bereits am Standort vorhanden, waren jedoch noch nicht ausgetauscht worden [HSK 2007a].

Abgesehen von der Verzögerung muss davon ausgegangen werden, dass die Gegenmaßnahmen in ihrer Wirkung stets beschränkt bleiben und lediglich auf die aufgetretene, spezielle Erscheinungsform des zugrundeliegenden Problemfaktors ausgerichtet sind. So hatte es 10 Jahre vor dem Ereignis in Cruas bereits Probleme durch wetterbedingte äußere Einwirkungen in einem anderen französischen Kernkraftwerk gegeben. Die daraufhin ergriffenen Maßnahmen konnten jedoch das im Einzelnen anders angelegte Ereignis in Cruas nicht verhindern.

Auch die Berücksichtigung neuer Erfahrungen in PRA wird immer nur – soweit überhaupt möglich – mit einer Zeitverzögerung von mehreren Jahren durchgeführt werden können und in ihrem Umfang begrenzt bleiben.

4. Mögliche Unfallabläufe – Beispiele

4.1 Generelles

Die nachfolgende Darstellung bezieht sich auf Unfallabläufe in Kernkraftwerken mit Druckwasserreaktoren, die durch anlageninterne Ereignisse ausgelöst werden. Ausfälle von Systemfunktionen, ggf. in Kombination mit einer Containmentbeschädigung, infolge auslegungsüberschreitender externer Einwirkungen (z.B. auslegungsüberschreitender Flugzeugabsturz auf das Reaktorgebäude) werden nicht diskutiert.

Prinzipiell können alle auslösenden anlageninternen Ereignisse in einen schweren Unfall münden, sofern es zu länger andauernden Mehrfachausfällen von betrieblichen Systemen und Sicherheitseinrichtungen derart kommt, dass die im Reaktorkern nach der Abschaltung noch anfallende Nachwärme nicht mehr abgeführt werden kann. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen die folgenden beiden Gruppen von auslösenden Ereignissen:

- Es tritt ereignisbedingt eine rasche Druckabsenkung im Primärkreis auf. Diese Gruppe umfasst Störfälle mit mittleren und großen Lecks im Primärkreis. Fallen zu Ereignisbeginn oder im weiteren Ereignisverlauf alle aktiven Notkühleinrichtungen aus und gelingt es nicht mit Hilfe betrieblicher Systeme (ausreichend) Wasser in den Primärkreis zu fördern, kommt es zur Kernaufheizung und bei fortdauerndem Ausbleiben der Bespeisung zum Kernschmelzen. Der Reaktordruckbehälters (RDB) versagt dann unter niedrigem Druck (Niederdruckpfad).
- Ereignisbedingt tritt keine deutliche Druckabsenkung im Primärkreis auf. Zu dieser Gruppe gehören verschiedene Ereignisse wie Störfälle mit kleinen Lecks im Primärsystem, der sog. „Station Blackout“ und der vollständige Ausfall der Dampferzeugerbespeisung. Kann wegen multipler Systemausfälle die anfallende Nachwärme nicht mehr abgeführt werden, steigen Druck und Temperatur im Primärkreis. Es wird dann Dampf und Wasser aus dem Primärsystem über die Druckhalterventile abgeblasen. Können diese Wasserverluste nicht durch eine Bespeisung (und Kühlung) des Primärsystems ausgeglichen werden, kommt es zur Kernfreilegung und schließlich zum Kernschmelzen. Der Reaktordruckbehälter versagt in diesem Falle unter hohem Druck (Hochdruckpfad).

Der Hochdruckpfad soll auf jeden Fall vermieden werden, da durch das Versagen des Reaktordruckbehälters unter hohem Druck mit energetischem Ausstoß von Schmelze und hohem Energieeintrag in das Containment gravierende Schäden am Containment mit nachfolgenden erheblichen Radioaktivitätsfreisetzungen wahrscheinlich sind. Zur Vermeidung des Hochdruckpfads sind anlageninterne Notfallmaßnahmen vorgesehen, deren Durchführung unter den Randbedingungen der einzelnen einleitenden Ereignisse möglich sein soll. Es handelt sich hierbei um

- die sekundärseitige Druckentlastung (SDE) und, für den Fall, dass diese nicht erfolgreich durchgeführt werden kann,

- die primärseitige Druckentlastung (PDE).

Im Falle der SDE werden mittels Handmaßnahmen die Dampferzeugerventile geöffnet, so dass der Druck auf der Sekundärseite absinkt. Dies führt dazu, dass noch in den Speisewasserleitungen bzw. im Speisewasserbehälter befindliches Wasser in die Dampferzeuger nachströmen kann, womit dann wieder Wärme aus dem Primärkreis abgeführt werden kann. Zusätzlich zu dieser passiven Bespeisung der Dampferzeuger kann diesen auch Wasser aus den Deionatvorratsbehältern mittels einer mobilen Pumpe aktiv zugeführt werden. Die SDE wird eingeleitet, wenn Kriterien erreicht sind, die von der Ausfalldauer der Eigenbedarfsversorgung bzw. der Notstromdiesel und von den Dampferzeugerfüllständen abgeleitet sind.

Im Falle der PDE wird der Druck im Primärkreis durch Öffnen und Offenhalten der Ventile am Druckhalter soweit abgesenkt, bis die Druckspeicher ihren Wasserinhalt in den Primärkreis einspeisen können (passiver Vorgang). Die PDE wird eingeleitet, wenn Kriterien erreicht sind, die vom Füllstand im Reaktordruckbehälter bzw. der Kernaustrittstemperatur abgeleitet sind.

Der Niederdruckpfad ist mit geringeren Freisetzungen verbunden, die aber, abhängig vom Ablauf, keineswegs vernachlässigbar sind (insbesondere im Hinblick auf radioaktive Edelgase und Jodisotope).

Der zeitliche Verlauf von Unfällen mit Kernzerstörung hängt stark vom einleitenden Ereignis und den Randbedingungen (Zeitpunkt des Ausfalls bestimmter Systeme, Erfolg von Notfallmaßnahmen) ab. Tritt ein Kernschmelze auf, so kommt es zur Freisetzung von Wasserstoff in das Containment. Um Wasserstoffexplosionen mit Schäden an der Containmentstahlschale zu vermeiden, sind in den Kraftwerken sog. passive autokatalytische Rekombinatoren installiert, die den freigesetzten Wasserstoff mit dem in der Containmentatmosphäre enthaltenen Sauerstoff zu Wasser rekombinieren sollen. Zur Begrenzung eines langfristigen Druckanstiegs im Containment ist eine gefilterte Druckentlastung vorgesehen.

Nachfolgend werden kurz einige mögliche Ereignisabläufe dargestellt.⁸

4.2 Großes Leck im Primärsystem

Tritt ein großes Leck im Primärsystem (z.B. infolge Abriss der Volumenausgleichsleitung, die den Druckhalter mit einer Hauptkühlmittelleitung verbindet) auf, wird der Primärkreis durch die Druckspeicher passiv und durch die Hochdruck- und Niederdrucknotkühlsysteme aktiv bespeist. Fallen im Ereignisverlauf die aktiven Notkühlsysteme aus, wird das durch die Nachwärme verdampfende und über das Leck als Dampf in das Containment abströmende Wasser nicht mehr ersetzt. Es kommt zu einem Füllstandsabfall im Reaktordruckbehälter, zur Kernaufheizung und

⁸ Für die nachfolgend skizzierten Ereignisabläufe wird unterstellt, dass das Containment zu Ereignisbeginn intakt ist. Würde das Containment bereits durch das einleitende Ereignis beschädigt, wie es z.B. bei einer Radiolysegasexplosion mit energetischer Zerstörung von Leitungen in einem SWR grundsätzlich der Fall sein könnte (vgl. Kapitel 3.1 zur Zerstörung der Deckelsprühleitung im Kernkraftwerk Brunsbüttel), könnten sich noch andere Abläufe mit höheren Freisetzungen ergeben.

schließlich zum Kernschmelzen, wenn die Bespeisung des Primärsystems nicht rechtzeitig wiederhergestellt werden kann. Der Unfallverlauf hängt stark vom Ausfallzeitpunkt der aktiven Notkühlsysteme ab. Fallen diese bereits zu Ereignisbeginn aus, beginnt das Kernschmelzen nach knapp 30 Minuten und RDB Versagen unter niedrigem Druck tritt nach weniger als zwei Stunden auf.

4.3 Station Blackout

Als „Station Blackout“ (SBO) wird der Totalausfall der nicht batteriegestützten Stromversorgung des Kernkraftwerkes bezeichnet. Das heißt, dass auch die Notstromdiesel beim SBO nicht mehr zur Verfügung stehen, lediglich die unterbrechungslose Stromversorgung über Batterien wird als verfügbar unterstellt.⁹ Der SBO führt dazu, dass sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher wie Pumpen nicht mehr mit Strom versorgt werden.

Durch den Ausfall der Stromversorgung kommt es zunächst zur Reaktorschnellabschaltung und zum Ausfall der Dampferzeugerbespeisung. Die Folge ist ein Füllstandsabfall in den Dampferzeugern (DE) und schließlich deren vollständiges Ausdampfen. Damit kann die im Reaktorkern erzeugte Nachzerfallswärme nicht mehr an den Sekundärkreis abgeführt werden und es kommt zur Aufheizung des Primärkreises mit Anstieg von Kühlmitteldruck und –temperatur. Der Druckanstieg führt zum Ansprechen von Druckhalterventilen mit Abblasen von Dampf und Wasser.

Zur Wiederherstellung der Kernkühlung und zur Vermeidung des Hochdruckpfads sind die Notfallmaßnahmen

- sekundärseitige Druckentlastung (SDE) und, für den Fall, dass diese nicht erfolgreich durchgeführt werden kann,
- primärseitige Druckentlastung (PDE)

vorgesehen.

Sind die Notfallmaßnahmen erfolgreich, können, sobald die Stromversorgung wiederhergestellt ist, die Notkühleinrichtungen zur Nachspeisung des über den Druckhalter ausgetretenen Kühlmittels herangezogen werden („feed and bleed“).

Im Rahmen anlagenspezifischer Analysen ist gezeigt worden, dass mit den genannten Notfallmaßnahmen eine ausreichende Kühlung des Reaktorkerns über einen Zeitraum von zwei Stunden gewährleistet werden kann. Ist die Stromversorgung nach zwei Stunden wieder verfügbar, können gravierendere Schäden am Reaktorkern vermieden werden. Gelingt nach erfolgreicher Durchführung der Notfallmaßnahmen die Bespeisung des Primärkreises wegen anhaltender Unverfügbarkeit der Stromversorgung nicht, so beginnt etwa 5 bis 6 Stunden nach Ereigniseintritt

⁹ Bei dem in Kapitel 3.3 diskutierten Vorfall im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark trat neben dem Ausfall der dieselgestützten Notstromversorgung in zwei Redundanzen auch ein Ausfall der zugehörigen batteriegestützten Stromversorgung auf. Damit fielen auch Teile der Instrumentierung aus, die zur Diagnose des Anlagenzustandes und zur Einleitung von Notfallmaßnahmen sowie zu deren Erfolgskontrolle erforderlich ist.

das Kernschmelzen und weitere ca. 3 bis 4 Stunden später tritt dann RDB Versagen unter niedrigem Druck auf.

Können die Notfallmaßnahmen nicht erfolgreich durchgeführt werden, verbleibe die Anlage im Hochdruckpfad. Dann würde etwa 2,5 Stunden nach Ereigniseintritt Kernschmelzen beginnen und nach ca. 3,5 Stunden ein Versagen des Reaktordruckbehälters unter hohem Druck erfolgen. Hierbei käme es mit hoher Wahrscheinlichkeit zu schweren Containmentschäden mit frühzeitiger und sehr großer Radioaktivitätsfreisetzung.

4.4 Vollständiger Ausfall der Speisewasserversorgung

Mit dem vollständigen Ausfall der Speisewasserversorgung ist gemeint, dass die betrieblich und bei Störfällen zur Dampferzeugerbespeisung vorgesehenen Systeme alle nicht zur Verfügung stehen. Das Ereignis verläuft zunächst im Wesentlichen wie der Station Blackout, allerdings ist der Ablauf zunächst etwas schneller.

Können die Notfallmaßnahmen SDE und PDE erfolgreich durchgeführt werden, stehen aber die primärseitigen Notkühlsysteme nicht zur Verfügung, so beginnt etwa 5 bis 6 Stunden nach Ereigniseintritt das Kernschmelzen, das Versagen des Reaktordruckbehälters unter niedrigem Druck tritt nach ca. 9 Stunden auf.¹⁰

Können die Notfallmaßnahmen nicht erfolgreich durchgeführt werden, ergäbe sich ein Ereignisablauf analog zum Station Blackout.

¹⁰ Bei dem Ereignis in Cruas – siehe Kapitel 3.5 – hätte es nach Erschöpfung der zur Dampferzeugerbespeisung vorgesehenen Wasservorräte bei anhaltender Unverfügbarkeit der Kühlwasserversorgung zum Eintritt in ein Szenario kommen können, das – wenn auch zeitlich deutlich verzögert – prinzipiell ähnlich ist zum vollständigen Ausfall der Speisewasserversorgung mit erfolgreichen Notfallmaßnahmen. Die Notkühlsysteme hätten in diesem Fall aufgrund der fehlenden Kühlwasserversorgung nicht zur Verfügung gestanden.

5. Fazit

Die zentrale Fragestellung der vorliegenden Studie ist, ob Reaktorunfälle mit sehr hohen und frühzeitigen Freisetzungen auf der Grundlage von Ergebnissen probabilistischer Risikostudien (PRA) praktisch ausgeschlossen werden können. „Praktisch ausgeschlossen“ wird dabei wie in Abschnitt 1 dargelegt verstanden – also im Sinne von entweder physikalisch unmöglich, oder mit einem hohen Grad von Vertrauen als extrem unwahrscheinlich anzusehen.

Zweifellos sind schwere Unfälle nicht physikalisch unmöglich. Dies zeigen schon die Darstellungen möglicher Unfallabläufe in Abschnitt 4; dazu kommen noch Unfälle aufgrund von Einwirkungen von außen, z. B. durch wetterbedingte Faktoren (vgl. Abschnitt 3.5), auslegungsüberschreitende Erdbeben oder Terrorangriffe.

PRA zeigen, dass die zu erwartende Häufigkeit schwerer Unfälle sehr gering ist – gemessen an der alltäglichen Erfahrung und auch an anderen Bereichen der Technik. Wie in Abschnitt 1 erwähnt, liegt die Häufigkeit eines Unfalles mit sehr hohen und frühzeitigen Freisetzungen (Erwartungswert) für eines der neuesten deutschen Kernkraftwerke (GKN-2) bei etwa $2,5 \times 10^{-7}/a$.

Ob dieser Wert als „extrem unwahrscheinlich“ interpretiert werden kann, ist fraglich. In diesem Zusammenhang ist es von Interesse, dass eine Gruppe von großen europäischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) für neue Reaktoren als probabilistischen Zielwert für Unfälle mit frühzeitigen oder sehr großen Freisetzungen den Wert von $1 \times 10^{-7}/a$ aufgestellt hat [EUR 2001].

Wichtiger ist die Frage, inwieweit das Kriterium eines hohen Grades an Vertrauen zutrifft. Die in PRA ermittelte Häufigkeit eines schweren Unfalles ist mit Unsicherheiten behaftet. Nur ein Teil dieser Unsicherheiten kann zahlenmäßig ausgedrückt werden (siehe Abschnitt 2). Diese teilweise Quantifizierung kann z.B. durch Angabe von Fraktilen erfolgen. Das 95%-Fraktile gibt jenen Wert an, unter dem der (unbekannte) tatsächliche Wert mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % liegt. Dieser Wert ist also konservativ und verdient höheres Vertrauen, wenn es darum geht, auf der sicheren Seite zu sein, als der Erwartungswert. Das 95%-Fraktile für die Häufigkeit eines Unfalles mit sehr hohen und frühen Freisetzungen für GKN-2 liegt etwa um den Faktor 4 höher als der Erwartungswert, bei $1 \times 10^{-6}/a$ – somit eindeutig jenseits des Bereiches „extrem unwahrscheinlich“. Bei älteren deutschen Kernkraftwerken sind noch höhere Werte zu erwarten.

Hinzu kommen die Unvollständigkeiten und Unsicherheiten von PRA-Ergebnissen, die nicht zahlenmäßig fassbar sind. Sie bewirken, dass auch ein berechnetes 95%-Fraktile letztlich keinem hohen Grad an Vertrauen entsprechen kann.

Einige der wichtigsten Faktoren, die in einer PRA nicht bzw. nicht ausreichend berücksichtigt werden können, wurden in den Fallstudien der vorliegenden Studie herausgearbeitet. Dabei handelt es sich um:

- Unerwartete Belastungen durch interne Vorgänge
- Schlechte Sicherheitskultur
- Gemeinsam verursachte Ausfälle
- Probleme an der Schnittstelle von Anlagen- und Bautechnik
- Unvorhergesehene Einwirkungen von außen

Alle Fallstudien beziehen sich auf Ereignisse, die sich in den letzten Jahren abgespielt haben (2001 – 2009) – also lange nachdem die Lehren aus den Unfällen von Three Mile Island (1979) und Tschernobyl (1986) gezogen und umgesetzt wurden. Zwei der Ereignisse sind in deutschen Kernkraftwerken eingetreten, je eines in einem Kernkraftwerk in Frankreich, Schweden und den USA.

Es ist somit keinesfalls zulässig, unter Berufung auf die Ergebnisse probabilistischer Risiko-Studien Unfälle in Kernkraftwerken, die mit sehr hohen und frühzeitigen Freisetzungen verbunden sind, praktisch auszuschließen.

Darüber hinaus könnte mit den Ergebnissen von Risikostudien für deutsche Kernkraftwerke, selbst wenn von den Unvollständigkeits und dem nicht zahlenmäßig erfassbaren Teil der Unsicherheiten abgesehen würde, der praktische Ausschluss derartiger Unfälle nicht begründet werden.

Die Durchführung von Risikostudien für Kernkraftwerke ist grundsätzlich sinnvoll. Derartige Analysen können u.a. zu einem besseren Verständnis des Anlagenkonzeptes und der Identifizierung von Schwachstellen beitragen und bei der Bewertung von Nachrüstungen sowie bei Vergleichen zwischen Anlagen hilfreich sein. Das zahlenmäßige Gesamtergebnis einer PRA – die berechnete zu erwartende Häufigkeit von Kernschmelzunfällen, sowie von Unfällen mit sehr hohen und frühzeitigen Freisetzungen – darf jedoch lediglich als grober Risiko-Indikator verstanden werden, und nicht als belastbare Angabe für die tatsächliche Wahrscheinlichkeit derartiger Unfälle. Diese tatsächliche Wahrscheinlichkeit ist prinzipiell nicht ermittelbar. Im Rahmen eines vorsichtigen, konservativen Vorgehens muss angenommen werden, dass sie tendenziell deutlich über den von PRA als Ergebnissen gelieferten Zahlenwerten liegt.

Quellenverzeichnis

- BERTRAND 2010 V. Bertrand (IRSN): French PWR's ultimate heat sinks threatened by their environment; BgNS International Conference „Nuclear Power for the People“; Nesebar, 26.-29. September 2010
- BFS 2005 Bundesamt für Strahlenschutz, Facharbeitskreis Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke: Methoden zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke; BfS-SCHR-37/05, Salzgitter, Oktober 2005
- BMU 2005 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Sicherheitsüberprüfung gemäß § 19a des Atomgesetzes – Leitfaden Probabilistische Sicherheitsanalyse – Stand 31. Januar 2005; Bundesanzeiger 2005, Nr. 207, Bonn, 30.08.2005
- BUNDESREGIERUNG 2010 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Nuklearer Katastrophenfall – Katastrophenschutz und Evakuierung; Drucksache 17/2871, 03.09.2010
- CSNI 2004 OECD Nuclear Energy Agency Committee on the Safety of Nuclear Installations: Human Reliability Analysis in Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants; CSNI Technical Opinion Papers No. 4, Paris, 2004
- DATF 2002 Deutsches Atomforum e.V.: Kernenergie in Deutschland, Jahresbericht 2002, Bonn 2003
- DUPUY 2010 P. Dupuy (IRSN): From the 'Le Blayais' flooding in 1999 to the review of French regulation for the protection of nuclear installations against external flooding; BgNS International Conference „Nuclear Power for the People“; Nesebar, 26.-29. September 2010
- EC 2010 European Commission: EU Clearinghouse on OEF for NPPs, Quarterly Report on NPP events – October-December 2009; <https://clearinghouse-oef.jrc.ec.europa.eu/>, 2010
- ENSI 2009 Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat: Probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA) – Qualität und Umfang; Richtlinie für die schweizerischen Kernanlagen, Villigen/Schweiz, Januar 2009

EUR 2001	European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants – Volume 2, Generic Nuclear Island Requirements – Chapter 1, Safety Requirements; Revision C, April 2001
FEISTEL 1999	G. Feistel: Verwendung von Dübeln in Kernkraftwerken und kerntechnischen Anlagen, ein neuer Leitfadent; http://www.dibt.de/de/Data/Aktuelles_Ref_1_2_V1.pdf , 1999
GRS 2001	Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit: Bewertung des Unfallrisikos fortschrittlicher Druckwasserreaktoren in Deutschland – Methoden und Ergebnisse einer umfassenden Probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA); Entwurf zur Kommentierung, GRS-175, Oktober 2001
GRS 2006	Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit: Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark, Block 1 am 25.07.2006 „Nichtzuschalten von zwei Notstromdieseln nach Ausfall der 400-kV-Netzanbindung“; GRS-Weiterleitungsnachricht 2006/07, 14.11.2006
GORBATCHEV 2000	A. Gorbachev et al. (IPSN): Report on flooding of the Le Blayais power plant on 27 December 1999; EUROSAFE Tagung, Köln, 06./07. November 2000
HARTEL 2002	W. Hartel u. U. Kleen: Kernkraftwerk Brunsbüttel – Bruch der Deckelsprühleitung im Sicherheitsbehälter am 14.12.2001; atw 47. Jg., Heft 7, Juli 2002
HSK 2007a	Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen: Der Störfall vom 25. Juli 2006 im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark 1 und die Auswirkungen auf die Kernkraftwerke der Schweiz; HSK-AN-6132, Villigen/Schweiz, Februar 2007
HSK 2007b	Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen: Erfahrungs- und Forschungsbericht 2006; Villigen/Schweiz, April 2007
IAEA 2000	International Atomic Energy Agency: Safety of Nuclear Power Plants – Design; Safety Requirements No. NS-R-1, Wien 2000
IAEA 2004	International Atomic Energy Agency: Design of Reactor Containment Systems for Nuclear Power Plants; Safety Guide No. NS-G-1.10, Wien 2004
IAEA 2007	International Atomic Energy Agency: IAEA Safety Glossary – Terminology Used in Nuclear Safety and Radiation Protection; Wien 2007

IAEA 2010	International Atomic Energy Agency: Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants; Specific Safety Guide No. SSG-3, Wien 2010
ILK 2004	Internationale Länderkommission Kernenergie: Zusammenfassung des 2. Internationalen ILK-Symposiums „Harmonisierung von nuklearen Sicherheitsanforderungen – Eine Chance für mehr Transparenz und Effektivität; ILK-Bericht, Mai 2004
KLEEN 2003	U. Kleen u. W. Hartel: Rupture of vessel head spray line at Brunsbüttel Nuclear Power Station – Root cause analysis and measures for preventing radiolysis gas reactions in the future; ICONE 11-35558, Tokyo, 20.-23. April 2003
KLEEN 2004	U. Kleen u. B. Schubert: Anforderungen an die Maßnahmen zur Vermeidung unzulässiger Radiolysegasreaktionen im Kernkraftwerk Brunsbüttel; atw 49. Jg., Heft 7, Juli 2004
KSA 2007	Eidgenössische Kommission für die Sicherheit von Kernanlagen: Betrachtungen und Empfehlungen der KSA zum Zwischenfall vom 25. Juli 2006 im Kernkraftwerk Forsmark 1 (Schweden); Villigen/Schweiz, Oktober 2007
LAAKSONEN 2011	J. Laaksonen: Vortrag auf der Konferenz der ENSREG (European Nuclear Safety Regulators' Group) „Nuclear Safety in Europe“; Brüssel, 28. Juni 2011
LANDESREGIERUNG 2002	Landesregierung des Landes Schleswig-Holstein: Störfall im Atomkraftwerk Brunsbüttel; Landtagsdrucksache 15/1753, Kiel, 19.03.2002
NNF 2009	Nuclear News Flashes: Both Trains of Safety-Related Cooling Systems at Cruas-4 were unavailable; December 03, 2009
NRC 2002	U.S. Nuclear Regulatory Commission: NRC Augmented Inspection Report No. 50-346/02-03(DRS), Mai 2002
NRC 2008	U.S. Nuclear Regulatory Commission: Davis-Besse Reactor Pressure Vessel Head Degradation – Overview, Lessons Learned, and NRC Actions based on Lessons Learned, August 2008
RODIONOV 2007	A. Rodionov: EC JRC Network on Use of PSA for Evaluation of Aging Effects to the Safety of Energy Facilities; EC JRC Institute for Energy, Petten/Niederlande, November 2007

RSK 2003	Reaktor-Sicherheitskommission: Grundsätzliche Anforderungen an die Maßnahmen zur Verhinderung unzulässiger Radiolysegasreaktionen; RSK-Empfehlung vom 10.07.2002
RSK 2010a	Reaktor-Sicherheitskommission: Anforderungen an Dübelverbindungen in Kernkraftwerken; RSK-Stellungnahme vom 20.05.2010
RSK 2010b	Reaktor-Sicherheitskommission: Sicherheitstechnische Anforderungen an der Schnittstelle zwischen Anlagentechnik und Bautechnik in Kernkraftwerken; RSK-Stellungnahme vom 17.06.2010
WENRA 2010	Western European Nuclear Regulators' Association: WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants; November 2010

Abkürzungsverzeichnis

ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire (französische Aufsichtsbehörde für Kernenergie)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
DE	Dampferzeuger
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
EdF	Électricité de France (staatliches französisches EVU)
ENSREG	European Nuclear Safety Regulators' Group
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GRS	Gesellschaft für Anlage- und Reaktorsicherheit
GVA	Gemeinsam verursachter Ausfall
HD	Hochdruck
IAEO	Internationale Atomenergie-Organisation
INES	International Nuclear Event Scale, Internationale nukleare Ereignis-Skala
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (französische Sachverständigenorganisation für Strahlenschutz und nukleare Sicherheit)
KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel
KKW	Kernkraftwerk
KNS	Eidgenössische Kommission für nukleare Sicherheit
KSA	Eidgenössische Kommission für die Sicherheit von Kernanlagen
PDE	Primärseitige Druckentlastung
PRA	Probabilistische Risikoanalyse (auch probabilistische Sicherheitsanalyse, PSA)
PWSCC	Primary Water Stress Corrosion Cracking, Spannungsrisskorrosion im Primärkreis

RDB	Reaktordruckbehälter
RESA	Reaktorschnellabschaltung
RSK	Reaktor-Sicherheitskommission
SBO	Station Blackout (vollständiger Stromausfall in einer Anlage)
SDE	Sekundärseitige Druckentlastung
SHB	Sicherheitsbehälter
SKI	Statens Kärnkraftinspektion (schwedische Aufsichtsbehörde für Kernenergie)
SSM	Strålsäkerhetsmyndigheten (schwedische Aufsichtsbehörde für Strahlensicherheit)
STUK	Säteilyturvakeskus (finnische Aufsichtsbehörde für nukleare Sicherheit)
U.S.NRC	United States Nuclear Regulatory Commission (U.S. Aufsichtsbehörde für Kernenergie)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WENRA	Western European Nuclear Regulators' Association