Bundesamt für Energiewirtschaft (Schweiz)
Office fédéral de l'énergie (Suisse)
Ufficio federale dell' energia (Svizzera)
Federal Office of Energy (Switzerland)

Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen
Division principale de la Sécurité des Installations Nucléaires
Divisione principale della Sicurezza degli Impianti Nucleari
Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate

HSK 12/420
KSA 12/210

GUTACHTEN

zum Gesuch des Kernkraftwerks Leibstadt um Leistungserhöhung auf 3600 MW_{th}

Würenlingen, März 1996

INHALT

1. Einleitung

2. Charakterisierung der Anlage

3. Entwicklung der Sicherheitsanforderungen seit Erteilung der Betriebsbewilligung

4. Auswertung der Betriebserfahrungen

5. Auslegung und Ausführung der sicherheitstechnisch wichtigen Anlageteile

6. Verhalten der Anlage im Normalbetrieb bei erhöhter Leistung

7. Verhalten der Anlage bei Auslegungsstörfällen und erhöhter Leistung

8. Probabilistische Sicherheitsanalyse zur Bewertung auslegungsüberschreitender Störfälle

9. Vorgehen bei der Leistungserhöhung

10. Gesamtbeurteilung

ANHANG Abkürzungen

INHALTSVERZEICHNIS

		Seite
1.	**EINLEITUNG**	
1.1	**Gesuch**	1-1
1.2	**Bisherige Bewilligungen**	1-1
1.3	**Begutachtungsgrundlagen und -kriterien**	1-2
	1.3.1 Begutachtungsgrundlagen	1-2
	1.3.2 Kriterien für die Beurteilung einer Leistungserhöhung	1-2
1.4	**Umfang der Begutachtung**	1-5
2.	**CHARAKTERISIERUNG DER ANLAGE**	
2.1	**Allgemeiner Überblick**	2-1
2.2	**Divisionszuteilung wichtiger Sicherheits- und Versorgungssysteme**	2-4
2.3	**Betriebskennlinienfeld**	2-5
3.	**ENTWICKLUNG DER SICHERHEITSANFORDERUNGEN SEIT ERTEILUNG DER BETRIEBSBEWILLIGUNG**	
3.1	**Erfüllung der Auflagen aus der Betriebsbewilligung und Stand wichtiger offener Pendenzen**	3-1
	3.1.1 Auflagen der Inbetriebnahme- und Betriebsbewilligung	3-1
	3.1.2 Stand wichtiger offener Pendenzen	3-4
3.2	**Vergleich mit dem heute gültigen Regelwerk**	3-5
	3.2.1 Vergleich mit der Richtlinie HSK-R-101, Auslegungskriterien	3-5
	3.2.2 Vergleich mit der Richtlinie HSK-R-102, Flugzeugabsturz	3-11
	3.2.3 Vergleich mit der Richtlinie HSK-R-103, anlageninterne Massnahmen gegen schwere Unfälle	3-13
3.3	**Weitere Anpassung an den Stand von Wissenschaft und Technik**	3-16
	3.3.1 Ergonomische Verbesserungen und Neugruppierung der Alarme im Hauptkommandoraum	3-16
	3.3.2 Alternatives Stabeinfahrsystem (ARI)	3-16
	3.3.3 Safety Parameter Display System (SPDS)	3-17
	3.3.4 Neue Saugkörbe der Kernnotkühlsysteme	3-17
	3.3.5 Simulator	3-18
	3.3.6 Kernüberwachung	3-18
	3.3.7 Qualitätssicherungsmassnahmen	3-18

4. AUSWERTUNG DER BETRIEBSERFAHRUNGEN

4.1 Bisherige Betriebserfahrungen 4-1
4.1.1 Allgemeiner Überblick 4-1
4.1.2 Besondere Ereignisse im KKL 4-2
4.1.3 Ereignisse in der Anlage Mühleberg (KKM) 4-7
4.1.4 Ereignisse in ausländischen Kernkraftwerken 4-8
4.1.5 Wiederholungsprüfungen 4-11
4.1.6 Weitere wiederkehrende Prüfungen 4-11
4.1.7 Werkstoffalterung 4-11
4.1.7.1 Mechanische Ausrüstungen 4-14
4.1.7.2 Elektrische Ausrüstungen 4-20
4.1.7.3 Bauten 4-21
4.1.7.4 Alterungsüberwachungsprogramm 4-22
4.1.7.5 Zusammenfassung und Beurteilung 4-23

4.2 Brennelementdefekte 4-25

4.3 Operationeller Strahlenschutz 4-28
4.3.1 Umwälzschleifen-Dosisleistung 4-29
4.3.2 Personendosen 4-30
4.3.3 Inkorporationsdosen 4-30
4.3.4 Personendosen durch externe Bestrahlung 4-31
4.3.5 Radiologische Auswirkungen der Brennelementschäden 4-31
4.3.6 Zusammenfassung der Betriebserfahrungen im operationellen Strahlenschutz 4-32

4.4 OSART-Mission im KKL 4-32

4.5 Internationale Erfahrungen mit Leistungserhöhungen in Kernkraftwerken 4-34

5. AUSLEGUNG UND AUSFÜHRUNG DER SICHERHEITS-TECHNISCH WICHTIGEN ANLAGETEILE

5.1 Auslegung und Überwachung des Reaktorkerns 5-1
5.1.1 Kernauslegung 5-1
5.1.1.1 Reaktorkern und Brennelemente 5-1
5.1.1.2 Auslegung der Brennelemente, der Brennstäbe und des Kerns 5-4
5.1.2 Kernüberwachung 5-7

5.2 Nukleares Dampferzeugungssystem 5-10
5.2.1 Reaktordruckbehälter und Einbauten 5-10
5.2.1.1 Reaktordruckbehälter 5-10
5.2.1.1.1 Ermüdungsberechnung 5-10
5.2.1.1.2 Abnahme der Bruchzähigkeit infolge Bestrahlung 5-11
5.2.1.1.3 Wiederholungsprüfungen am RDB 5-12
5.2.1.1.4 Betriebserfahrungen mit dem RDB 5-12
5.2.1.2 Reaktoreinbauten 5-13
5.2.1.2.1 Vibrationen 5-13
5.2.1.2.2 Betriebserfahrungen mit den Reaktoreinbauten 5-13
5.2.1.2.3 Wiederholungsprüfungen 5-14

5.2.2 Reaktorumwälzsystem 5-15
5.2.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-15
5.2.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-16
5.2.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Reaktorumwälzsystem 5-17
5.2.3 Frischdampfsystem 5-18
5.2.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-18
5.2.3.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-18
5.2.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Frischdampfsystem 5-19
5.2.4 Speisewassersystem 5-20
5.2.4.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-20
5.2.4.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-20
5.2.4.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Speisewassersystem 5-21

5.3 Containment und Containmentsysteme 5-22
5.3.1 Containment 5-22
5.3.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-22
5.3.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-23
5.3.1.3 Beurteilungen des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Containment 5-23
5.3.2 Containmentsysteme 5-23
5.3.2.1 Isolationssystem des Primärcontainments 5-23
5.3.2.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-23
5.3.2.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-24
5.3.2.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Isolationssystem des Primärcontainments 5-24
5.3.2.2 Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken 5-24
5.3.2.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-24
5.3.2.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-25
5.3.2.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken 5-25
5.3.2.3 Vakuumbrechsystem des Primärcontainments 5-25
5.3.2.4 Systeme zur Wasserstoffbeherrschung 5-26
5.3.2.5 Isolationssystem des Sekundärcontainments 5-27
5.3.2.6 Notabluftsystem 5-27
5.3.2.6.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-27
5.3.2.6.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-28
5.3.2.6.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notabluftsystem 5-28
5.3.2.7 System der gefilterten Druckentlastung 5-28

5.4 Sicherheits- und Schutzsysteme 5-30

5.4.1 Leittechnik 5-30

5.4.1.1 Sicherheitsleittechnik 5-30

5.4.1.2 Reaktorabschaltungen aus betrieblicher Leittechnik (0E-Scrams) 5-30

5.4.1.3 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-31

5.4.1.4 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf die Leittechnik 5-33

5.4.2 Systeme zur Kernnotkühlung und Nachwärmeabfuhr 5-33

5.4.2.1 Hochdruckkernsprühsystem 5-33

5.4.2.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-33

5.4.2.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-34

5.4.2.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Hochdruckkernsprühsystem 5-34

5.4.2.2 Niederdruckkernsprühsystem 5-35

5.4.2.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-35

5.4.2.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-35

5.4.2.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Niederdruckkernsprühsystem 5-35

5.4.2.3 Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystem (RHR) 5-36

5.4.2.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-36

5.4.2.3.2 Ergebnisse wiederkehrender Prüfungen und Betriebserfahrungen 5-38

5.4.2.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung und auf das Niederdruckkernflut-Nachwärmeabfuhrsystem 5-38

5.4.2.4 Automatisches Druckentlastungssystem (ADS) 5-39

5.4.2.4.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-39

5.4.2.4.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-40

5.4.2.4.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das automatische Druckabbausystem 5-40

5.4.2.5 Notstandsystem (SEHR) 5-41

5.4.2.5.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-41

5.4.2.5.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-42

5.4.2.5.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notstandsystem 5-43

5.4.2.6 Notspeisewassersystem (RCIC) 5-44

5.4.2.6.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-44

5.4.2.6.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-44

5.4.2.6.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notspeisewassersystem 5-45

5.4.3 Abschaltsysteme 5-45

5.4.3.1 Hydraulisches Steuerstabantriebssystem 5-45

5.4.3.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-45

5.4.3.1.2 Ergebnisse wiederkehrender Prüfungen und Betriebserfahrungen 5-46

5.4.3.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Steuerstabantriebssystem 5-47

5.4.3.2 Vergiftungssystem 5-47
5.4.3.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-47
5.4.3.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-47
5.4.3.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Vergiftungssystem 5-48

5.5 Versorgungs- und Hilfssysteme 5-48
5.5.1 Kühlwassersysteme 5-48
5.5.1.1 Nebenkühlwassersystem 5-48
5.5.1.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-48
5.5.1.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-49
5.5.1.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Nebenkühlwassersystem 5-49
5.5.1.2 Nukleares Zwischenkühlwassersystem 5-50
5.5.1.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-50
5.5.1.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-51
5.5.1.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das nukleare Zwischenkühlwassersystem 5-51
5.5.1.3 Notnebenkühlwassersystem 5-51
5.5.1.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-51
5.5.1.3.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-53
5.5.1.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notnebenkühlwassersystem 5-53
5.5.1.4 Notstandnebenkühlwassersystem 5-53
5.5.2 Stromversorgung 5-54
5.5.2.1 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-54
5.5.2.2 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung 5-54
5.5.3 Lüftungsanlagen 5-54
5.5.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-54
5.5.3.2 Ergebnisse wiederkehrender Prüfungen und Betriebserfahrungen 5-57
5.5.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf die Lüftungsanlagen 5-58
5.5.4 Brennelementlagerung und -kühlung 5-59
5.5.4.1 Brennelementlagerung 5-59
5.5.4.2 Kühlung und Reinigung der Brennelementlagerbecken 5-59
5.5.4.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-59
5.5.4.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-60
5.5.4.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf Brennelementlagerung und Lagerbeckenkühlung 5-61

5.6 Ausgewählte Regelsysteme 5-61

5.6.1 Leistungsregelung 5-62

5.6.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-62

5.6.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-64

5.6.1.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Leistungsregelung 5-64

5.6.2 Turbinenregelung und Turbinenbypasssystem 5-65

5.6.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-65

5.6.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-67

5.6.2.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Turbinenregelung auf das Turbinenbypasssystem 5-67

5.6.3 Speisewasserregelung 5-68

5.6.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen 5-68

5.6.3.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen 5-69

5.6.3.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Speisewasserregelung 5-69

5.7 Reaktorwasser- Reinigungssystem, Wasserchemie sowie Systeme zur Behandlung von flüssigen und gasförmigen Abgaben 5-70

5.7.1 Funktion und Betriebserfahrung 5-70

5.7.1.1 Reaktorwasser-Reinigungssystem (RWCU) 5-70

5.7.1.2 Abgasanlage 5-70

5.7.1.3 Entstehung und Transport des radioaktiven Kobalts 5-70

5.7.1.4 Bisherige Anlagemodifikationen 5-71

5.7.1.5 Wasserchemie 5-71

5.7.2 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung 5-71

5.7.2.1 Auswirkung auf Verunreinigungen 5-71

5.7.2.2 Reaktorwasser-Reinigungssystem (RWCU) 5-71

5.7.2.3 Behandlung der Abgase 5-72

5.7.2.4 Behandlung der Abwässer 5-72

5.7.2.5 Wasserchemie 5-72

5.7.2.6 Radiologische Probleme 5-72

5.8 Strahlenschutzmesstechnik 5-73

5.9 Kontrollierte Zone und Abschirmungen 5-73

6. VERHALTEN DER ANLAGE IM NORMALBETRIEB BEI ERHÖHTER LEISTUNG

6.1 Normalbetrieb der Gesamtanlage 6-1

6.2 Radiologische Auswirkungen des Normalbetriebs 6-2

6.2.1 Auswirkungen auf den operationellen Strahlenschutz 6-2

6.2.1.1 Dokumentation des Gesuchstellers 6-2

6.2.1.2 Strahlenschutz während der Stillstandsphasen 6-2

6.2.1.3 Kollektivdosen des Personals 6-3

6.2.1.4 α-/γ-Kontaminationen aufgrund defekter Brennstäbe 6-4

6.2.1.5 Zusammenfassende Beurteilung und Auflagen 6-5

6.2.2 Abgaben radioaktiver Stoffe und ihre Auswirkungen auf die Umgebung 6-5

6.3 Entsorgung der radioaktiven Abfälle 6-9

6.3.1 Bisherige Praxis 6-9

6.3.2 Einfluss der Leistungserhöhung 6-10

6.4 Zusätzliche Anforderungen an das Betriebspersonal 6-11

7. VERHALTEN DER ANLAGE BEI AUSLEGUNGSSTÖRFÄLLEN UND ERHÖHTER LEISTUNG

7.1 Grundlagen der Störfallanalysen 7-1

7.2 Verhalten der Anlage bei Auslegungsstörfällen 7-2

7.2.1 Transienten 7-2

7.2.1.1 Einleitung 7-2

7.2.1.2 Rechenmodelle und Randbedingungen 7-4

7.2.1.3 Druckstörungen 7-5

7.2.1.4 Reaktorniveaustörungen 7-7

7.2.1.5 Leistungsstörungen 7-9

7.2.1.6 Überdrucksicherung des Reaktorkühlsystems 7-10

7.2.1.7 Reaktivitätsstörfälle 7-11

7.2.1.8 Langsame Transienten 7-12

7.2.1.9 Kernstabilität 7-14

7.2.1.10 Zusammenfassende Bewertung 7-17

7.2.2 Transienten ohne Reaktorschnellabschaltung (ATWS) 7-18

7.2.3 Kühlmittelverluststörfälle 7-22

7.2.3.1 Einleitung 7-22

7.2.3.2 Rechenmodelle für das Kern- und Primärcontainmentverhalten 7-23

7.2.3.3 Verhalten des Reaktorkerns 7-24

7.2.3.4 Verhalten des Primärcontainments bei Kühlmittelverluststörfällen mit grosser Leckfläche 7-27

7.2.3.5 Verhalten des Primärcontainments bei fehlerhaftem Öffnen eines SRV 7-27

7.2.3.6 Verhalten des Primärcontainments bei Notstandsituationen 7-28

7.2.3.7 Zusammenfassende Bewertung 7-30

7.2.4 Leitungsbrüche ausserhalb des Drywells 7-30
7.2.5 Systemübergreifende innere und äussere Einwirkungen 7-32

7.3 Radiologische Auswirkungen bei Auslegungsstörfällen 7-35
7.3.1 Rechenmodelle zur Bestimmung der radiologischen Auswirkungen 7-35
7.3.1.1 Aktivitätsinventar und Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage 7-35
7.3.1.2 Atmosphärische Ausbreitung und Dosisberechnung 7-39
7.3.2 Ergebnisse der Störfallberechnungen 7-43
7.3.2.1 Kühlmittelverluststörfall 7-44
7.3.2.2 Steuerstabfall 7-48
7.3.2.3 Frischdampf-Leitungsbruch 7-50
7.3.2.4 Brennelement-Handhabungsstörfall 7-52
7.3.3 Zusammenfassende Bewertung 7-54

7.4 Zusammenfassende Bewertung der Störfallanalysen 7-55

8. PROBABILISTISCHE SICHERHEITSANALYSE ZUR BEWERTUNG AUSLEGUNGSÜBERSCHREITENDER STÖRFÄLLE

8.1 Einleitung 8-1

8.2 Bisherige probabilistische Analysen für das KKW Leibstadt 8-3

8.3 Ergebnisse der Stufe-1-Analyse 8-5
8.3.1 Analyse und Ergebnisse für interne Ereignisse 8-5
8.3.1.1 Auslösende Ereignisse 8-5
8.3.1.2 Komponentenausfalldaten 8-6
8.3.1.3 Operateurhandlungen 8-7
8.3.1.4 Fehler- und Ereignisbaumanalyse 8-8
8.3.1.5 Ergebnisse für interne Ereignisse 8-10
8.3.2 Ergebnisse für systemübergreifende Ereignisse 8-19
8.3.2.1 Einleitung 8-19
8.3.2.2 Brand 8-20
8.3.2.3 Anlageinterne Überflutung 8-21
8.3.2.4 Erdbeben 8-21
8.3.2.5 Verlust Stauhaltung des Rheins 8-23
8.3.2.6 Flugzeugbsturz 8-23
8.3.2.7 Zusammenfassende Bewertung 8-24
8.3.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Kernschadenshäufigkeit (Stufe-1-Ergebnisse) 8-25
8.3.4 Zusammenfassende Bewertung der PSA Stufe-1-Analyse 8-27

8.4 Ergebnisse der Stufe-2-Analyse 8-30

8.4.1 Vorgehen bei der Stufe-2-Analyse 8-30

8.4.2 Analyse und Ergebnisse der Stufe-2-Analyse 8-32

8.4.2.1 Übersicht 8-32

8.4.2.2 Anlageschadenszustände 8-35

8.4.2.3 Containmentbelastungen bei schweren Unfällen 8-37

8.4.2.4 Containment-Ereignisbaumanalyse 8-43

8.4.2.5 Quellтermanalysen und Risikointegration 8-50

8.4.2.6 Zusammenfassende Bewertung der PSA Stufe-2-Analyse 8-58

8.4.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Stufe-2-Ergebnisse 8-60

8.4.3.1 Einfluss der Leistungserhöhung auf den Unfallablauf innerhalb des RDB 8-61

8.4.3.2 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Schmelze/Beton-Wechselwirkung 8-71

8.4.3.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf den Transport der freigesetzten radioaktiven Stoffe innerhalb der Anlage 8-71

8.4.3.4 Einfluss der Leistungserhöhung auf das Containmentverhalten 8-76

8.4.3.5 Einfluss der Leistungserhöhung auf den Quellterm und das Anlagerisiko 8-80

8.5 Zusammenfassende Bewertung der probabilistischen Sicherheitsanalyse und des Risikoeinflusses der Leistungserhöhung 8-85

9. VORGEHEN BEI DER LEISTUNGSERHÖHUNG

9.1 Leistungsstufen 9-1

9.2 Versuchsprogramm 9-2

9.3 Überwachungs- und Inspektionsprogramm 9-3

10. GESAMTBEURTEILUNG

10.1 Zusammenfassung 10-1

10.2 Schlussfolgerungen 10-9

10.3 Auflagen 10-11

ANHANG Abkürzungen

VERZEICHNIS DER TABELLEN

		Seite
Tab. 2-1	Auslegung des Kernkraftwerks Leibstadt anhand sicherheitstechnisch bedeutsamer Betriebsparameter und Ausrüstungen	2-2
Tab. 2-2	Divisionszuteilung wichtiger Sicherheits- und Versorgungssysteme	2-4
Tab. 4-1	Wichtige Alterungsmechanismen beim SWR und ihre prinzipielle Abhängigkeit von der beantragten Leistungserhöhung	4-16 4-17 4-18
Tab. 4-2	Beispiele für realisierte Leistungserhöhungen	4-37
Tab. 5-1	Kernauslegunsparameter für die bisherige und die erhöhte Reaktorleistung	5-6
Tab. 6-1	Geschätzter Einfluss der Leistungserhöhung auf Betriebs-, Stillstands- und Jahres-Kollektivdosen	6-4
Tab. 6-2	Limiten für die Abgaben radioaktiver Stoffe an die Umwelt gemäss HSK-Brief vom 28. September 1994	6-6
Tab. 7-1	Maximalwerte wichtiger Parameter bei der Transiente "Generator-Lastabwurf mit 3/4 Bypass" (max. Kerndurchfluss)	7-6
Tab. 7-2	Maximalwerte wichtiger Parameter bei der Transiente "Speisewasser-Regelungsfehler" (bei FFWTR)	7-8
Tab. 7-3	Maximale CPR-Abnahme (ΔCPR) bei der Transiente "Ausfall von Speisewasservorwärmern" (Absenkung der Speisewassertemperatur um 36°C)	7-10
Tab. 7-4	Maximale CPR-Abnahme (ΔCPR) bei der Transiente "Fehlausfahren von Steuerstäben"	7-12
Tab. 7-5	Maximalwerte (Zeitpunkte) wichtiger Containment-Parameter beim ATWS-Störfall "Schliessen aller MSIV"	7-21
Tab. 7-6	Kernverhalten bei Kühlmittelverluststörfällen bei ungüngstigster Notkühlkonfiguration (Ergebnisse für den doppelendigen Bruch einer Umwälz-Saugleitung)	7-26
Tab. 7-7	Primärcontainmentverhalten bei Kühlmittelverluststörfällen mit grosser Leckfläche (Maximalwerte für die untersuchten Frischdampf- und Umwälzleitungsbrüche)	7-27
Tab. 7-8	Primärcontainmentverhalten bei fehlerhaftem Öffnen und Offenbleiben eines SRV	7-28
Tab. 7-9	Primärcontainmentverhalten bei einer Notstandsituation (SEC) mit fehlerhaftem Öffnen und Offenbleiben eines SRV	7-29
Tab. 7-10	Verwendete Transportparameter in der HSK-Analysen	7-39
Tab. 7-11	Wichtige Parameter zur Ausbreitungsanalyse	7-41
Tab. 7-12	Annahmen zum Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage beim Kühlmittelverlust	7-45
Tab. 7-13	Total freigesetzte Aktivität in den ersten 30 Tagen nach einem Kühlmittelverlust	7-46
Tab. 7-14	Maximale Dosisbelastungen beim Kühlmittelverluststörfall [mSv]	7-47
Tab. 7-15	Total freigesetzte Aktivität in den ersten 30 Tagen nach einem Steuerstabfall	7-49
Tab. 7-16	Maximale Dosisbelastungen beim Steuerstabfall [mSv]	7-50

Tab. 7-17	Total freigesetzte Aktivität beim Frischdampf-Leitungsbruch	7-51
Tab. 7-18	Maximale Dosisbelastungen beim Frischdampf-Leitungsbruch [mSv]	7-51
Tab. 7-19	Randbedingungen und Ergebnisse für den Brennelement-Handhabungsstörfall	7-53
Tab. 7-20	Maximale Dosisbelastungen beim Brennelement-Handhabungsstörfall [mSv]	7-54
Tab. 7-21	Dosisbelastungen bei Auslegungsstörfällen im KKL	7-55
Tab. 8-1	Mittlere Kernschadenshäufigkeit für interne Ereignisse	8-11
Tab. 8-2	Fussel-Vesely-Importanz von Komponentenausfällen und Operateur-fehlhandlungen für interne Ereignisse (gemäss HSK-Analyse)	8-15
Tab. 8-3	Häufigkeit der einzelnen Konsequenzkatogerien aufgrund intern ausgelöster Ereignisse	8-18
Tab. 8-4	LPSA-Ergebnisse für systemübergreifende auslösende Ereignisse	8-25
Tab. 8-5	Vergleich wichtiger Anlagendaten für Leibstadt, Grand Gulf und Perry	8-34
Tab. 8-6	Definition und Häufigkeit der Freisetzungskategorien gemäss KKL Stufe-2-Analyse	8-46
Tab. 8-7	Definition der Freisetzungskategorien gemäss HSK-Analyse und deren Häufigkeiten	8-48
Tab. 8-8	Summenhäufigkeit aller Unfallabläufe, deren Freisetzung durch den Referenzquellterm nicht mehr vollständig abgedeckt ist	8-56
Tab. 8-9	Wichtige, die Radionuklidfreisetzung bestimmende Phänomene	8-60
Tab. 8-10	Einfluss der Leistungserhöhung auf den Unfallablauf innerhalb des RDB (MELCOR-Ergebnisse, Punktwerte)	8-61
Tab. 8-11	Einfluss der Leistungserhöhung auf das Kerninventar (HSK-Rechnung)	8-63
Tab. 8-12	Einfluss der Leistungserhöhung auf den Zeitpunkt des RDB- und Containmentversagens für einige ausgewählte Unfallablaufsequenzen	8-79

VERZEICHNIS DER ABBILDUNGEN

		Seite
Abb. 2-1	Betriebskennlinienfeld (Leistung/Kerndurchfluss)	2-6
Abb. 4-1	Mittlere Dosisleistung an den Umwälzschleifen des KKL	4-29
Abb. 4-2	Kollektivdosen des KKL	4-30
Abb. 5-1	Reaktorkern	5-2
Abb. 5-2	SVEA-96-Brennelement	5-3
Abb. 5-3	RDB-Deckelbolzenermüdung	5-11
Abb. 5-4	Reaktorumwälzsystem Übersichtsschaltbild	5-15
Abb. 5-5	Notabluftsystem (SGTS A) Übersichtsschaltbild	5-28
Abb. 5-6	Gefilterte Durckentlastung des Containments	5-29
Abb. 5-7	Umwälzregelung Übersichtsschaltbild	5-63
Abb. 5-8	Elektronisches Regelsystem der Turbine Übersichtsschaltbild	5-66
Abb. 8-1	Methodik der Probabilistischen Sicherheitsanalysen für die Stufen 1 und 2	8-2
Abb. 8-2	Kernschadenshäufigkeit für Interne Ereignisse (LPSA- und HSK-Analyse)	8-17
Abb. 8-3	Kernschadenshäufigkeit der Anlageschadenszustände (HSK-Analyse)	8-36
Abb. 8-4	Streubereich der Br-I Freisetzung	8-53
Abb. 8-5	Streubereich der Rb-Cs Freisetzung	8-53
Abb. 8-6	Streubereich der Sr-Ba Freisetzung	8-54
Abb. 8-7	Streubereich der La Freisetzung	8-54
Abb. 8-8	Br-I Freisetzung, Risikorelevanz der Freisetzungskategorien	8-55
Abb. 8-9	Rb-Cs Freisetzung, Risikorelevanz der Freisetzungskategorien	8-55
Abb. 8-10	Br-I Freisetzung	8-57
Abb. 8-11	Rb-Cs Freisetzung	8-57
Abb. 8-12	Zeit bis zur Kernabdeckung für „Station-Blackout"-Sequenzen	8-66
Abb. 8-13	Zeit bis zur Kernabdeckung	8-66
Abb. 8-14	Zeit bis Beginn Kernbeschädigung für „Station-Blackout"-Sequenzen	8-67
Abb. 8-15	Oxidation von Zirkaloy innerhalb des RDB	8-69
Abb. 8-16	Zeitpunkt RDB-Versagen	8-70
Abb. 8-17	Cs-I Freisetzung aus dem Brennstoff	8-72
Abb. 8-18	Rückhaltung von CsI im RDB	8-73
Abb. 8-19	Dekontaminationsfaktor	8-74
Abb. 8-20	Sr-Ba Freisetzung während der Schmelze-Beton-Wechselwirkung	8-75
Abb. 8-21	Zeitpunkt des Containmentversagens	8-79
Abb. 8-22	Leistungserhöhung: Streubereich der CsI Freisetzung	8-81
Abb. 8-23	Leistungserhöhung: Streubereich der Sr-Ba Freisetzung	8-81
Abb. 8-24	Häufigkeitsverteilung (CCDF) der freigesetzten Aktivität	8-83
Abb. 8-25	Einfluss des Druckentlastungssystems auf die CsI Freisetzung	8-84
Abb. 8-26	Einfluss des Druckentlastungssystems auf die Sr-Ba Freisetzung	8-84

1. EINLEITUNG

1.1 GESUCH

Gestützt auf Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a des Bundesgesetzes vom 23. Dezember 1959 über die friedliche Verwendung der Atomenergie (Atomgesetz, SR 732.0) hat die Kernkraftwerk Leibstadt AG (KKL) am 31. Juli 1992 ein Gesuch um Änderung der Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Leibstadt gestellt.

KKL beantragt die Erhöhung der thermischen Reaktorleistung von 3138 MW auf 3600 MW. Der eingereichte Sicherheitsbericht (Ausgabe Juli 1992) bezieht sich auf die erhöhte Reaktorleistung. Das Gleiche gilt für das vorliegende Gutachten.

Als Aufsichtsbehörde des Bundes in bezug auf die nukleare Sicherheit und den Strahlenschutz von Kernanlagen hat die Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK) gemäss der Verordnung vom 14. März 1983 betreffend die Aufsicht über Kernanlagen (SR 732.22) die Aufgabe, das aufgrund von Artikel 7 Absatz 1 des Atomgesetzes von der Bewilligungsbehörde einzuholende Gutachten zu erbringen. Gemäss Artikel 2 Absatz 1 und 4 der Verordnung über die Eidg. Kommission für die Sicherheit von Kernanlagen (KSA) vom 14. März 1983 (SR 732.21) gibt die KSA eine Stellungnahme zum Bewilligungsgesuch und zum Gutachten der HSK ab.

1.2 Bisherige Bewilligungen

Das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement (EVED) hatte für das KKL am 2. März 1973 die Standortbewilligung und am 19. Dezember 1975 sowie am 14. April 1976 jeweils eine Teilbaubewilligung erteilt. Vom 28. September 1983 datiert die Bewilligung für die vorzeitige Einlagerung der Brennelemente. Die Erteilung der Inbetriebnahme- und Betriebsbewilligung erfolgte am 15. Februar 1984.

Die Betriebsbewilligung umfasste zunächst ausgehend von einer thermischen Nennleistung von 3012 MW auch eine Leistungserhöhung bis zu einem maximalem Wert von 3138 MW, die in der Folge auf Antrag des Betreibers von der HSK am 3. Dezember 1985 freigegeben werden konnte.

1.3 BEGUTACHTUNGSGRUNDLAGEN UND -KRITERIEN

1.3.1 Begutachtungsgrundlagen

Im vorliegenden Gutachten wird beurteilt, ob im KKL die für einen sicheren Betrieb mit erhöhter Leistung notwendigen Voraussetzungen erfüllt sind. Dazu hat sich die HSK vor allem auf folgende Unterlagen abgestützt:

- Sicherheitsbericht Leistungserhöhung, Juli 1992; Revision vom Juli 1995
- Probabilistische Sicherheitsanalyse KKL.

Zusätzliche Grundlagen dieses Gutachtens sind Erkentnisse aus HSK-Inspektionen und wiederkehrenden Prüfungen sowie zahlreiche Detailunterlagen zur Bestätigung und Ergänzung von Angaben der obigen Dokumente. Ausserdem kann auf das Gutachten der HSK zur Bewilligung für die Inbetriebnahme und den Betrieb des KKL von 1984 zurückgegriffen werden.

1.3.2 Kriterien für die Beurteilung einer Leistungserhöhung

Die im Normalbetrieb zulässige maximale Reaktorleistung wird indirekt durch eine Reihe von Kriterien, welche lokale Verhältnisse im Kern oder Kapazitäten einzelner Systeme betreffen, begrenzt. Die Reaktorleistung ist somit keine direkt begrenzte Grösse. Höhere Leistung bei unverändertem Reaktorsystem bedeutet höhere mittlere Temperaturen im Brennstoff, grössere mittlere Wärmestromdichten an den Wärmeübertragungsflächen, stärkere Verdampfung des Kühlmittels, damit grössere Massenströme von Dampf und Speisewasser. Proportional zur Leistung ist auch die Nachwärme, und die höheren Brennstofftemperaturen bzw. Dampfblasengehalte sind im allgemeinen mit grösseren Reaktivitätseffekten verbunden.

Die grösseren Massenströme von Dampf und Speisewasser können gewisse Kreisläufe zusätzlich belasten, und die Kapazitäten von Sicherheitssystemen einschliesslich Containment werden durch die höhere Nachwärme zusätzlich beansprucht. Dementsprechend sind die Berechnungen für Normalbetrieb und Störfälle mit der höheren Leistung zu wiederholen und die Kapazitäten der beteiligten Systeme zu überprüfen.

Folgende grundsätzliche Aspekte sind bei der Leistungserhöhung zu beachten:

- Die für den sicheren Betrieb des KKL massgebenden Grenzwerte werden bei einer Leistungserhöhung gegenüber den bisher geltenden Werten nicht geändert.

- Die für die Auslegung und die Betriebsbewilligung zugrundegelegten Regeln, Richtlinien und Kriterien sind auch nach der Leistungserhöhung einzuhalten. Eine allfällige Änderung muss begründet, analysiert und bewertet werden.

- Gute Erfahrungen anhand eines weitgehend störungsfreien Betriebs des KKW sind u.a. Voraussetzung für eine Leistungserhöhung. Das umfasst die Bewertung der meldepflichtigen Ereignisse, die radiologischen Verhältnisse der Anlage sowie den Zustand der mechanischen und elektrischen Ausrüstungen.

- Internationale Erfahrungen mit Leistungserhöhungen in anderen Anlagen.

- Es soll gezeigt werden können, dass durch Anlageverbesserungen seit Betriebsaufnahme eine Angleichung an den fortschreitenden Stand von Wissenschaft und Technik angestrebt wurde und verbleibende Abweichungen vom Stand von Wissenschaft und Technik toleriert oder anderweitig kompensiert werden können.

- Für die Strahlendosen des Personals und die Abgabe radioaktiver Stoffe an die Umgebung ist im Normalbetrieb und bei Auslegungsstörfällen die Einhaltung der geltenden entsprechenden Grenzwerte sicherzustellen.

- Der in der Probabilistischen Sicherheitsanalyse ermittelte Wert des Risikos beim Betrieb der Anlage soll gering sein und durch die Leistungserhöhung keine sprunghafte Zunahme ("cliff-edge"-Effekt) erfahren.

Im weiteren sind diejenigen spezifischen Sicherheitskriterien zusammengestellt, die leistungsbegrenzend sein können und deshalb neu zu überprüfen sind. Dabei wird unterschieden zwischen Kriterien für den Normalbetrieb, die Auslegungsstörfälle und den Strahlenschutz.

Normalbetrieb

Eine Leistungserhöhung wird sich auf die Auslegung des Reaktorkerns und die Beanspruchung der Materialien des Reaktorkühlkreislaufs auswirken. Dabei sind folgende Punkte zu beachten:

- Kernauslegung

  Die ausreichende Abschaltreaktivität der Steuerstäbe ist nachzuweisen; die Betriebsgrenzwerte für die Integrität der Brennstabhüllrohre (lineare Stableistung, kritisches Leistungsverhältnis und Hüllrohroxidation) sind einzuhalten.

- Vibrationen und Erosion/Korrosion

  Im Reaktordruckbehälter sowie in den Frischdampf- und Speisewasserleitungen ergeben sich infolge der Leistungserhöhung grössere Kühlmittel-Strömungsgeschwindigkeiten. Daraus dürfen keine unzulässigen Vibrationen, insbesondere der RDB-Einbauten, und keine durch Erosion/Korrosion verursachten Schäden an den Ausrüstungen im Nuklearteil entstehen, die nicht rechtzeitig erkannt werden können.

- Versprödung des Reaktordruckbehälters (RDB)

  Durch die erhöhte Neutronenbestrahlung erfolgt eine raschere Versprödung der RDB-Wand. Es ist zu prüfen, ob sich dadurch betriebliche Einschränkungen oder Lebensdauerbeschränkungen ergeben.

- Leistungsdichte im Kern

  Die Leistungsdichte ist für sich allein kein Sicherheitskriterium. Wenn die international erprobten Leistungsdichten überschritten werden, soll die Leistungserhöhung in Stufen erfolgen, bei denen jeweils der Einfluss auf das Anlageverhalten untersucht wird.

- Neutronenrauschen

  Das Neutronenrauschen im Leistungsbetrieb soll nicht zu Störungen führen.

Strahlenschutz

Folgende Bedingungen sind auch bei erhöhter Leistung einzuhalten:
- Grenzwert für die Individualdosen des Personals nach StSV
- Kollektivdosis-Richtwert gemäss Richtlinie HSK-R-11
- Grenz- und Richtwerte für die Abgabe radioaktiver Stoffe an die Umgebung nach StSV, Richtlinie HSK-R-11 und Abgabereglement
- Nachweis der Einhaltung der radiologischen Richtwerte für Auslegungsstörfälle.

Auslegungsstörfälle

Für Auslegungsstörfälle, die von einer Leistungserhöhung beeinflusst werden können, müssen nebst dem Nachweis der Einhaltung der radiologischen Richtwerte je nach Störfallkategorie speziell folgende Nachweise erbracht werden:

- Generell für alle Auslegungsstörfälle die Einhaltung der Auslegungswerte für das Primärcontainment (Überdruck und Kondensationsbeckentemperatur);

- Für Betriebsstörungen die Gewährleistung der Hüllrohrintegrität, d.h. die Einhaltung der Sicherheitsgrenzwerte für die lineare Stableistung und das kritische Leistungsverhältnis, des Reaktorniveaus und des Drucks für den Rektordruckbehälter;

- Für Reaktivitätsstörungen die Einhaltung der maximal zulässigen, abbrandabhängigen Brennstoffbelastung (Brennstoffenthalpie);

- Für Kühlmittelverluststörfälle die Gewährleistung der Kernkühlbarkeit, sichergestellt durch die Einhaltung von Sicherheitskriterien für die maximal zulässige Hüllrohrtemperatur und -oxidation sowie Wasserstoffproduktion.

Auslegungsüberschreitende Störfälle

- ATWS-Transienten

  Die Beherrschbarkeit der Anlage bei ATWS-Transienten ist zu untersuchen (Kap. 7.2.2). Das Risiko durch ATWS-Transienten soll nicht wesentlich ansteigen (Kap. 8.3.3).

In bezug auf schwere Unfälle werden heute keine formellen Kriterien für einen systematischen Schutz angewandt; allerdings werden einzelne Massnahmen verlangt, welche die Entwicklung solcher Unfälle abbrechen oder deren Folgen mildern können.

Vor einer Leistungserhöhung ist nachzuweisen, dass das Risiko für die Bevölkerung nach einem schweren Unfall durch die höhere Leistung nicht unverhältnismässig ansteigt und im akzeptablen Rahmen bleibt und dass der zeitliche Ablauf eines schweren Unfalls nicht unverhältnismässig beschleunigt wird.

1.4 UMFANG DER BEGUTACHTUNG

Das Gutachten befasst sich mit allgemeinen Sicherheitsaspekten, die eine Voraussetzung für die Leistungserhöhung darstellen und den bisherigen Betrieb der Anlage betreffen, sowie mit denjenigen Themen und Teilen der Anlage, welche von der Leistungserhöhung beeinflusst werden.

Die erste Gruppe umfasst:

- Bewertung der Betriebserfahrung seit 1984
- Beurteilung des Zustandes von Systemen und Ausrüstungen
- Stand der Erfüllung von Auflagen und Pendenzen
- Vergleich der Anlage mit den heute gültigen Auslegungsrichtlinien (HSK-R-101, -102, -103) und Bewertung der Abweichungen
- Bewertung der Weiterentwicklung der Anlagentechnik seit Betriebsbeginn.

Zur zweiten Gruppe gehören:

- Überprüfung der Anlagenauslegung für die aufgrund der Leistungserhöhung veränderten Betriebsbedingungen und Bewertung geplanter Anlageänderungen,
- Überprüfung der Ausrüstungen und Strukturen auf ihre Eignung für die nach der Leistungserhöhung auftretenden Betriebsbedingungen und Belastungen; Bewertung des Einflusses der Leistungserhöhung auf die Alterung,
- Beurteilung des Anlageverhaltens im Normalbetrieb und bei Störfällen, einschliesslich einer Bewertung der radiologischen Folgen bei Störfällen,
- Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf den Strahlenschutz,
- Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das von der Anlage ausgehende Risiko.

Das Gutachten ist gemäss den zuvor geschilderten Sicherheitsaspekten, die für die Leistungserhöhung zu beurteilen sind, gegliedert. Die Aspekte der ersten Gruppe werden in den Kapiteln 2 bis 4 behandelt, diejenigen der zweiten Gruppe in den Kapiteln 5 bis 8.

2. CHARAKTERISIERUNG DER ANLAGE

2.1 ALLGEMEINER ÜBERBLICK

Das Kernkraftwerk Leibstadt befindet sich auf einem 24 Hektar grossen Areal am schweizerischen Ufer des Rheins im Kanton Aargau. Das Gelände liegt ca. 1,5 km nordöstlich der Gemeinde Leibstadt und ca. 3 km südwestlich von der deutschen Stadt Waldshut.

Das nukleare Dampferzeugungssystem besteht aus einem General Electric Siedewasserreaktor mit Mark-III-Containment. Der im Reaktor erzeugte Dampf wird zur Turbinenanlage geleitet, wo seine Wärmeenergie in mechanische Energie und anschliessend im Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Die Turbinengruppe besteht aus einer doppelflutigen Hochdruck- und drei doppelflutigen Niederdruckturbinen.

Die Reaktoranlage des Kernkraftwerks Leibstadt gehört zu den ersten Anlagen der GE-Baureihe BWR/6-238 (**B**oiling **W**ater **R**eactor der **6.** Generation mit einem Durchmesser des Reaktordruckgefässes von **238** Zoll) mit einem Mark-III-Containment. Gemeinsame Sicherheitsmerkmale von Reaktoranlagen dieses Typs sind:

- der Einschluss der Nuklearanlage in ein Primärcontainment, bestehend aus Drywell, Kondensationsbecken und Stahlcontainment, sowie ein unter Unterdruck gegenüber der Umgebung befindliches Sekundärcontainment, welches als Barriere für eine Ausbreitung von Radioaktivität im Normalbetrieb und bei Auslegungsstörfällen dient,

- das Vorhandensein redundanter Sicherheits- und Schutzsysteme, die einschliesslich ihrer Versorgungssysteme verschiedenen autarken Divisionen zugeordnet sind.

Tabelle 2-1 informiert über die Auslegung des Kernkraftwerks Leibstadt vor und nach der beantragten Leistungserhöhung im Vergleich mit der Auslegung eines Standard BWR/6-238 anhand der sicherheitstechnisch wichtigen Betriebsparameter und Ausrüstungen.

Das im Kernkraftwerk Leibstadt wie auch im Standard BWR/6-238 verwendete Mark-III-Containment ist ein Druckunterdrückungscontainment. Dies bedeutet, dass bei einem Kühlmittelverluststörfall im Drywell aufgrund des daraus resultierenden Druckaufbaus die horizontalen Verbindungsöffnungen zwischen Drywell und Kondensationsbecken, die im Normalfall durch eine Wasservorlage bedeckt sind, freigelegt werden und der freigesetzte Dampf in das Kondensationsbecken abströmen kann, wo er kondensiert. Das hat zur Folge, dass der Druckaufbau im Containment gering ist. Ähnlich wird bei Transienten mit Absperrung der Dampfleitungen der Dampf ins Kondensationsbecken abgeblasen.

Tab. 2-1 Auslegung des Kernkraftwerks Leibstadt anhand sicherheitstechnisch bedeutsamer Betriebsparameter und Ausrüstungen

Parameter	KKL		Standard BWR/6
Reaktoranlage	vor Leistungserhöhung	nach Leistungserhöhung	
Thermische Leistung, MW	3138	3600	3579
Reaktordruck, bar	73,1	74,3	71,7
Kernkühlmitteldurchsatz, kg/s	11151	11151	13104
Frischdampfmenge, kg/s	1701	1993	1940
Speisewassermenge, kg/s	1698	1990	1936
Speisewassertemperatur, °C	216	223	216
Auslegungsdruck, bar	87,2	87,2	87,2
Auslegungstemperatur, °C	301	301	301
Aussendurchmesser Reaktordruckgefäss, mm	6045 (238 Zoll)	6045	6045
Reaktorkern			
Zahl der Brennelemente	648	648	748
Zahl der Brennstäbe	54704 (Mischkern)	62208 (SVEA-96)	44880 (GE 8)
Zahl der Steuerelemente	149	149	177
Mittlere Leistungsdichte, kW/l	54,7	62,8	54,1
Turbinenanlage			
Turbinenbypasskapazität	110%	110%	anlagenspezifisch
Dampfmenge am Turbineneintritt, kg/s	1530	1807	anlagenspezifisch
Kernnotkühl- und Nachwärmeabfuhrsysteme			
Gesamtnachwärmeabfuhrkapazität, MW/ % der Nennleistung	108,540/ 3,46	108,540/ 3,01	109,400/ 3,06
RHR - Nachwärmeabfuhrkapazität, MW	2 Schleifen à 36,1	2 Schleifen à 36,1	2 Schleifen à 54,7
Niederdruckkernflutsystem LPCI	3 x 100%	3 x 100%	3 x 100 %
Hochdruckkernsprühsystem HPCS	1 x 100%	1 x 100%	1 x 100 %
Niederdruckkernsprühsystem LPCS	1 x 100%	1 x 100%	1 x 100 %
Notstandssystem SEHR	1 Wärmetauscher+ 2 Pumpen = 2 x100%	1 Wärmetauscher + 2 Pumpen = 2 x100%	nicht vorhanden
Nachwärmeabfuhrkapazität des Notstandssystems, MW	36,340	36,340	nicht vorhanden
Bruttofläche der Saugkörbe der Notkühlsysteme, m^2	6 x 15	6 x 15	5 x ca. 2
Druckabsicherung Reaktorkühlkreis	16 Sicherheitsventile	16 Sicherheitsventile	16 Sicherheitsventile
Automatisches Druckentlastungssystem Ansteuerung durch Divisionen...	8 Entlastungsventile, 11, 21, 51 und 61	8 Entlastungsventile, 11, 21, 51 und 61	8 Entlastungsventile, 11 und 21
Notspeisewassersystem, RCIC, kg/s	46	46	46
Containment			
Typ	Mark III	Mark III	Mark III
Auslegungsdruck Drywell, bar	3,07	3,07	3,07
Auslegungsdruck Containment, bar	2,03	2,03	2,03
Auslegungstemperatur Drywell, und	166	166	166
Kondensationsbecken, °C	85, Notstandsfall 90	85, Notstandsfall 90	85
Luftvolumen Drywell, m^3	7768	7768	7788
Luftvolumen über Kondensationsbecken,m^3	36183	36183	32285
Minimales Wasservolumen im Kondensationsbecken, m^3	3669	3669	3670
Integrale Containmentleckrate, Auslegung, Gew.-%/d	0,25	0,25	1,0
Notstromdieselanlagen			
Zahl und Leistung der Dieselaggregate	3 x 4,6 und 2 x 2,1 MW	3 x 4,6 und 2 x 2,1 MW	2 x 7 und 1 x 2,6 MW

Neben den gemeinsamen grundsätzlichen Merkmalen weist die Reaktoranlage des Kernkraftwerks Leibstadt auch eine Reihe von Besonderheiten im Vergleich mit dem Standard BWR/6-238 auf, wozu unter anderem die bisher niedrigere thermische Reaktorleistung zählt. Die beantragte Leistungserhöhung auf 3600 MW entspricht im wesentlichen der ursprünglichen Auslegung der BWR/6-238-Anlagen durch den Reaktorlieferanten GE. Im Unterschied zu einem Standard BWR/6-238 können im Kernkraftwerk Leibstadt bei gleichen Abmessungen des Reaktordruckbehälters nur 648 Brennelemente statt 748 eingesetzt werden. Dies führt bei der vorgesehenen Leistungserhöhung zu einer relativ hohen mittleren Leistungsdichte des Reaktorkerns. Die Leistungserhöhung kann im Fall einer Realisierung der beantragten Druckerhöhung (s. Tab. 2-1) zu einer geringen Erhöhung der zugehörigen Siedetemperatur des Kühlmittels um ca. 1°C führen, was sicherheitstechnisch unerheblich wäre.

Im Unterschied zu einer BWR/6-Standardanlage verfügt KKL nicht über Vakuumbrecher zwischen Containment und Drywell; ein steuerbares Vakuumbrechen durch Öffnen von motorangetriebenen Armaturen ist aber möglich. Beim Standard BWR/6 werden ausserdem die Kernnotkühlpumpen auch als Containmentsprühpumpen verwendet, was im KKL nicht der Fall ist (kein Containmentsprühsystem). Das automatische Druckentlastungssystem (ADS) im Kernkraftwerk Leibstadt verfügt zusätzlich zur Ansteuerung von den Sicherheitsdivisionen 11 und 21 über eine Reaktorniveau-Tief-Ansteuerung von den Divisionen 51 und 61. Diese fehlt bei einem Standard BWR/6.

Die detaillierte Beurteilung der Einhaltung der Sicherheitsgrenzwerte und die Bewertung der Funktionstüchtigkeit der sicherheitstechnisch bedeutsamen Systeme unter den Bedingungen der Leistungserhöhung ist in den Kapiteln 5 bis 8 dieses Gutachtens dargestellt.

2.2 DIVISIONSZUTEILUNG WICHTIGER SICHERHEITS- UND VERSORGUNGSSYSTEME

Zur Abdeckung der Sicherheits- und Schutzfunktionen durch entsprechende Systeme, die in redundanten Strängen aufgebaut sind, verfügt das KKL über fünf getrennte Divisionen der Stromversorgung. Tab. 2-2 gibt über die Divisionszuteilung wichtiger Sicherheits- und Versorgungssysteme Auskunft.

Im Unterschied zum GE-Standard-BWR/6 verfügt das Kernkraftwerk Leibstadt zusätzlich über das Notstandsystem SEHR (Special Emergency and Heat Removal), welches auch für die Notkühl- und Nachwärmeabfuhrfunktion bei Auslegungsstörfällen eingesetzt werden kann. Abweichend zur US-amerikanischen Auslegungspraxis sind die Kernnotkühl- und Nachwärmeabfuhrsysteme des Kernkraftwerks Leibstadt so ausgelegt, dass Auslegungsstörfälle auch beherrscht werden, wenn neben einem unabhängigen Einzelfehler an einer aktiven Komponente zusätzlich ein System wegen Instandhaltung eines Notstromdiesels oder einer Pumpe nicht verfügbar ist. Dies wurde durch einen höheren Redundanzgrad bei der Auslegung der Kernnotkühl- und Nachwärmeabfuhrsysteme erreicht.

Tab. 2-2 Divisionszuteilung wichtiger Sicherheits- und Versorgungssysteme

System/Funktion	Div. 11	Div. 21	Div. 31	Div. 51	Div. 61
				Beim Standard-BWR/6 nicht vorhanden	
Reaktorschnellabschaltung	Logik A, D	Logik B, C			
Druckbegrenzung Reaktorkühlkreis	Logik A, E	Logik B, F			
Automatische Druckentlastung des Reaktorkühlkreises durch das ADS	Logik A, E	Logik B, F		Logik SEHR A	Logik SEHR B
Drywell- und Containment-Isolation	Logik A, D	Logik B, C			
Kernnotkühlung	LPCS	LPCI-B	HPCS	SEHR A oder SEHR B	
	LPCI-A	LPCI-C			
Notspeisewassersystem	RCIC				
Nachwärmeabfuhr aus Reaktor und Containment	RHR-A	RHR-B		SEHR A oder SEHR B	
Vergiftungssystem	A	B			
Containmentsysteme	A	B			
Notabluftsystem	A	B			
Brennelementbeckenkühlung	A	B			
Nebenkühlwassersystem	A	B			
Zwischenkühlwassersystem	A	B			
Notnebenkühlwassersystem	A	B	HPCS		
Notstandnebenkühlwassersystem				SEHR A	SEHR B
Notstromdieselanlage	A	B	HPCS	SEHR A	SEHR B

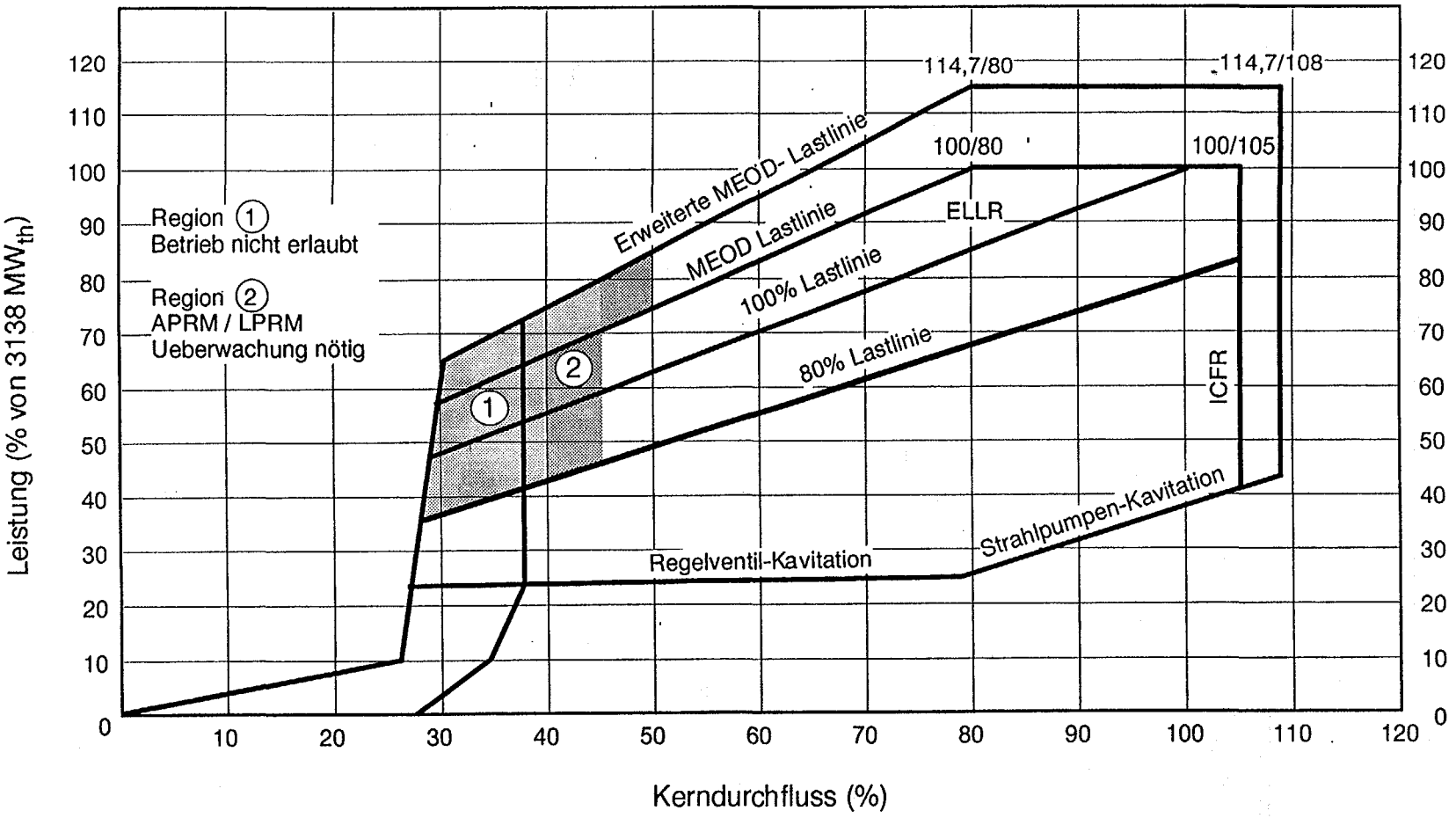
2.3 BETRIEBSKENNLINIENFELD

Im Rahmen des sog. MEOD-Programmes (Maximum Extended Operating Domain) wurde eine Erweiterung des Betriebsbereiches vorgenommen und von der HSK im Jahre 1985 freigegeben. Danach darf die Nennleistung (100%) mit Kerndurchflüssen von 80 bis 105% erreicht werden.

Das Betriebskennlinienfeld (Power/Flow Map) ist in Abb. 2-1 dargestellt. Die Prozentzahlen beziehen sich auf die bisherige Leistung. Das Kennfeld enthält in der linken oberen Ecke ein Gebiet, in dem der Reaktorbetrieb wegen möglicher Instabilitäten (Leistungsoszillationen) verboten (Ausschlussregion 1) oder nur mit besonderer Kernüberwachung erlaubt ist (Ausschlussregion 2).

Mit der beantragten Erhöhung der Reaktornennleistung erfährt das Betriebskennlinienfeld die in Abb. 2-1 eingezeichneten Änderungen. Der MEOD-Bereich, d.h. das Gebiet oberhalb der 100%-Lastlinie (Extended Load Line Region, ELLR) sowie rechts der Linie mit 100% Kerndurchfluss (Increased Core Flow Region, ICFR), wird vergrössert. Eine Lastlinie beschreibt den Leistungsverlauf bei Änderung des Kerndurchflusses und konstanter Steuerstabstellung. Sie wird nach der Leistung bei 100% Kerndurchfluss bezeichnet.

Der in den Analysen angenommene maximale Kerndurchfluss wird von 105% auf 108% erhöht. Dies basiert auf der Beurteilung der Vibration der RDB-Einbauten. Für GE10-Brennelemente sind bei normaler Speisewassertemperatur allerdings nur 106% erlaubt, um die zulässige Druckdifferenz über die Brennelementkastenwände einzuhalten. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass ohne Änderungen am bisherigen Umwälzsystem keine Erhöhung des maximalen Kerndurchflusses möglich ist. Im Gegenteil: Durch den mit der Leistungserhöhung verbundenen höheren Dampfblasengehalt im Kern erhöht sich der hydraulische Widerstand, so dass der maximal erreichbare Kerndurchfluss sinkt (Kap. 5.2.2.3). Dies ist jedoch keine Einschränkung des Vollastbetriebs, da nur ein Kerndurchfluss von mindestens 80% erreicht werden muss. Die Vergrösserung des MEOD-Bereiches bedeutet auch eine Erweiterung der Ausschlussregionen (Kap. 7.2.1.9).



ELLR = Extended Load Line Region
(Erweiterter Lastlinien-Bereich)

ICFR = Increased Core Flow Region
(Bereich erhöhten Kerndurchflusses)

Abb. 2-1: Betriebskennlinienfeld (Leistung/Kerndurchfluss)

3. ENTWICKLUNG DER SICHERHEITSANFORDERUNGEN SEIT ERTEILUNG DER BETRIEBSBEWILLIGUNG

3.1 ERFÜLLUNG DER AUFLAGEN AUS DER BETRIEBSBEWILLIGUNG UND STAND WICHTIGER OFFENER PENDENZEN

Im folgenden wird die Erfüllung der mit der Inbetriebnahme- und Betriebsbewilligung verbundenen Auflagen erläutert. Die in den beiden Teilbaubewilligungen des EVED formulierten Auflagen sind im Gutachten der HSK für die Inbetriebnahme und den Betrieb vom Februar 1984 als in befriedigender Art erfüllt bezeichnet worden.

Ausserdem wird der Stand wichtiger Pendenzen, die sich während der Betriebsjahre aus Forderungen der HSK ergeben haben und noch nicht abgeschlossen sind, geschildert.

3.1.1 Auflagen der Inbetriebnahme- und Betriebsbewilligung

Die Inbetriebnahme- und Betriebsbewilligung vom 15. Februar 1984 enthielt mehrere Auflagen, von denen ein Teil die einzelnen Phasen des Inbetriebnahmeprogramms betroffen hat. Die Freigabe der einzelnen Inbetriebnahmephasen setzte voraus, dass die in der Verfügung jeweils gestellten Bedingungen und alle sicherheitstechnischen Voraussetzungen für die Durchführung der Inbetriebnahmeversuche erfüllt waren. Die Inbetriebnahme erfolgte in insgesamt acht Phasen, welche Versuche bei verschiedenen Leistungsstufen umfassten.

In der **Auflage 1** wird die thermische Nennleistung zunächst auf 3012 MW beschränkt, jedoch erwähnt, dass diese Leistung auf Antrag des Betreibers bis zu einem Maximalwert von 3138 MW von der HSK freigegeben werden kann. Diese Freigabe erfolgte am 3. Dezember 1985.

Die Auflage 2 legt die Grenzwerte für die Abgabe radioaktiver Stoffe an die Umgebung fest. Die vorgeschriebenen Grenzwerte für Abluft an die Atmosphäre und für Abwasser an den Rhein wurden während des bisherigen Betriebs des KKL eingehalten.

Die **Auflagen 3 bis 9,** von denen jeweils die Erfüllung der vorausgegangenen Auflage zur Freigabe der nächsten Inbetriebnahmephase führte, betrafen die gesamte Inbetriebnahme. An ihrem Ende stand die Freigabe für den Dauerbetrieb bis zum ersten geplanten Brennelementwechsel.

Die HSK hat in den Freigaben der einzelnen Phasen die gestellten Voraussetzungen und Bedingungen sowie den erfolgreichen Abschluss der jeweiligen vorausgegangenen Versuchsphase als erfüllt bezeichnen können.

Bis zur Wiederinbetriebnahme nach dem ersten geplanten Brennelementwechsel waren als **Auflage 10** weitere zehn Bedingungen zu erfüllen. Die Bedingungen wurden fristgemäss erfüllt. Sie umfassten neben analytischen und administrativen Massnahmen auch technische Verbesserungen:

- Verbesserung der Störfallinstrumentierung und der Ergonomie im Kommandoraum
- Erfüllung des Einzelfehlerkriteriums zur Verhinderung des Überfüllens des Reaktordruckbehälters mit Speisewasser
- automatische Abschaltung des Reaktors bei hoher Temperatur des Wassers im Kondensationsbecken
- Installation eines Wasserstoffmesssystems für das Containment
- Installation eines Probenahmesystems für Nachunfall-Situationen
- Analyse der radiologischen Folgen beim Austauchen eines bestrahlten Brennelements in der Transportschleuse
- Ergänzung der Technischen Spezifikationen aufgrund der Betriebserfahrung
- Überprüfung des Isolationssystems des Primärcontainments im Notstromfall
- Unabhängigkeit des Containment-Vakuumbrechsystems von den Notstromdieseln
- Vorschläge zur Erhöhung der Verfügbarkeit der Drywellkühlung bei Transienten und im Notstromfall.

Die weiteren Auflagen forderten zusätzliche längerfristige technische Verbesserungen der Anlage oder regelten organisatorische und administrative Abläufe zwischen Betreiber und Behörde.

Die **Auflage 11** verlangte ein ausgearbeitetes Projekt für ein erweitertes, rechnergestütztes Informationssystem zur übersichtlichen Darstellung der bei Störfällen massgebenden Anlage- und Systemparameter. Das Projekt ist bis Ende 1984 vorgelegt und bis 1987 realisiert worden.

In der **Auflage 12** wird festgelegt, dass für die Wiederaufnahme des Leistungsbetriebs nach Brennelementwechseln, grösseren Revisionen, Änderungen und wesentlichen Reparaturen an sicherheitstechnischen Ausrüstungen sowie nach Störfällen durch die HSK Freigaben zu erteilen sind. Dieses Verfahren ist seit der Inbetriebnahme des KKL korrekt eingehalten worden.

Gemäss der **Auflage 13** sind abnahmepflichtige Arbeiten an mechanischen Ausrüstungen rechtzeitig der Nuklearabteilung des SVTI, vormals SVDB, anzumelden. Diese Meldungen erfolgten bisher vollständig, aber oft mit knappen Terminvorgaben.

Aufgrund der **Auflage 14** ist der Sicherheitsbericht SAR jährlich auf seine Richtigkeit zu überprüfen und gegebenenfalls zu revidieren. Bis heute sind drei Revisionen des Sicherheitsberichts durchgeführt worden.

Die Auflage 15 soll den Vertretern der SUeR zwecks Überwachung der Radioaktivität in der Umgebung des KKL das Recht des Zutritts zu Anlagenteilen verschaffen, aus denen radioaktive Abgaben an

die Umgebung erfolgen, sowie das Recht zur Entnahme von entsprechenden Proben. Das entsprechende Überwachungsprogramm mit gemeinsamen Probenahmen unter der Beteiligung von SUeR, HSK und KKL war schon vor der Aufnahme des Leistungsbetriebs eingeführt worden. Seither gibt es jährliche Berichte über die gemeinsame Durchführung dieses Überwachungsprogramms.

Die **Auflage 16** setzt Richtwerte für die mittlere Dosisleistung an den Reaktorumwälzleitungen im Stillstand (2 mSv/h) und für die jährliche Kollektivdosis (4 Personen-Sv). Sie verlangt dosisreduzierende Massnahmen, sobald die Einhaltung dieser Richtwerte gefährdet ist.

Im Jahr 1989 war dies bezüglich der Dosisleistung der Fall, worauf umfangreiche und erfolgreiche Gegenmassnahmen von KKL in die Wege geleitet wurden (siehe dazu Kap. 4.3).

Gemäss der **Auflage 17** war im Bereich der Umluftkühleinheiten des Primärcontainments Platz für Schwebstoff- und Jodfilteranlagen zur Behandlung der gesamten Umluftmenge freizuhalten. Das Gleiche war bei den Abluftanlagen im Aufbereitungsgebäude für die Containmentabluft verlangt worden. Diese Massnahmen konnten noch in der Inbetriebnahmezeit ohne bauliche Änderungen vorgenommen werden. Der Platz ist nach wie vor verfügbar.

In der **Auflage 18** waren einige Bedingungen zu erfüllen, bevor die Freigabe des aktiven Betriebs der Verfestigungsanlage für radioaktive Abfälle durch die HSK erfolgte. Diese Bedingungen wurden von KKL erfüllt, so dass das entwickelte Zementierverfahren von Pulverharzen und Verdampfungskonzentraten mit Brief vom 18. November 1987 durch die HSK definitiv freigegeben werden konnte.

Die in der **Auflage 19** verlangte Fortsetzung des Messprogramms zur meteorologischen Beweissicherung der Kühlturmeinflüsse auf die Umgebung ist durchgeführt worden. Die Messungen hatten im März 1983, 15 Monate vor Betriebsaufnahme des KKL, begonnen und dauerten bis September 1987.

Die **Auflage 20** bezüglich Schutzmassnahmen gegen Explosionswirkungen im Falle des Ausbaus der Rheinschiffahrt bis in den Bereich des KKL musste bisher nicht in Anwendung gebracht werden.

Gemäss **Punkt 4 der Verfügung** musste bis zum 31. Dezember 1985 ein Projekt vorliegen, welches für die sichere Entsorgung und Endlagerung der aus dem KKL stammenden radioaktiven Abfälle Gewähr bietet. Da analoge Auflagen an die anderen KKW gestellt wurden, hat die Nagra im Auftrag aller KKW das Projekt "Gewähr 1985" ausgearbeitet und einen entsprechenden Bericht termingerecht am 23. Januar 1985 eingereicht. Der Bundesrat hat im Juni 1988 verfügt, dass der verlangte Nachweis weitgehend erbracht wurde und dass die Betriebsbewilligungen der bestehenden KKW bis zu seinem Entscheid über den noch ausstehenden Standortnachweis für die Endlagerung der hochaktiven Abfälle in Kraft bleiben. Die Nagra hat im Auftrag der KKW die Forschungsarbeiten im Hinblick auf diesen Standortnachweis weiterzuführen und auf nicht-kristalline Wirtgesteine auszudehnen.

Damit sind sämtliche Auflagen und Bedingungen der Inbetriebnahme- und Betriebsbewilligung als erfüllt zu betrachten, soweit dies bis zum Abschluss dieses Gutachtens gefordert war.

3.1.2 Stand wichtiger offener Pendenzen

Im Verlaufe der bisherigen Betriebszeit des KKL hat die HSK im Rahmen ihrer Aufsicht die Abklärung einer Anzahl offener Fragen veranlasst, Forderungen nach Analysen gestellt, Nachrüstungen und andere Massnahmen gefordert sowie die Auswertung von und Konsequenzen aus Ereignissen im KKL und in anderen Anlagen verlangt, ausserdem Stellungnahmen zu aktuellen Fragen zum Betrieb des KKL und von Kernkraftwerken generell erbeten.

Einige wichtige Pendenzen sind in den entsprechenden Fachkapiteln diskutiert wie etwa
- Massnahmen zur Reduktion der Dosisleistungen und Dosen (Kap. 4.3)
- neuer Grundwasserbrunnen des Notstandsystems SEHR (Kap. 5.4.2.5)
- Brennelementdefekte (Kap. 4.2)
- Alterung sicherheitsrelevanter Anlageteile (Kap. 4.1.7)
- Ergänzung des Reaktorschutzsystems für langsame Transienten (Kap. 7.2.1).

Im folgenden wird auf einige andere wichtige Pendenzen eingegangen, die gegenwärtig bei KKL in Bearbeitung sind. Die HSK misst ihnen eine wesentliche Bedeutung im Hinblick auf den Anlagebetrieb mit erhöhter Leistung zu.

Für die Sicherstellung der Qualität von Materialien, Komponenten, Ausrüstungen, Betriebs- und einzelnen Arbeitsabläufen sollen die entsprechenden internen Richtlinien und Reglemente von KKL in einem **Qualitätssicherungshandbuch** zusammengefasst werden. In dieser Form hat sich das HSK-Gutachten vom Februar 1984 ausgesprochen. Bereits 1983 hatte die HSK von KKL ein Handbuch der Qualitätssicherung für die Anlage im Betrieb gefordert. In der Zwischenzeit hat KKL die Bestandteile ihres Qualitätssicherungssystems in das Projekt "Führung und Organisation" eingegliedert. Dieses Projekt umfasst die Erstellung von mehr als 20 Reglementen mit den jeweiligen betrieblichen Ausführungsvorschriften und befindet sich in der Abschlussphase. Das dabei übergeordnete Reglement RE/010 wird von der HSK als das verlangte Qualitätssicherungshandbuch betrachtet. Die Qualitätssicherungsmassnahmen im KKL sind im Kap. 3.3.7 behandelt.

Hinsichtlich der **sicherheitsrelevanten motorangetriebenen Armaturen** hat die HSK, gestützt auf internationale Forschungsarbeiten und Versuchsresultate, eine Überprüfung der Auslegung und Einstellung dieser Armaturen und ihrer Antriebe verlangt. Eine Nachrechnung der Armaturen mit den ursprünglich angenommenen Reibwerten wurde bereits durchgeführt. Nach dem heutigen Stand des Wissens wären für die Berechnung höhere Reibwerte anzunehmen. Um eine für die eingebauten Armaturen brauchbare Grundlage für die Neuberechnung zur erhalten, hat KKL im Revisionsstillstand

1995 an vier ausgewählten Armaturen Messungen in der Anlage durchgeführt. Voraussetzung für die Freigabe der Leistungserhöhung ist ein positiver Abschluss der Überpüfung der sicherheitsrelevanten motorangetriebenen Armaturen und ein Terminplan für notwendige Nachrüstungen. (Auflage)

Für die Gewährleistung der Isolation des Containments beim **Bruch einer Speisewasserleitung** haben die Untersuchungen zu einer Lösung mit gedämpften Rückschlagarmaturen geführt. Diese Nachrüstung befindet sich in Ausführung.

Zur Beurteilung der Ermüdungsausnutzung und zur Überprüfung der Ermüdungsauslegung von Ausrüstungen wurde eine **Transientenbuchhaltung** durch die HSK angeregt. Auch im Hinblick auf das Alterungsüberwachungsprogramm (Kap. 4.1.7) sind die Daten aus der Transientenerfassung ein wesentlicher Bestandteil für eine Bewertung. Die HSK verlangt, dass KKL einen Vorgehens- und Terminplan für eine speditive Bearbeitung dieser Pendenz bis Ende 1996 vorlegt.

3.2 VERGLEICH MIT DEM HEUTE GÜLTIGEN REGELWERK

3.2.1 Vergleich mit der Richtlinie HSK-R-101, Auslegungskriterien

Das KKL wurde seinerzeit nach den KSA-Projektierungsregeln KSA-12/23 vom 7. März 1975 ausgelegt. Es erfüllt die Bedingungen dieser Regeln. Im Jahre 1977 wurden die Projektierungsregeln überarbeitet und als KSA 22/1 am 13. Februar 1978 herausgegeben. Die heute gültigen "Auslegungskriterien für Sicherheitssysteme von Kernkraftwerken mit Leichtwasser-Reaktoren" erschienen im Mai 1987 als Richtlinie HSK-R-101.

Das KKL ist eine im Prinzip 2-strängige Anlage des Typs BWR/6, verstärkt mit einem 2-strängigen Notstandsystem SEHR. Damit wird die Notkühlung und Nachwärmeabfuhr verstärkt, nicht jedoch andere Sicherheitsfunktionen.

Im folgenden werden nur diejenigen Auslegungskriterien zitiert, von denen eine Abweichung erkannt wurde, oder wo ein Kommentar nötig ist.

Instandhaltungskriterium (HSK-R-101, Abschnitt 2.2)

Auszug: Besitzt ein Sicherheitssystem Komponenten, welche erwartungsgemäss auch während des Reaktorbetriebs der Instandhaltung bedürfen, wie zum Beispiel Pumpen oder Dieselmotoren, so soll seine Funktion bei Annahme eines Einzelfehlers gemäss Abschnitt 2.1 von HSK-R-101 auch dann erfüllt werden können, wenn eine dieser Komponenten wegen Instandhaltung nicht verfügbar ist.

Im Gutachten zur Betriebsbewilligung, Seite 4-124, sind alle Containmentsysteme aufgezählt, die bezüglich Notstromdiesel **nicht** auf das Instandhaltungskriterium ausgelegt wurden:

- Isolationssystem des Primärcontainments, einschliesslich des Drywells
- Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken
- Vakuumbrechsystem des Primärcontainments
- Systeme zur Wasserstoffbeherrschung
- Isolationssystem des Sekundärcontainments
- Notabluftsystem.

Zum Isolationssystem des Primärcontainments bestand die Auflage 10.8 in der Betriebsbewilligung, welche heute abgeschlossen ist. Die Lösung besteht in einer Querverbindung von der Division 31, welche vor einer Dieselrevision der Divisionen 11 oder 21 vorbereitet und im Bedarfsfall im Hauptkommandoraum eingeschaltet wird. Damit ist die Containmentisolation auch bei Instandhaltung der Diesel 11 oder 21 gewährleistet.

Das Zusatzwassersystem mit einer Kapazität von 970 m^3 dient bei einem Kühlmittelverluststörfall zur Überdeckung der Überströmöffnungen und der Erhöhung der Wärmekapazität des Kondensationsbeckens. Gemäss dem Gutachten zur Betriebsbewilligung ist die ständige Überdeckung nicht unbedingt notwendig; die Abdeckung erfolgt erst, wenn keine Dampfproduktion mehr stattfindet. Ausserdem ist die Funktion des Zusatzwassersystems heute durch die erwähnte Querverbindung mit der Division 31 gewährleistet.

Das Vakuumbrechsystem des Primärcontainments wurde gemäss einer Auflage in der Betriebsbewilligung ertüchtigt, so dass es unabhängig von den Notstromdieseln funktioniert.

Von den Systemen zur Wasserstoffbeherrschung ist das Rückpumpsystem (Mischsystem) zwischen Containment und Drywell erwähnenswert. Erstens wird es erst verzögert angefordert, zweitens ist seine Stromversorgung durch die Querverbindung mit der Division 31 gewährleistet.

Das Isolationssystem des Sekundärcontainments ist auch mit der Querverbindung abgedeckt. Zudem ist es fail-safe (sicherheitsgerichtet bezüglich Ausfall der Strom- und Steuerluftversorgung) ausgelegt.

Das 2-strängige Notabluftsystem ist mit der Querverbindung nicht abgedeckt, da die Kühlwasserversorgung wegen unterschiedlicher Spannungsebene durch die Querverbindung nicht sichergestellt wird. Im Falle eines LOCA mit Notstrombedarf und gleichzeitig einem Diesel in Instandhaltung ist ein Strang des Notabluftsystems nicht verfügbar. Infolge der sehr geringen Eintretenshäufigkeit des Falles, dass dabei der zweite Strang auch noch ausfällt, wird keine Änderung am System verlangt.

Funktionelle Unabhängigkeit von redundanten Strängen (HSK-R-101, Abschnitt 2.3)

Auszug: Mehreren redundanten Strängen gemeinsame passive mechanische Komponenten sind zulässig, wenn dies durch systemtechnische Vorteile, z.B. erhöhte Zuverlässigkeit des Sicherheitssystems, begründet ist und keine unzulässigen Wechselwirkungen zwischen den Strängen auftreten können.

Das SEHR-System hat wegen des gemeinsamen Wärmetauschers unerwünschte Wechselwirkungen, indem ein Parallelbetrieb von beiden SEHR-Hauptpumpen verhindert werden muss. Dazu sind Ein- und Ausschaltungen einer dieser Pumpen notwendig, abhängig von Überwachungen und Verriegelungen. Auch der Betrieb eines Notstanddiesels wird dadurch beeinflusst (Zylinderreihenabschaltung wegen Teillastbetrieb). Andere leittechnische Verriegelungen ergeben sich durch die Doppelantriebe von vier Ventilen. Auch die Dimensionierung des Saugkorbs der gemeinsamen Saugleitung müsste überprüft werden, falls ein Parallelbetrieb bei den SEHR-Hauptpumpen erwogen werden würde.

Das SEHR wurde seinerzeit nach dem Einzelfehlerkriterium ausgelegt. Das heisst, man hatte die Redundanz des SEHR mit dem Einzelfehlerkriterium gleichgesetzt. Damit hat man ungefähr die Zuverlässigkeit von zwei getrennten Systemen erreicht mit dem Nachteil einer komplexen Leittechnik. Falls auch in Zukunft keine negativen Betriebserfahrungen auftreten werden, ist eine Änderung unverhältnismässig.

Auszug: Instandhaltungsarbeiten sowie Funktionsprüfungen sollen an jedem Redundanzstrang ohne nachteilige Beeinflussung der übrigen Redundanzstränge möglich sein.

Das SEHR-System ist so vermascht, dass gewisse Reparaturen die Ausserbetriebnahme beider redundanter Stränge erfordern. Dies betrifft Teile des Grundwassersystems und des Hauptsystems. Entsprechende präventive Instandhaltungsarbeiten, welche die Ausserbetriebnahme beider Stränge erfordern, sind im Leistungsbetrieb nicht erlaubt.

Prüfbarkeit von redundanten Strängen (HSK-R-101, Abschnitt 2.5)

Auszug: Es soll angestrebt werden, dass im Anforderungsfall auch während Prüfungen der betroffene Redundanzstrang rechtzeitig wirksam wird, was im allgemeinen eine Priorität der automatischen Auslösung erfordert.

Bei einer Systemanforderung von im Test befindlichen Sicherheitssystemen hat diese Anforderung Vorrang, und die Systeme werden automatisch in richtiger Folge aufgeschaltet.

Automatisieren von Sicherheitsfunktionen (HSK-R-101, Abschnitt 2.6)

Auszug: Die Betriebs- und Sicherheitssysteme sollen derart automatisiert werden, dass bei Auslegungsstörfällen keine sicherheitsrelevanten Eingriffe des Betriebspersonals innerhalb der ersten 30 Minuten nach dem auslösenden Ereignis erforderlich werden. Im weiteren soll eine Automatisierung in Betracht gezogen werden, wenn das Betriebspersonal während eines Störfalls durch andere betriebsbedingte Tätigkeiten von sicherheitsrelevanten Handlungen abgelenkt werden könnte.

KKL besitzt ein NICCW (Zwischenkühlwasser) und ein ESW (Notnebenkühlwasser). Beide Systeme sind notstromversorgt bis auf die Ausnahme des NICCW in einem gleichzeitigen Kühlmittelverluststörfall. Das ESW wird nur von Hand zugeschaltet. Es wurde nachgewiesen, dass das ESW die 30-Minuten-Regel erfüllt; d.h. die Notkühlpumpen halten 30 Minuten ohne Kühlung aus. Allerdings stellt sich die Frage, ob das Personal bei einem Kühlmittelverluststörfall mit Notstrombedarf nicht durch andere Handlungen abgelenkt werden könnte. Die HSK erachtet dieses Risiko für sehr gering, so dass auf eine Automatisierung verzichtet werden kann. Die Handzuschaltung ist in den Störfallanweisungen geregelt.

Weitere Abweichungen von der Regel 2.6 bei Störfällen wurden schon zum Zeitpunkt der Betriebsbewilligung erkannt und inzwischen gelöst. Es betraf:

- Scram bei hoher Temperatur im Kondensationsbecken. Entsprechend Auflage 10.3 der Betriebsbewilligung wurde dieser Scram automatisiert. Damit ist der Störfall "Fehlöffnen eines Abblaseventils" abgedeckt.

Zwischenkühlkreislauf (HSK-R-101, Abschnitt 3.3.6)

Auszug: Normalerweise soll ein geschlossener Zwischenkühlkreislauf zwischen den Brennelementen und der äusseren Wärmesenke liegen. In begründeten Ausnahmefällen kann auf diesen verzichtet werden, beispielsweise

- bei ständigem, von aussen nach innen gerichtetem Überdruck, auch bei Auslegungsstörfällen,

- in seltenen Anforderungsfällen, zum Beispiel bei Benützung eines Stranges ohne Zwischenkühlkreislauf, wenn infolge eines Einzelfehlers gemäss 2.1 von HSK-R-101 und gleichzeitiger Instandhaltung einer Komponente gemäss 2.2 von HSK-R-101 zwei redundante Stränge mit Zwischenkühlkreislauf vorübergehend nicht mehr verfügbar sind.

Das KKL verfügt über Zwischenkühlkreisläufe mit Ausnahme der folgenden Fälle:

- Das ESW der Stränge 11 und 21 weist keinen Zwischenkühlkreislauf (NICCW ist nicht notstromversorgt bei LOCA) auf.
- Das SEHR hat keinen Zwischenkühlkreislauf.

Bei einem Diesel 11 oder 21 im Unterhalt und Einzelfehler am anderen Diesel steht nur noch das SEHR zur Verfügung. Das entspricht der zweiten Ausnahmebedingung. Ebenfalls bei Notstrom und LOCA hat man keinen Zwischenkühlkreis zur Verfügung. Diese beiden Ausnahmen können mit der Seltenheit der Anforderungsfälle begründet werden.

Auslegung des externen Stromversorgungssystems (HSK-R-101, Abschnitt 5.3.1)

Auszug: Sie (die zweite externe Anspeisung) soll möglichst unabhängig vom Hauptnetz und sofort belastbar sein sowie leistungsmässig mindestens auf die volle Eigenbedarfsleistung des nuklearen Anlageteils, inklusive aller Sicherheitssysteme, jedoch bei abgeschaltetem Reaktor, ausgelegt werden. Es soll überdies angestrebt werden, dass damit die Anlage nach einer Abschaltung noch über die Hauptwärmesenke abgefahren werden kann.

Das KKL hat standortbedingt eine relativ schwache zweite externe Stromversorgung, nämlich 50 kV. Deshalb wurde sie eher als zweite Notstromversorgung aus dem Netz, statt als zweite vollwertige Hauptstromversorgung ausgelegt. Sie ist nicht auf die "volle Eigenbedarfsleistung des nuklearen Anlageteils" ausgelegt, und die Anlage kann damit nicht über die Hauptwärmesenke abgefahren werden. Weiterhin wird der Strang 31 (HPCS) nicht von der zweiten externen Anspeisung versorgt. Die vorhandene zweite externe Stromversorgung genügt jedoch, um alle Sicherheitsfunktionen (mit Ausnahme des HPCS) erfüllen zu können, d.h. die Anlage kann bei Anforderung mit Hilfe der zweiten externen Anspeisung in einen sicheren Zustand überführt werden, weshalb auf eine Nachrüstung verzichtet werden kann.

Auslegungskriterien für die Kernkühlung und die Nachwärmeabfuhr bei nicht naturbedingten äusseren Einwirkungen (HSK-R-101, Abschnitt 6)

Auszug: 6.1 Zielsetzung: Das Abschalten des Reaktors, die Kernkühlung und die Nachwärmeabfuhr aus den bestrahlten Brennelementen sollen auch bei nicht-naturbedingten äusseren Einwirkungen, wie z.B. Flugzeugabsturz, Explosion, Grossbrand, Einwirkungen Dritter, deren Ausmass unter Berücksichtigung der Standortgegebenheiten spezifiziert wird, gewährleistet werden.

Diese Zielsetzung wird beim KKL in vollem Umfang erreicht. Die Anlage war (noch ohne SEHR) gegen Flugzeugabsturz ausgelegt. Dann wurde das SEHR geplant, das speziell gegen EW-3 gedacht war und zugleich die Auslegung gegen Flugzeugabsturz verbessert hat, weil ein zusätzlicher Strang der

Nachwärmeabfuhr geschaffen wurde. Auslegungsbestimmende Explosionen oder Grossbrände sind am gegebenen Standort keine zu berücksichtigen. Später wurde noch der Blitzschlag Auslegungsgrundlage des SEHR.

> Auszug: 6.3.1 Wenn bei einer der spezifizierten äusseren Einwirkungen das Abschalten des Reaktors und die Isolation des Reaktorkühlsystems über das Reaktorschutzsystem nicht nachgewiesen werden kann, sollen diese Funktionen im Anforderungsfall durch ein gegen diese Einwirkung geschütztes System automatisch ausgelöst werden.

Beim Flugzeugabsturz ist ein Abschalten des Reaktors und die Isolation des Reaktorkühlsystems mit den vorhandenen und geschützten Sicherheitseinrichtungen gewährleistet. Eine gesonderte Abschalt- und Isolationsfunktion des SEHR-Systems ist daher nicht nötig, gegebenenfalls kann auf die "fail safe"-Auslösung dieser Funktionen verwiesen werden.

> Auszug: 6.3.4 Die Stromversorgung der benötigten Systeme soll nicht nur von einer gegen die spezifizierten äusseren Einwirkungen geschützten internen, sondern auch von einer externen Quelle erfolgen können. Erst bei Ausfall der externen Stromversorgung soll auf die interne zurückgegriffen werden.

Die fehlende externe Stromversorgung des SEHR-Systems wurde 1994 auf Anregung der HSK nachgerüstet.

> Auszug: 6.3.5 Die automatischen und manuellen Steuersignale aus gegen die spezifizierten äusseren Einwirkungen geschützten Bereichen sollen immer Vorrang gegenüber solchen aus ungeschützten Bereichen haben. Die zur Erfüllung der Funktionen gemäss 6.1 benötigten Systeme sollen jedoch auch vom Hauptkommandoraum aus gesteuert werden können.

Die Steuerung der Sicherheits-/Abblaseventile erfolgt nicht nur automatisch vom SEHR, sondern auch manuell vom Kommandoraum aus. Die automatische Auslösung des SEHR-ADS hat Vorrang. Ein Fehlöffnen der automatischen Druckentlastung vom Hauptkommandoraum kann nicht verhindert werden. Das Fehlöffnen aller 16 SRV ist gemäss einer durchgeführten Untersuchung mit dem SEHR beherrschbar.

Die übrigen Funktionen des SEHR können nicht vom Hauptkommandoraum aus gesteuert werden. Dies entspricht dem damals von der KSA vorgeschriebenen Konzept. Ein Nachrüsten erscheint auch aus heutiger Sicht unverhältnismässig.

Auslegung des Primärcontainments (HSK-R-101, Abschnitt 7.3.1)

> Auszug: Das primäre Containment soll das Reaktorkühlsystem sowie grundsätzlich die unter hohem Druck stehenden, Reaktorkühlmittel führenden Hilfssysteme umschliessen.

Das RWCU ist am Reaktorkühlsystem angeschlossen und führt Primärwasser bei hohem Druck. Ein Teil des RWCU ist ausserhalb des Primärcontainments untergebracht und ausserdem konventionell als SK4 ausgelegt. Die Containment-Durchdringung erforderte deshalb spezielle Massnahmen der Containment-Isolation (unterbrechungslose, vom Notstromdiesel unabhängige Speisung über Wechselrichter). Durch die Querverbindung zur Div. 31 wäre die Isolation heute auch erfüllt, jedoch mit einer unzulässigen Verzögerung um etwa ½ Stunde für die Schaltung der Querverbindung.

> Auszug: Das System zur Absperrung (Isolation) des Primärcontainments soll in jedem Anforderungsfall, auch bei gleichzeitigem Ausfall der externen Stromversorgungen, seine Funktion schnell und zuverlässig erfüllen. Das Isolationssystem soll gemäss Kapitel 2 (von HSK-R-101) ausgelegt werden.

Diese Forderung wurde schon erwähnt und führte zu speziellen Massnahmen zur Erfüllung des Instandhaltungskriteriums (siehe früher unter Instandhaltungskriterium).

3.2.2 Vergleich mit der Richtlinie HSK-R-102, Flugzeugabsturz

Obwohl die HSK-R-102 (1986) nur für neu zu erstellende Kernkraftwerke gilt, wird trotzdem ein kurzer Vergleich dieser Richtlinie mit der ursprünglichen KKL-Auslegung (1975, 1976 nukleare Baubewilligung, 1984 Betriesbewilligung) durchgeführt.

Die Bemessungsgrundlagen gemäss HSK-R-102 "Auslegungskriterien für den Schutz von sicherheitsrelevanten Ausrüstungen in Kernkraftwerken gegen die Folgen von Flugzeugabsturz" lauten: Militärflugzeug mit einer Masse von 20 t und einer Geschwindigkeit von 215 m/s. Das Last-Zeit-Diagramm weist eine maximale Stosslast von 110 MN und eine maximale Stossdauer von 70 ms auf. Die zugehörige Aufprallfläche beträgt 7 m^2. Die Penetrationsschutz-Dicke ist mindestens zu 1,20 m und die Vollschutz-Dicke ist mindestens zu 1,50 m anzunehmen.

Bei der Auslegung auf Flugzeugabsturz ging man von folgenden Grundlagen aus: Boeing 707-320 mit einer Masse von 90 t und einer Geschwindigkeit von 370 km/h (102,8 m/s). Daraus wurde nach dem Riera-Modell ein Last-Zeit-Diagramm mit einer maximalen Stosslast von 90 MN und einer maximalen Stosszeit von 330 ms generiert. Die zugehörige Aufprallfläche beträgt 37,2 m^2. Für die Untersuchung von Lokalbeanspruchungen wurde noch ein Triebwerk mit der gleichen Geschwindigkeit wie das Flugzeug, einer Masse von 1830 kg und einem Durchmesser von 1,35 m gewählt. Die Perforationsdicke

wurde mit der CEA-EdF-Formel beurteilt. Für das Reaktorgebäude wählte man eine Wanddicke von 1,20 m, die aufgrund der CEA-EdF-Formel als Vollschutzdicke betrachtet wurde. Für das Nebengebäude, das ebenfalls auf Flugzeugabsturz ausgelegt ist, wurden 1,20 m als Mindestdicke gewählt. Viele Teile sind aber stärker ausgebildet, wie z.B. die Dachdecke des Brennelementlagergebäudes (2,15 m), die Nordwand (1,80 m), die Dachdecke des SEHR-Gebäudes (1,50 m) u.s.w. Zu den grösseren Betonstärken muss erwähnt werden, dass die Platten beim Nebengebäude für die Lastabtragung ungünstiger sind als die Kugel- und Zylinderschale beim Reaktorgebäude.

Der Vergleich der ursprünglichen Auslegung (Zivilflugzeug) mit dem Militärflugzeug gemäss der Richtlinie HSK-R-102 zeigt folgendes: Die Reaktion eines Gebäudes als Ganzes infolge Flugzeugabsturz hängt vom Impuls des Stosses ab. Da der Impuls des Militärflugzeuges ca. halb so gross wie der des Zivilflugzeuges ist, wird das globale Verhalten der Gebäude durch die ursprüngliche Auslegung abgedeckt. Massgebend ist somit das lokale Verhalten der Baustrukturen im Aufprallbereich. Mit 1,20 m Wandstärke ist gemäss HSK-R-102 keine Penetration zu erwarten, was aber nur für Trümmer (Triebwerk) gilt. Für das Flugzeug als Ganzes fehlt der Nachweis der notwendigen Bewehrung. Die kinetische Energie beider Flugzeuge ist etwa gleich, muss aber beim Militärflugzeug auf einer viel kleineren Aufprallfläche in Formänderungsenergie umgewandelt werden, was ungünstiger ist. Die höhere Stosslast des Militärflugzeuges muss ebenfalls ungünstigerweise über einen kleineren Umfang als beim Zivilflugzeug auf die Betonkonstruktion übertragen werden.

Wie in der HSK-R-102 verlangt, wurden redundante Sicherheitseinrichtungen (z.B. die Notstrom- und Notnebenkühlwasseranlagen der Divisionen 11, 21 und 31 und SEHR) durch räumliche Trennung gegen gleichzeitige Beschädigung geschützt (50 m Mindestabstand zwischen den Gebäuden).

Im Sinne der HSK-R-102 werden die Zuluftanlagen zu den sicherheitstechnisch wichtigen Anlageteilen gegen das Eindringen von Rauchgasen mittels auf Rauch ansprechenden Brandmeldern überwacht und im Bedarfsfalle automatisch geschlossen. Auch sind die Ansaugöffnungen der verschiedenen Notstromdiesel entsprechend der HSK-R-102 derart räumlich getrennt, dass nicht gleichzeitig der Betrieb von mehr als einem Notstromaggregat durch Ansaugen von Rauchgasen infolge eines Treibstoffbrandes gefährdet ist.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die systemtechnischen Anforderungen und die Penetrations-Mindestbetonwandstärke gemäss HSK-R-102 erfüllt sind, dass aber keine genaue Information über die Tragsicherheit der Betonkonstruktionen im Aufprallbereich des Militärflugzeugs vorliegt. Der Nutzen von allfälligen aufwendigen Nachrüstungen, die theoretisch aus neuen Nachweisen eventuell hergeleitet werden könnten, wird als gering beurteilt. Es wäre eine Verbesserung eines bereits hohen Sicherheitsniveaus. Auch ist daran zu erinnern, dass die HSK-R-102 nur für neu zu erstellende Kernkraftwerke gültig ist.

3.2.3 Vergleich mit der Richtlinie HSK-R-103, anlageninterne Massnahmen gegen schwere Unfälle

Als Folge des Störfalls im amerikanischen Kernkraftwerk TMI und des schweren Reaktorunfalls im ukrainischen Kernkraftwerk Tschernobyl wurde durch die HSK 1987 die Vorbereitung anlageinterner Massnahmen gegen schwere Unfälle in den Schweizer Kernkraftwerken veranlasst. Die grundsätzlichen Forderungen der HSK auf diesem Gebiet sind in der Richtlinie HSK-R-103 (1989) zusammengefasst, wobei die konkrete Umsetzung dieser Forderungen anlagespezifisch erfolgen muss.

Die Richtlinie HSK-R-103 findet Anwendung sowohl für die Nachrüstung bereits bestehender, als auch für neu in der Schweiz zu erstellende Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren. Nachstehend wird auf die Erfüllung der Forderungen dieser Richtlinie durch KKL eingegangen. Die konkreten technischen Massnahmen gemäss Abschnitt 2 von HSK-R-103 haben den Schutz des Primärcontainments zum Ziel.

Entlastung des Reaktordruckbehälters (HSK-R-103, Abschnitt 2.1)

Auszug: Um die Sequenz "Durchschmelzen des Reaktordruckbehälters bei hohem Druck (Hochdruckpfad)" mit Gefährdung des Containments zu eliminieren, soll eine Druckentlastung des Reaktorkühlsystems möglich sein.

KKL verfügt auslegungsgemäss über ein System zur automatischen Druckentlastung, welches von Division 1 und Division 2 und zusätzlich von den SEHR-Divisionen 5 und 6 angesteuert wird (vgl. Tabelle 2-2). Über eine Störfallanweisung ist zudem die Vorgehensweise für eine Reaktordrucknotentlastung festgelegt. Die gestellte Forderung ist erfüllt. Im Rahmen einer Pendenz wird noch die Zweckmässigkeit eines motorangetriebenen Abblaseventils untersucht.

Wasserstoffbeherrschung (HSK-R-103, Abschnitt 2.2)

Auszug: Entsprechende Massnahmen sollen verhindern, dass sich nach einem schweren Unfall Wasserstoff im Containment - global oder lokal - in einer solchen Konzentration ansammelt, dass bei einer Zündung das Containment gefährdet wäre.

Im Kernkraftwerk Leibstadt wurde ein batteriegestütztes Wasserstoffzündsystem nachgerüstet. Dieses ist in der Lage, eine unzulässige Wasserstoffkonzentration im Containment mindestens bei auslegungsüberschreitenden Störfällen mit beeinträchtigter Kernkühlung (ohne Versagen des Reaktordruckgefässes) zu verhindern. Dabei wird unterstellt, dass die Kernkühlung wiederhergestellt werden kann.

Auch für eine exzessive Wasserstoffproduktion, wie sie bei schweren Unfällen mit Versagen des Reaktordruckgefässes auftreten könnte, ist eine Eignung dieses Systems nachgewiesen (Kap. 8.4).

Flutung des geschmolzenen Kerns (HSK-R-103, Abschnitt 2.3)

Auszug: Um bei einem Kernschmelzunfall mit Durchschmelzen des Reaktordruckbehälters die Kernschmelze kühlen zu können, soll die Möglichkeit bestehen, den Bereich unterhalb des Reaktordruckbehälters mit Wasser zu fluten und langfristig unter Wasser zu halten. Neben dem Einsatz vorhandener Systeme soll die Flutung auch mittels externem Wasser und ohne Benützung aktiver Komponenten der bestehenden Kern- und Containmentkühlsysteme möglich sein.

Im Kernkraftwerk Leibstadt ist als Accident-Management-Massnahme bei schweren Unfällen ein Fluten des Containments vorgesehen. Dieses Fluten des Containments kann indirekt durch Einspeisen in das Reaktordruckgefäss oder direkt durch Einspeisen in das Kondensationsbecken erfolgen. Dafür stehen zahlreiche Systeme zur Verfügung, von den Kernnotkühlsystemen bis zum Löschwassersystem. Der Wasserbezug kann aus den Kaltkondensatbehältern, vom Speisewassersystem oder aus dem Löschwassernetz stattfinden.

Begrenzung des Dampfdrucks in der Containment - Atmosphäre (HSK-R-103, Abschnitt 2.4)

Auszug: Es soll eine Einrichtung zur Verhinderung der Dampfproduktion im Containment oder zur Kondensation des Dampfes aus der Containmentatmosphäre vorhanden und innerhalb der nötigen Zeit einsatzfähig sein. Diese Einrichtung soll bezüglich aktiver Komponenten unabhängig von den bestehenden Kern- und Containmentkühlsystemen sein und vorzugsweise auf der Einspeisung oder Versprühung von kaltem, externem Wasser beruhen.

Der Dampfgehalt im Containment wird durch die auslegungsgemäss vorhandene Druckabbaufunktion des Kondensationsbeckens begrenzt. Bei langsamen Druckanstiegen kann zusätzlich auf das System der gefilterten Druckentlastung zurückgegriffen werden, um längerfristig die Integrität des Containments auch bei schweren Unfällen erhalten zu können. Die Nachrüstung eines Containmentsprühsystems wurde erwogen und drängt sich im vorliegenden Fall nicht auf.

Containment - Druckentlastung (HSK-R-103, Abschnitt 2.5)

Auszug: Um ein Überdruckversagen des Containments zu verhindern, soll ein geplantes Abblasen möglich sein. Das abgeblasene Medium soll über geeignete Einrichtungen zur Reduktion seines Gehalts an radioaktiven Stoffen an die Umgebung abgegeben werden, wobei eine Messung der radioaktiven Abgaben vorzusehen ist.

KKL hat Ende 1993 ein System der gefilterten Druckentlastung fertiggestellt. Dieses System entspricht den Anforderungen der HSK-Richtlinie R-40. Die technische Lösung für die von der HSK geforderte Messung der radioaktiven Abgaben ist gegenwärtig in Abklärung.

Schutz des Betriebspersonals (HSK-R-103, Abschnitt 3)

Auszug: Zugang und Aufenthalt des Betriebspersonals einschliesslich Notfallstab sollen für jene Anlageräume gewährleistet sein, die nach einem schweren Unfall betreten oder besetzt werden müssen. Insbesondere soll der Kommandoraum oder gegebenenfalls eine andere Steuerstelle, welche die notwendige Übersicht über den Zustand der Anlage ermöglicht, sowohl gegen Direktstrahlung als auch gegen das Eindringen luftgetragener radioaktiver Stoffe geschützt werden.

Entsprechend dem KKL-Notfallkonzept erfolgt die Steuerung von Accident-Management-Massnahmen vom Kommandoraum aus. Zudem ist unmittelbar neben dem Kommandoraum ein Notfallraum für den Notfallstab vorhanden. Gegenüber dem Kommandoraum befindet sich ein zusätzlicher Notfallarbeitsraum. Diese Räumlichkeiten sind ausreichend gegen Direktstrahlung geschützt. Zum Schutz gegen das Eindringen luftgetragener radioaktiver Stoffe ist die Installation eines Systems der gefilterten Überdruckhaltung im Kommando- und Notfallraum vorgesehen, welches sich gegenwärtig bei KKL in der Planung befindet.

Vorgehensregeln (HSK-R-103, Abschnitt 4)

Auszug: Um nach Eintreten eines schweren Unfalls die Kontrolle über die Anlage wiederzugewinnen bzw. um die Folgen zu begrenzen, sollen Vorgehensregeln, die auch die Entscheidungsbefugnisse festhalten, ausgearbeitet werden.

KKL hat 1991 die Störfallvorschriften überarbeitet und im Rahmen des Accident Management ergänzt sowie entsprechende Notfallvorschriften erarbeitet, die auch der HSK-Notfallorganisation zur Verfügung stehen. Damit sind auch die Forderungen der Richtlinie HSK-R-42 erfüllt.

Störfallinstrumentierung (HSK-R-103, Abschnitt 5)

Auszug: Die Störfallinstrumentierung und die Darstellung des Anlagezustandes sollen derart ausgeführt werden, dass eine Gefährdung sowohl der Kernkühlung als auch der Containment-Integrität rechtzeitig erkannt wird, die Vorgehensregeln zuverlässig anwendbar sind und das Ausmass der in das Containment und in die Umgebung freigesetzten radioaktiven Stoffe abgeschätzt werden kann.

Zu diesem Zweck hat KKL nach der Überprüfung der im Kommandoraum und in den Notsteuerstellen vorhandenen Instrumentierung zusätzliche Containmentdruck- und Kondensationsbeckenniveau-Weitbereichsanzeigen im Kommandoraum und in den Notsteuerstellen nachgerüstet. Weitere Nachrüstmassnahmen für die Notsteuerstellen sind gegenwärtig bei KKL in der Planung, um die HSK-Empfehlung E-04 befolgen zu können. Abweichend von der HSK-Empfehlung E-04 fehlen gegenwärtig in den Notsteuerstellen die Anzeigen für die Dosisleistung im Containment, den Neutronenfluss, den

Füllstand im Reaktordruckgefäss und Drywell, den Druck und die Temperatur im Sekundärcontainment, die Lufttemperatur im Containment, die Emmission radioaktiver Stoffe mit der Fortluft und mit dem Abwasser. Bei den vorhandenen Anzeigen im Kommandoraum bestehen keine Abweichungen zur HSK-Empfehlung E-04.

3.3 WEITERE ANPASSUNG AN DEN STAND VON WISSENSCHAFT UND TECHNIK

3.3.1 Ergonomische Verbesserungen und Neugruppierung der Alarme im Hauptkommandoraum

Im Jahre 1987 hat KKL im Hauptkommandoraum umfangreiche ergonomische Änderungen abgeschlossen. Diese Massnahmen waren von KKL aus eigener Initiative bereits in der Inbetriebnahmezeit ins Auge gefasst worden. Aufgrund umfangreicher Studien wurde die Decke neu gestaltet samt einer bildschirm-arbeitsplatzgerechten Beleuchtung. Die Farbgebung des Raums sowie ein neuer Bodenbelag wurden nach neuen Erkenntnissen ausgeführt. Die Arbeitsplätze wurden zweckmässiger angeordnet, ergonomisch gestaltet und vollständig ausgestattet, was Kommunikationsmittel, Bildschirmgeräte und Dokumentenablage betrifft.

Auf den Alarmtableaus wurde von der HSK, ausgehend von Erfahrungen während der Inbetriebnahme, eine Neugruppierung der Vielzahl von Alarmen verlangt. Dafür wurde zunächst die Klassierung der Alarme gemäss ihrer Priorität vorgenommen, was auch einer Reduktion der Alarme der ersten beiden Prioritäten bedeutete. Insgesamt wurden die Alarme in vier Klassen eingeteilt, ihre Kalotten auf den Tableaus entsprechenden Farben zugeordnet und ihr Standort gemäss der Alarmzugehörigkeit zum System günstig angeordnet. Durch Einführung gewisser Sammelalarme konnte die Gesamtzahl der Alarme reduziert werden. Die Realisierung des neuen Alarmkonzepts wurde 1988 beendet.

3.3.2 Alternatives Stabeinfahrsystem (ARI)

Im Rahmen von Massnahmen zur Verringerung des Risikos infolge eines Versagens der Reaktorschnellabschaltung (ATWS) hat die HSK ein alternatives Steuerstabeinfahrsystem gefordert. Es handelt sich dabei um ein vom ursprünglichen System zur Reaktorschnellabschaltung unabhängiges, redundantes Auslösesystem für die Reaktorschnellabschaltung, falls das vorgenannte System versagen würde. Es verfügt gegenüber diesem System über diversitäre Magnetansteuerventile, die bei den Signalen "Reaktordruck hoch" oder "Reaktorniveau tief" die Schnellabschaltung auslösen. Das System wurde 1988 installiert.

3.3.3 Safety Parameter Display System (SPDS)

Im Anschluss an die Auflage 11, wie sie unter Kap. 3.1.1. erwähnt ist und ein rechnergestütztes Anlageninformationssystem verlangt, hat KKL dieses System, das zuerst als "Mini-SPDS" ab 1985 zur Verfügung stand, im Jahr 1988 durch das "Final-SPDS" abgelöst.

Das System dient zur Anzeige der sicherheitsrelevanten Anlageparameter. Das "Final-SPDS" besteht aus zwei identischen, redundanten Rechnersystemen. Diese zwei Systeme wurden Anfang 1990 räumlich getrennt, um einen besseren Schutz gegen Brand und Ausfall der Klimaanlagen zu gewährleisten. Die elektrische Anspeisung der redundanten SPDS-Ausrüstungen erfolgt von den zugeteilten unterbruchslosen Spannungsversorgungen 10EN resp. 20EN.

Durch den steten Einbezug des SPDS in die diversen periodisch durchzuführenden Systemfunktionstests wie auch in die speziellen Anlagetests konnten bestimmte Fehler entdeckt und korrigiert werden. Ausserdem ist das System während des Anlagebetriebs ständig eingesetzt.

3.3.4 Neue Saugkörbe der Kernnotkühlsysteme

Am 28. Juli 1992 kam es im schwedischen Kernkraftwerk Barsebäck zum Abriss thermischer Rohrleitungsisolierungen infolge eines fehlerhaft geöffneten und in das Drywell abblasenden Sicherheitsventils. Das Isolationsmaterial wurde in das Kondensationsbecken geschwemmt und auf den dort befindlichen Saugkörben der Kernnotkühlsysteme abgelagert, wo es einen unzulässig hohen Druckverlust und als Folge eine Beeinträchtigung der Funktion der Pumpen der Kernnotkühlsysteme und des in Barsebäck vorhandenen Containmentsprühsystems verursachte.

Obwohl das Ereignis in Barsebäck nicht direkt auf die Bedingungen im Kernkraftwerk Leibstadt übertragbar ist, da es im KKL keine in das Drywell abblasenden Entlastungs- oder Sicherheitsventile gibt, haben die HSK und der Kernkraftwerksbetreiber dieses Ereignis zum Anlass genommen, um eine Überprüfung der Auslegung der Saugkörbe der Kernnotkühlsysteme gegen einen möglichen Abriss thermischer Isolierungen bei einem Kühlmittelverluststörfall durchzuführen. Auf der Basis einer anlagenspezifischen Verstopfungsanalyse, welche sich u.a. auf im verkleinerten Massstab durchgeführte Versuche zur Beladung von Saugsieben mit thermischem Isolationsmaterial abstützte, gelangte man zu der Schlussfolgerung, dass die bisherige Auslegung der Saugkörbe bei einem ungünstigen Verlauf eines Kühlmittelverluststörfalls "Accident-Management"-Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit des Kernkraftwerkes erforderlich gemacht hätte. Deshalb wurde entschieden, die bisherigen Saugkörbe mit einer Bruttofläche von je 2 m^2 gegen wesentlich vergrösserte mit einer Bruttofläche von je 15 m^2 auszutauschen. Der Austausch der sechs Saugkörbe im Druckabbaubecken erfolgte während des Jahresstillstandes 1993.

3.3.5 Simulator

Obwohl die HSK keinen kraftwerkseigenen Simulator gefordert hatte, sondern nur die Ausbildung und das periodische Training des Betriebspersonals an solchen Anlagen der geeigneten Art, hat sich KKL zur Anschaffung eines Simulators entschlossen. Die HSK begrüsste diesen Schritt.

Es handelt sich um einen "Full Scope Simulator" (Vollsimulator), der das Betriebs- und Störfallverhalten der Anlage nachbildet. Für die Bedienung steht eine Kopie des Hauptkommandoraums im Massstab 1:1 zur Verfügung. Die Simulatoranlage ist im Juni 1995 im KKL für die Personalschulung in Betrieb genommen worden.

3.3.6 Kernüberwachung

Ursprünglich beruhte die Kernüberwachung, mit der im Normalbetrieb die Einhaltung der thermischen Betriebsgrenzwerte des Reaktorkerns (LHGR und CPR) laufend überprüft wird, auf den Messwerten der Innenkern-Neutronenflussdetektoren (LPRM-Detektoren). Seit Beginn des 8. Betriebszyklus (September 1991) wird die bei der Kernüberwachung verwendete dreidimensionale Leistungsverteilung nicht mehr direkt aufgrund der LPRM-Messwerte bestimmt, sondern mittels eines dreidimensionalen, stationären Kernanalyseprogramms (Kernsimulator) berechnet (Kap. 5.1.2). Das bedeutete den Ersatz des bisherigen Prozessrechners durch eine leistungsfähigere Rechenanlage. Dadurch ist es nun möglich, die aktuellen Reaktorzustandsgrössen zu berücksichtigen, was eine genauere Bestimmung der Leistungsverteilung im Kern erlaubt.

3.3.7 Qualitätssicherungsmassnahmen

Einleitung

Das KKL steht vor der Vollendung eines Qualitätsmanagement-Systems (QM-System), welches unter dem Projektnamen "Führung und Organisation" abgewickelt wird.

In diesem Projekt werden die schon früher vorhandenen Reglemente (Kraftwerks-, Notfall-, Strahlenschutzreglement usw.) und Vorschriften (Betriebs- und Störfallvorschriften, QS-Vorschriften usw.) auf ihren Inhalt überprüft, Mehrdeutigkeiten beseitigt, die Dokumente in eine einheitliche und überprüfbare Form gebracht und wo notwendig modifiziert und ergänzt.

Das QM-System ist so aufgebaut, dass QS nicht nur im technischen Bereich der Anlage vollzogen wird, sondern dass alle Belange, auch Ressourcenplanung, Ausbildung, Personalpolitik, Erfahrungsrückfluss und auch im Finanz- und Rechnungswesen einer Qualitätssicherung unterliegen.

Das QM-System legt auch die Prioritäten für die QS-Massnahmen fest, indem die Produkte (Komponenten, Systeme und auch Dienstleistungen) aufgrund folgender Kriterien in Qualitätsklassen eingestuft werden:

(a) Sicherheitsrelevanz

(b) Verfügbarkeit

(c) Komplexität

(d) Einmaligkeit/Neuheit (im Gegensatz zu Serie- bzw. Standardfertigung)

Als Grundlagen für das System verwendete KKL einschlägige Normen und Regelwerke, wie HSK-R-17, das KKL Kraftwerksreglement (im QM-System integriert als RE/011), IAEA Safety Standard 50-C-QA ("Quality Assurance"), KTA-1401 („Allgemeine Forderungen an die Qualitätssicherung"), ASME/ANSI NQA-1 und NQA-2 ("Quality Assurance Program, Requirements for Nuclear Facilities", "Quality Assurance Requirements for Nuclear Facilities Applications"), EN29001 (12/87) (ISO 9001) "Qualitätssicherung - Allgemeine Forderungen".

Dokumentation des QM-Systems

Das Qualitätsmanagement-System ist im Reglement RE/010 (Einführung in das Qualitätsmanagement-System "Führung und Organisation") beschrieben. Dieses Reglement kann als das QS-Handbuch verstanden werden. Es beschreibt Grundlagen, Zweck und Inhalt des QM-Systems und definiert die für einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Zuständigkeiten und Abläufe im KKL.

Das QM-System gliedert die gesamte Dokumentation des KKL in 22 Reglemente, 179 Vorschriften und Weisungen sowie 16 Listen. Damit wird der KKL-Dokumentation eine übersichtliche Struktur (Hierarchiestufen und Fachgebiete) aufgeprägt, welche es erlaubt, die Notwendigkeit und Gültigkeit der Dokumente periodisch zu überprüfen und deren Revisionen auf eine transparente, einheitliche und effiziente Weise zu gewährleisten.

Eingliederung des QM-Systems in die Organisationsstruktur

KKL hat dieses System in langer Arbeit zum grössten Teil mit eigenen Leuten erstellt. Das QM-System verlangt explizit, dass jeder Mitarbeiter in seinem Kompetenzbereich für die Qualitätssicherung verantwortlich ist. Die organisatorische Struktur für das QM ist im KKL Organigramm eingebettet. Das Ressort PQ in der Abteilung Projekte wirkt federführend in der Bearbeitung und Wartung des QM-Systems, ist Koordinationsstelle für alle QM-Belange und schafft auch die Kontakte nach aussen. Jede Abteilung des KKL hat einen QM-Verantwortlichen. Er ist zuständig für alle abteilungsinternen QS-Fragen und -Massnahmen und ist gleichzeitig Mitglied des QM-Teams, welches abteilungsübergreifende QM-Aufgaben bearbeitet.

Überprüfung (Auditing)

Durch Überprüfungen soll gewährleistet werden, dass das QM befolgt und der Durchsetzung das nötige Gewicht verliehen wird. Es ist vorgesehen, alle betroffenen Stellen zu auditieren. Zu diesem Zweck hat KKL 1994 begonnen, das Kader in Kursen im "Auditing" auszubilden. Erste Audits wurden bereits durchgeführt und werden ab 1996 in regelmässigen Abständen erfolgen.

Es ist noch nicht festgelegt, wer in Zukunft Auditor sein wird, jedoch ist KKL bemüht, für die notwendige Unabhängigkeit besorgt zu sein.

Stand der Einführung und Zeitplan

Die meisten Reglemente sind bereits ins System eingebunden, ein kleinerer Teil steht noch in Vernehmlassung (wobei die jeweilige Vorgängerversion noch gültig und aktuell ist), und einige wenige, für die Sicherheit unbedeutende sind noch in der Entwurfsphase oder noch nicht angegangen.

Die Vorschriften (operative Ebene) sind in Kraft.

KKL plant, das Projekt bis auf die Einbindung bzw. Erstellung einiger weniger Vorschriften bis Ende 1995 abzuschliessen.

Beurteilung durch die HSK

Mit dem QM-System wird KKL über ein umfassendes System zur Qualitätssicherung des Anlagenbetriebes verfügen.

Das System geht in seinem Umfang über die Empfehlungen der IAEA hinaus, welche sich im Wesentlichen auf die technischen Belange der Anlage beschränken.

Durch die zur Zeit laufenden Aktivitäten zur Ausbildung im Bereich QM und den weit fortgeschrittenen Stand des Projekts zeigt KKL, dass es gewillt ist, das System in absehbarer Zeit zu vollenden. Mit diesem System sind auch Änderungen in der Anlage, in Vorschriften und in Abläufen einer strengen Überprüfung unterworfen, was sich positiv auf die Sicherheit auswirkt.

Auch im Rahmen der OSART-Mission im November 1994 wurde dieses QM-System begutachtet. Die Team-Mitglieder äusserten sich positiv und begrüssten es insbesondere, dass das System von KKL-eigenen Leuten erstellt wird, was eine hohe Akzeptanz bei den Mitarbeitern ermögliche.

Über die Wirksamkeit des QM-Systems kann derzeit noch kein umfassendes Urteil abgegeben werden. Die HSK erwartet im künftigen Betriebsverlauf entsprechende Resultate.

4. AUSWERTUNG DER BETRIEBSERFAHRUNGEN

4.1 BISHERIGE BETRIEBSERFAHRUNGEN

4.1.1 Allgemeiner Überblick

Der Betrieb eines Kernkraftwerks muss unter Einhaltung der in der Betriebsbewilligung und in den Technischen Spezifikationen vorgeschriebenen Betriebs- und Sicherheitsgrenzwerte erfolgen. Unter diesen Randbedingungen lassen sich aus der Verfügbarkeit eines Kraftwerkes Rückschlüsse auf den technischen Zustand und die Betriebsführung ziehen. Ein weiterer Aspekt in diesem Zusammenhang sind die besonderen Ereignisse sowie die Anzahl der ungeplanten, d. h. durch Betriebsstörungen verursachten Reaktorschnellabschaltungen (Scrams). Sowohl bezüglich der Verfügbarkeit als auch der Anzahl Abschaltungen weist das KKL seit der Aufnahme des kommerziellen Betriebes im internationalen Vergleich gute Werte auf.

Ab 1985 (Beginn des kommerziellen Betriebs) bis Ende 1994 erfolgten im KKL 22 ungeplante Reaktorschnellabschaltungen (Scrams) aus Teil- und Vollastbetrieb, in den elf Jahren kommerziellen Betriebs des KKL betrug die mittlere Anzahl der ungeplanten Scrams somit knapp über zwei pro Jahr. Diese relativ geringe Häufigkeit ist günstig für die Sicherheit und für die Beanspruchung der Komponenten, insbesondere des Reaktorkühlkreislaufs. Dadurch werden ermüdungsbedingte Alterungseffekte verzögert.

Die besonderen Ereignisse in der Anlage KKL seit Aufnahme des kommerziellen Betriebs im Jahre 1985 sind im Kap. 4.1.2 beschrieben. Die wichtigsten, die nukleare Sicherheit betreffenden Ereignisse waren:

a) Entkuppelter Steuerstab beim vorgeschriebenen Kupplungstest, 1988
b) Anfahren der Anlage ohne betriebsbereites Schnellabschaltsystem, 1990

Gemäss der Internationalen Nuclear Event Scale INES der IAEA (entwickelt ab 1990) ist a) mit Stufe 0 und b) mit Stufe 1 auf der 7-stufigen Skala zu bewerten.

Die Vorkommnisse mit dem grössten Einfluss auf die Strahlenbelastung des Personals und auf die Verfügbarkeit der Anlage waren im KKL Brennstabschäden (Kap. 4.2) mit einer daraus resultierenden höheren Reaktorkühlmittelaktivität.

Die weltweiten Betriebserfahrungen von Kernkraftwerken mit Siedewasserreaktoren des Typs, der im KKL eingebaut ist, zeigen keine ausgeprägten Schwachstellen. Es hat sich bei diesem Typ auch noch nie ein schwerer Unfall ereignet.

4.1.2 Besondere Ereignisse im KKL

In diesem Kapitel werden von allen gemeldeten Ereignissen, die sich während des bisherigen kommerziellen Betriebs in KKL ereignet haben, die sicherheitstechnisch bedeutsamen beschrieben. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse führten immer zu Anlagen- und/oder Betriebsvorschriftenänderungen, und die Informationen wurden auch an andere Betreiber weitergegeben.

Einfahrversagen eines Steuerstabs, 1985

Während des Abfahrens der Anlage konnte 1985 ein Steuerstab nicht eingefahren werden. Eine Vorortkontrolle der entsprechenden hydraulischen Steuerstabeinheit ergab, dass das Absperrventil in der Ausfahrleitung sowie das Scram-Auslassventil geschlossen waren. Damit waren sowohl ein normales Einfahren als auch ein schnelles Einfahren für die Scramfunktion nicht möglich. Ursache war ein Missverständnis zwischen Operateuren bei der Ladung des Druckspeichers (Akkus) mit Stickstoff. Als Gegenmassnahmen wurden die Kontrollen sowohl bei der Arbeitsabwicklung als auch die periodische Überwachung wesentlich verstärkt, sodass eine Wiederholung praktisch auszuschliessen ist.

Defekt an der HPCS-Dieselgeneratorkupplung,1986

Im Verlauf der Wiederholungsprüfung des HPCS-Notstromdiesels musste das Aggregat nach ca. drei Minuten Leerlauf ausser Betrieb genommen werden, da sehr starke Vibrationen auftraten und sich Gummistücke von der Kupplung lösten.

Es zeigte sich, dass sowohl der motorseitige als auch der generatorseitige Kupplungsring zerstört waren. Als Störungsursache wurde ein "Reglerflattern" angenommen, welches während eines längeren vorgängigen Leerlaufbetriebes aufgetreten war. Es wurde eine stärkere Kupplung eingebaut. Störungen sind seither in diesem Bereich nicht mehr aufgetreten. Die anderen Diesel waren von dieser Fehlerart nicht betroffen.

Einschiessen von fünf Steuerstäben während einer APRM-Wiederholungsprüfung, 1986

Mit Beginn der Wiederholungsprüfung des APRM-Neutronenflussmesskanals A schossen fünf Steuerstäbe in den Kern ein. Es zeigte sich, dass ein Kabel an der Verbindungsstelle mit dem Kabelschuh geschmolzen war. Dieses Kabel speist die Scram-Magnetventile der Gruppe 3B über die SRI-Schalterkontakte. Da die fünf Steuerstäbe als SRI-Stäbe (Selected Rod Insertion) angewählt waren, wurden diese eingeschossen, als die Magnetventile der Gruppe A im Verlauf der Wiederholungsprüfung entregt wurden. Sicherheitstechnisch war das Ereignis von geringerer Bedeutung, da die Abschaltreaktivität nicht beeinträchtigt war. Es kann aber ein Problem auftreten, falls die Anlage mit automatischer Neutronenflussregelung betrieben wird, welche den Neutronenfluss trotz der eingefahrenen Stä-

be wieder nachregelt. Dies könnte zu einer Flussverzerrung führen. Um dies zu vermeiden wurde zunächst beim Test die Betriebsart ohne automatische Neutronenflussregelung vorgeschrieben. Später wurde eine Alarmüberwachung der Magnetspulen auf Entregung nachgerüstet, was die erwähnte Betriebsarten-Vorschrift erübrigte.

Ausfall des turbinenseitigen Zwischenkühlkreislaufs führt zum Scram, 1986

Ein abgesperrter, entleerter Teilstrang des Zwischenkühlkreislaufs sollte wieder gefüllt werden. Dies wurde mit dem langsamen Öffnen eines Keilplattenschiebers durchgeführt. Dabei strömte mehr Wasser ab als in den Hochbehälter des geschlossenen Zwischenkühlkreislaufs nachgespiesen werden konnte. Das Niveau im Hochbehälter fiel und ein Tiefalarm wurde ausgelöst. Über "Saugdruck tief", verbunden mit dem "Niveau-Tief"-Signal, wurde das System abgeschaltet. Der Verlust des turbinenseitigen Zwischenkühlwassers führte zu einer Abschaltung der Speisewasser- und Kondensatpumpen und damit des Reaktors.

Ein relativ geringer Niveauabfall im Hochbehälter führte also bereits zu einem Ausfall des Zwischenkühlwassersystems. Die Spanne der Auslösewerte wurde deshalb etwas erhöht. Eine weitere Ursache lag darin, dass für die durchzuführenden Arbeiten keine Gegensprechanlage installiert worden war. Damit hätte auf Anweisung von Operateuren im Kommandoraum beim ersten Tiefalarm der Füllvorgang abgebrochen werden können. In Zukunft werden solche Arbeiten mit Gegensprechanlage durchgeführt. Sicherheitstechnisch ist das Ereignis als Verlust der Hauptwärmesenke einzustufen.

Kapazitätsabfall an den 24-V- und 220-V-Batterien, 1987

Gemäss den technischen Spezifikationen müssen alle drei Monate 10% der Batteriezellen auf ihre Zellspannung sowie das spezifische Gewicht ihres Elektrolyten überprüft werden. Mehrere Zellen der 220-V-Batterie 51ES wichen dabei von den Spezifikationen ab. Versuche, die Zellen neu zu laden, versagten. Als Ursache wurde eine zu niedrige Schwebeladungsspannung angenommen. Sicherheitstechnisch wird die volle Kapazität der Batterien nur bei Notstromfall mit Versagen des entsprechenden Notstromdiesels gefordert.

Startversagen des Dieselgenerators Div. 11 als Folge defekter Anlass-Startluftventile, 1988

Anlässlich eines Funktionstests startete der Diesel 11 nach Auslösung des Startbefehls vom Kommandoraum aus nicht. Untersuchungen ergaben eine Fehlfunktion beider redundanten Anlass-Startluftventile. Undichte O-Ringe am Kolben der Elektro-Dreiwegventile verhinderten ein Umschalten der Ventile. Sicherheitstechnisch war das Ereignis wegen der theoretischen Anwendbarkeit dieser Fehlerart auf alle Dieselanlagen bedeutsam (Common Mode). Die Steuerlogik der Diesel wurde so abge-

ändert, dass defekte Startluftventile bemerkt werden. Zudem werden alternde Teile periodisch ausgewechselt.

Entkuppelter Steuerstab beim vorgeschriebenen Kupplungstest, 1988

Im Verlauf eines Wiederanfahrens wird nach Vorschrift die Hälfte der Steuerstäbe ganz ausgefahren. Dabei wird jeder Stab in der Endstellung einem Kupplungstest unterzogen. Dies erfolgt durch einen zusätzlichen Ausfahrbefehl. Diese "Über-Endstellung", die gemeldet wird, kann vom Antrieb nur im entkuppelten Zustand erreicht werden, da der Absorberteil im Rücksitz blockiert wird. Bei einer solchen Prüfung wurde diese Position gemeldet.

Die Ursache konnte nicht vollständig geklärt werden. Wahrscheinlichste Ursache waren ungünstige Toleranzen von Antrieb und verlängertem Entkupplungsbolzen, der bei diesem Antrieb eingebaut wurde, um die Steuerstabskühlung in ausgefahrener Position zu verbessern. Demnach trat die Entkupplung nur im ausgefahrenen Zustand auf und war daher kein echtes Kupplungsversagen.

Ein Kupplungsversagen stellt eine von mehreren Vorbedingung zu einem als unwahrscheinlich eingestuften Reaktivitätsstörfall (Steuerstabfall) dar. Die Bewertung gemäss HSK-Richtlinie wurde konservativ auf Klasse A festgelegt, während sich bei Anwendung der INES-Skala nur eine Stufe-0-Bewertung ergibt.

Steuerluftausfall im Bereich Abgasanlage/Hotwell-Niveauregelung führt zu Scram und Ausfall der Hauptwärmesenke, 1989

Bei einer Freischaltung im Werkluftnetz wurde irrtümlich die Steuerluftversorgung der Abgasanlage und der Hotwell-Niveauregelung abgesperrt. (Unter Hotwell-Niveau ist der Füllstand des Kondensatsammelbehälters des Turbinenkondensators zu verstehen.) Der daraus resultierende Ausfall der Abgasanlage bewirkte einen Turbinentrip mit nachfolgendem Scram und Verlust der Hauptwärmesenke wegen Ausfall der Kondensatpumpen.

Es wurden eine Reihe von Massnahmen als Folge dieses Ereignisses durchgeführt, von denen nur einige erwähnt werden, wie: Hauptabsperrungen des Steuerluftnetzes werden offen verriegelt und Druckverluste in den Steuerluftteilnetzen alarmiert. Sicherheitstechnisch ist das Ereignis als Scram mit Verlust der Hauptwärmesenke einzustufen. Das Ereignis brachte wichtige Erkenntnisse über die Bedeutung von Hilfssystemen.

Anfahren der Anlage mit nicht bereitem Schnellabschaltsystem, 1990

Nach einer unerwarteten Abschaltung durch eine IRM-Scramanregung wurde der Reaktor für den Scram-Test mit der Stabsequenz A wieder kritisch gefahren. Vor dem Scramtest erfolgte ein Schichtwechsel; dabei wurde bemerkt, dass das Ladewasserventil noch geschlossen war und dadurch die Scram-Akkus drucklos waren. Das Ventil wurde sofort geöffnet, nach dem Aufladen war der Normalbetriebszustand wieder hergestellt. Gesamthaft waren die Akkus während etwa vier Stunden entgegen der Technischen Spezifikation drucklos, davon während etwa drei Stunden bei einem Reaktordruck unter 30 bar. Ab 30 bar Reaktordruck wirkt der Reaktor selbst als Akku; die Scramfunktion ist dann verfügbar, allerdings mit längeren Einfahrzeiten. Der Störfall war nur möglich, weil das Ladewasserventil zur besseren Beherrschung des ATWS-Störfalls mit einem Motorantrieb ausgerüstet worden war. Später wurde das Schliessen nach jedem erfolgten Scram vorgeschrieben, um Antriebsbelastungen bei Folgescrams zu verhindern.

Eine etwa zwei Jahre zuvor von der HSK wegen eines ähnlichen Ereignisses in einer ausländischen Anlage (Oskarshamn, siehe Kap 4.1.4) verlangte Überprüfung dieser speziellen Betriebsvorgänge zeigte keine Schwachstellen auf. Die Technischen Spezifikationen, die Fahrvorschrift und festgelegte Verantwortlichkeiten sowie das vorhandene Alarmierungssystem liessen einen ähnlichen Fehler als sehr unwahrscheinlich erscheinen. In Wirklichkeit führte jedoch eine Verletzung der Fahrvorschrift gleichzeitig zur Verletzung der Technischen Spezifikationen, was wegen einer ungünstigen Alarmierung nicht klar erkennbar war.

Es wurden eine Vielzahl von Massnahmen durchgeführt. Die wichtigsten sind:

- Ein Signal "Stellung Ladewasserventil nicht offen" löst eine Steuerstabausfahrblockierung aus.
- Weitere Ertüchtigungsmassnahmen erfolgten in den Bereichen Alarmierung (dynamisches Meldesystem), Registrierung und Fahrvorschriften.

Für das Ereignis, das eine Verletzung der Technischen Spezifikationen darstellte, ergibt sich gemäss HSK-Richtlinie die Ereignisklasse A. Die INES-Skala ergibt bei dieser niedrigen Reaktorleistung und der Berücksichtigung weiterer Umstände (keine Anforderung, Reaktor wirkt als Druckspeicher, kurze Unverfügbarkeit) eine Stufe-1-Bewertung. Das erwähnte ähnliche Ereignis im Ausland (siehe 4.1.4) wurde wegen erschwerenden Umständen (z.B. Anforderung trat auf) jedoch als INES Stufe 2 eingestuft.

Scram durch Ausfall zweier Speisepumpen und Ausfall RCIC, 1990

Mit den Speisepumpen RL21 und RL23 in Betrieb fiel die Speisepumpe RL23 über hohe Sperrwassertemperatur aus. Die Pumpe RL21 fuhr nun zur Kompensation ihre Fördermenge hoch, dabei erfolgte ebenfalls ein Ausfall über das Signal "Sperrwassertemperatur zu hoch". Trotz sofortigem manuellen Start der Speisewasser-Reservepumpe RL22 wurde wegen deren langer Anlaufzeit das Reaktorniveau für Scram (Niveau 3) und auch dasjenige für die Auslösung von Sicherheitssystemen (Niveau 2) erreicht. Die Systeme RCIC und HPCS starteten ordnungsgemäss. Bei diesem Ereignis traten folgende zusätzliche Störungen auf:

- Der präventive Scram bei Stillstand aller Speisepumpen funktionierte wegen eines Verdrahtungsfehlers nicht.
- RCIC fiel kurze Zeit nach dem Start über "Differenzdruck RCIC Dampfleitung hoch" (Δp-Messung Krümmer) aus. Die Funktionsprüfung nach Wiederanfahren war verschoben worden, so dass der Fehler nicht frühzeitig entdeckt wurde. Ursache waren verwechselte Hydraulikleitungen.

Der Pumpenausfall RL23 ist wahrscheinlich auf verstopfte Sperrwasserfilter zurückzuführen; bei der Pumpe RL21 wurde ein Fehler in der Sperrwassertemperaturmessung ermittelt. Beide Probleme werden in Zukunft durch entsprechende Massnahmen besser beherrscht (Logik- und Grenzwertänderung und Alarmierung).

Ausfall des Notabluftsystems bei wiederkehrender Prüfung, 1991

Bei der periodischen Funktionsprüfung des Systems wurde der Notabluftventilator nach ca. 15 Minuten Betrieb über ein Aggregateschutz-Signal abgeschaltet. Die nachfolgende Überprüfung ergab, dass die kurzzeitig fehlende Rückmeldung der AUF-Stellung einer Lüftungsklappe für die Abschaltung verantwortlich war. Es wurde eine ungünstige Endschaltereinstellung festgestellt, die in Verbindung mit der Hysterese des Antriebs trotz offener Klappe zum Verschwinden der AUF-Rückmeldung führte. Als Sofortmassnahme wurden daraufhin die Endschalter so justiert, dass immer ausreichend Reserve in der AUF-Stellung für die Rückmeldung vorhanden ist. Später wurde das ganze Aggregate-Schutzkonzept nochmals überprüft, worauf mehrere Signale nun nicht mehr zur Abschaltung des Ventilators führen, sondern lediglich Alarme auslösen. Diese Massnahme erhöht die Zuverlässigkeit des Systems bei Anforderung, ohne den Aggregateschutz nennenswert zu schwächen.

Schaden am SEHR-Diesel Div 51 bei wiederkehrender Prüfung, 1992

Nach der Jahresinstandhaltung, bei der auch einige Änderungen durchgeführt worden waren, sollten als integraler Funktionstest beide Notstandsdiesel (Division 51 und 61) mit stark reduziertem Aggregateschutz gestartet werden. Beide Dieselräume waren mit Personal besetzt. Nach dem Hochlauf der

Diesel entfernte sich der Operateur von Div 51, um den korrekten Start zu melden. Als er nach wenigen Minuten zurückkehrte, stellte er eine starke Ölleckage und Rauchentwicklung fest. Es kam mehrmals die Meldung "Unterfrequenz angesprochen", bevor durch den anwesenden Monteur des Herstellers die Schnellschlussklappen manuell geschlossen wurden und der Diesel abstellte.

Ursache der Störung war eine undichte Flexmaster-Rohrverbindung (Bruch eines Gummiringes) in der Kolbenkühlöl-Zuleitung. Durch die mangelnde Schmierölversorgung wurde der Diesel so stark beschädigt, dass er im Herstellerwerk repariert werden musste. Zur Verhinderung von Wiederholungen wurden folgende Änderungen durchgeführt:

- Die Schutzkriterien, die bei Anforderung zwingend zur Dieselabschaltung führen, wurden mit Hersteller und Behörde neu definiert. Der neue, erweiterte Schutz wirkt nun bei Anforderung in 2 von 2 Logik (genügende Zuverlässigkeit bei Fehlern) und in 1 von 2 Logik bei Test.

Der aufgetretene Fehler in der Dichtverbindung stellte den Dichtungstyp nicht in Frage. Die Erkenntnisse wurden aber auch auf die anderen Dieselaggregate übertragen (Schutzänderung).

Zusammenfassung:

Der HSK wurden von 1985 bis 1994 insgesamt 72 Ereignisse gemäss Richtlinie HSK-R-15 gemeldet (mit abnehmender Bedeutung sind die drei Ereignisklassen S, A, B festgelegt). In den zehn Jahren Betriebszeit wurden davon jedoch nur zwei Ereignisse der Klasse A und deren eines der INES-Stufe 1 zugeordnet, während die übrigen der niedrigsten Ereignisklasse B resp. der INES-Stufe 0 angehörten. Diese Bilanz ist angesichts der grossen Zahl von Komponenten in der Anlage, ihrem hohen Automatisierungsgrad und der bei Neuanlagen unvermeidlichen Erfahrungsfindung als zufriedenstellend zu bezeichnen. Die meisten Ereignisse traten bis etwa 1991 auf, in den folgenden Jahren wurde ein stark fallender Trend festgestellt.

4.1.3 Ereignisse in der Anlage Mühleberg (KKM)

Es werden nur Ereignisse aus dem Betrieb der zweiten schweizerischen Siedewasser-Reaktoranlage erwähnt, deren Erkenntnisse auch international Anwendung gefunden haben und die nicht im Gutachten zur Betriebsbewilligung des KKL erwähnt sind.

Spannungsrisskorrosion in den Umwälzleitungen

Bestimmte austenitische Werkstoffe sind auf interkristalline Spannungsrisskorrosion anfällig, falls gleichzeitig eine Benetzung durch sauerstoffhaltiges Wasser erfolgt, ein sensibilisierter Werkstoff vorliegt und Zugspannungen vorhanden sind. Diese Bedingungen trafen für die Umgebung der Schweissnähte der Umwälzleitung zu. Viele Kernkraftwerke des gleichen amerikanischen Lieferanten waren von

Spannungsrisskorrosion betroffen, ohne dass es allerdings zu grösseren Lecks oder gar zu Rohrbrüchen gekommen wäre. Auf Veranlassung der HSK wurde 1985 das Prüfprogramm an den Umwälzschleifen im KKM stark erweitert, und es wurden zahlreiche Rissanzeigen gefunden. 1986 wurden die gesamten Umwälzschleifen ausgetauscht. Bei KKL war von Anfang an ein anderer Werkstoff gewählt worden, sodass bisher keine Probleme auftraten.

Unkontrollierte Radioaktivitätsabgabe

Eine Verkettung mehrerer ungünstiger Umstände führte 1986 zu einer Freisetzung radioaktiver Aerosole, ohne dass dies von der Abluft-Überwachung festgestellt wurde. Die Gründe waren:

- Von einer Harzzentrifuge gelangten Ionenaustauscherharze aufgrund einer unüblichen Betriebsweise in das Abluftsystem.
- Defekte Aerosolfilter im Abluftsystem. Der Defekt wurde mit den damals üblichen Methoden (wöchentliche Druckdifferenzmessung) nicht festgestellt.
- Nichterfassung der Harzpartikel durch das Aersolmesssystem im Abluftkamin. Durch Auslegung und Kalibrierung auf ein normiertes, aber für Ionenaustauscherharze nicht zutreffendes Korngrössenspektrum, konnten die schweren Partikel praktisch nicht erfasst werden.

Aufgrund des Ereignisses wurden in allen schweizerischen (somit auch bei KKL), und zum Teil auch in ausländischen Kernkraftwerken Verbesserungen bei der Messung der Aerosole in der Abluft sowie bei der Überwachung der Abluftfilter durchgeführt.

Risse im Kernmantel

An der Innenseite der Rundnaht des Kernmantels auf der Höhe der Kernmitte waren 1990 bei visuellen Prüfungen mit einer TV-Kamera Risse entdeckt worden. Untersuchungen an einer 1992 entnommenen Materialprobe durch den Reaktorhersteller ergaben als dominierende Schadensursache bestrahlungsunterstützte Spannungsrisskorrosion. Zwischenzeitlich wurden weltweit bei rund 20 Anlagen am Kernmantel dieses Reaktortyps Risse entdeckt. Im KKL wurden während BE-Wechsel Inspektionen durchgeführt, die jedoch keinen Hinweis auf Risse ergaben, was aber aufgrund des Anlagenalters auch nicht zu erwarten war.

4.1.4 Ereignisse in ausländischen Kernkraftwerken

Die wichtigsten der nachfolgend diskutierten Ereignisse stammen aus dem Zeitraum ab Mitte der 80er Jahre. Die früher aufgetretenen Ereignisse sind schon im Gutachten zur Betriebsbewilligung von KKL erwähnt.

Überdruckbeanspruchung von am Reaktor angeschlossenen Niederdrucksystemen (verschiedene SWR-Anlagen, auch DWR-Anlage Biblis A, 1987)

Die Druckbeaufschlagung erfolgte über undichte oder sogar teiloffene Rückschlagklappen und/oder Fehlschaltungen von Motorventilen. Die potentiellen Folgen einer Überbeanspruchung des Niederdrucksystems sind ernst: Es kann zu einem Kühlmittelverlust ausserhalb des Containments führen, welcher im Rahmen der Auslegung nicht beherrschbar ist. Im KKL wurde der Schutz der Niederdrucksysteme gegen unzulässigen Überdruck detailliert überprüft. Es sind Druckverriegelungen der Einspeisearmaturen zur Verhinderung von Bedienungsfehlern vorhanden, welche beim LOCA übersteuert werden. Zudem sind Sicherheitsventile und Drucküberwachungen vorhanden. In zwei Einspeiseleitungen wurden noch zusätzliche Rückschlagklappen eingebaut.

Beginn Kritikalitätstest ohne verfügbares Schnellabschaltsystem (Oskarshamn 3, 1987)

Beim vorgeschriebenen Kritikalitätstest nach dem BE-Wechsel war das hydraulische Schnellabschaltsystem nicht verfügbar. Bei einer automatischen Scramanforderung wurden die Stäbe automatisch mit dem motorischen Steuerstabantriebssystem eingefahren. Wegen der niedrigen Reaktorleistung ergaben sich keine negativen Konsequenzen. Der Operateur stellte daraufhin den vorherigen Zustand wieder her, allerdings mit reduzierter Ausfahrstellung der Steuerstäbe. Der Test ist jedoch gemäss den Technischen Spezifikationen nur bei betriebsbereiten Reaktorschutz und Schnellabschaltsystem erlaubt. Die Verletzung der Technischen Spezifikationen dauerte mehrere Stunden und wurde auch durch die Scramanforderung nicht sofort bemerkt, sondern erst einige Stunden nach dem Scram entdeckt. Diese Umstände führten dann auch dazu, dass bei Anwendung der INES-Skala eine Einstufung in 2 gerechtfertigt erschien, obwohl das Ereignis keinerlei Schaden zur Folge hatte. KKL hat bei der daraufhin verlangten Überprüfung ihrer Vorgehensweise die Wirksamkeit ihrer vorhandenen Absicherungsmassnahmen technischer und administrativer Art überschätzt, so dass trotzdem ein ähnliches Ereignis, zwar in abgeschwächter Form, auftrat (siehe Kapitel 4.1.2).

Leistungs-Oszillationen bei Betrieb im kritischen Kennfeld-Bereich (Santa Maria de Garona, 1984; LaSalle 2, 1988; Cofrentes, Isar-1, 1991; WNP 2, 1992; Mühleberg, 1994; Laguna Verde, 1995)

Bei Betriebsstörungen erfolgte ein Leistungsbetrieb im kritischen Kennfeldbereich (siehe Abb. 2.1), bei dem Leistungs-Oszillationen (Periode ca. zwei Sekunden) auftraten. Da der Betrieb gemäss den Betriebsvorschriften in diesem Bereich nicht erlaubt ist, waren besondere Störungsumstände dafür massgebend, die in diesen Bereich führten.

In S.M. de Garona traten die Oszillationen im nachträglich erkannten, nicht erlaubten Betriebsbereich oberhalb der 100%-Lastlinie bei 36% Kerndurchfluss auf. Aufgrund der Periode von einer Sekunde könnte es sich um gegenphasige Schwingungen gehandelt haben.

In LaSalle führte ein Fehler während einer Funktionsprüfung bei Leistungsbetrieb zum Ausfall der Umwälzpumpen, in dessen Folge auch Speisewasservorwärmer ausfielen. Dadurch war man im kritischen Bereich. Die enstandenen Leistungs-Oszillationen führten zu einer automatischen Scramauslösung. Ähnlich war es in Isar, wo während einer Tansiente bei Ausfall von vier der acht Umwälzpumpen bei zu langsamer automatischer Leistungsreduktion Oszillationen entstanden, die Scram auslösten.

In Cofrentes führte beim Anfahren eine tiefe Speisewassertemperatur verbunden, mit zu ungenauer Durchflussmessung, zu gegenphasigen Schwingungen. In WNP 2 waren ungewöhnlich starke Schieflasten, jedoch im erlaubten Kennfeldbereich, eine wesentliche Ursache der Oszillationen. Die Abschaltung erfolgte sowohl in Cofrentes als auch in WNP 2 von Hand.

In Mühleberg kam es während eines Versuches mit sukzessiver Abschaltung beider Umwälzpumpen erstmals zu Leistungsoszillationen. Diese wurden gemäss Vorschrift durch manuell ausgelösten Einwurf ausgewählter Steuerstäbe beendet.

In Laguna Verde traten während einer Kerndurchflussreduktion Oszillationen auf der 64%-Lastlinie auf, also ausserhalb des verbotenen Bereichs.

Im KKL sind gegenphasige Leistungs-Oszillationen während der Inbetriebsetzung (1984) bei Stabilitätsversuchen und einmal unbeabsichtigt bei einer Störung aufgetreten. In der Folge wurden ein verbotener und ein speziell überwachter Kennfeldbereich definiert. Für den letzteren, wo keine Oszillationen erwartet werden, ist intensive Überwachung vorgeschrieben. Falls man unbeabsichtigt durch eine Störung in den verbotenen Bereich gelangen sollte, sind gestaffelte Massnahmen wie Leistungsreduktion zur 80%-Lastlinie zur Dämpfung, bei Nichterfolg Handscram-Auslösung vorgesehen. Seit 1990 ist eine spezielle Überwachung verfügbar (COSMOS), mittels derer der Operateur bei Beginn einer Oszillation rechtzeitig alarmiert wird. 1993 wurde auch ein Alarm für tiefe Speisewassertemperatur nachgerüstet. Um auch während Transienten (z.B. Ausfall Umwälzpumpen) den kritischen Bereich zu umgehen, wurde eine Automatik im BE-Wechsel 1995 nachgerüstet, die eine vorgewählte Anzahl Steuerstäbe einschiesst, wodurch der verbotene Bereich nicht erreicht wird.

- **Verstopfung von Saugsieben bei Fehlansprechen eines Sicherheitsventils (Barsebäck 2, 1992, siehe Kap 3.3.4)**
- **Risse in austenitischen Rohrleitungen (KKW Brunsbüttel, 1992)**

1992 sind Risse in Schweissnähten von austenitischen Rohrleitungen im deutschen Siedewasserreaktor Brunsbüttel bekannt geworden. In der Folge wurden auch in anderen deutschen Siedewasserreaktoren Schäden der gleichen Art entdeckt, jedoch keine in Druckwasserreaktoren. Die Ursache ist noch nicht abschliessend geklärt. Es besteht der Verdacht, dass der verwendete Werkstoff (Titanstabilisierter austenitischer Stahl) und die Bedingungen im Kühlkreislauf der Siedewasserreaktoren

dafür verantwortlich sind. KKL hat zusätzliche Prüfungen durchgeführt. Rissverdächtige Anzeigen wurden dabei nicht entdeckt.

4.1.5 Wiederholungsprüfungen

Wiederholungsprüfungen werden durchgeführt, um allfällige Schäden möglichst frühzeitig zu erkennen. Anzeigen, die von den Herstellungsprüfungen bekannt sind, werden auf Veränderungen untersucht. Die Prüfungen sind vorgeschrieben für Komponenten der Sicherheitsklassen 1 bis 3 sowie SVTI-abnahmepflichtige Komponenten der Sicherheitsklasse 4. Der Prüfumfang und die Prüfmethoden sind in der SVTI-Festlegung NE14 verbindlich aufgeführt.

Im Jahre 1994 wurde der erste 10-Jahres-Prüfzyklus nach NE14 mit einer Wiederholungs-Druckprobe des Reaktorkühlkreislaufs bei 1,25-fachem Auslegungsdruck abgeschlossen. Sämtliche nach NE14 erforderlichen Prüfungen wurden durchgeführt. Reparaturen an der druckführenden Umschliessung mussten nicht durchgeführt werden. Eine Anzahl Prüfungen wurde aus besonderen Gründen zusätzlich zu den NE14 Prüfungen durchgeführt, insbesondere:

- Prüfung einiger Steuerstabdurchführungen durch die Reaktor-Druckbehälter-Bodenkalotte
- Umfangreiche visuelle Prüfungen der Kerneinbauten, insbesondere des Kernmantels, mit einer Unterwasser-Video-Kamera
- Zusätzliche Prüfungen von austenitischen Rohrleitungen.

Genauere Angaben über die Resultate der Wiederholungsprüfungen sind im Kapitel 5.2 bei der Beschreibung der jeweiligen Komponenten zu finden.

4.1.6 Weitere wiederkehrende Prüfungen

Weitere wiederkehrende Prüfungen an Systemen und Komponenten werden im Kapitel 5 in den betreffenden Abschnitten erwähnt.

4.1.7 Werkstoffalterung

Die Werkstoffe von Strukturen, Systemen und Komponenten eines Kernkraftwerkes unterliegen - wie es durchwegs auch für andere technische Anlagen der Fall ist - bestimmten Alterungserscheinungen.

Die Werkstoffalterung bei einer Kernkraftwerkskomponente bedeutet zumeist eine nutzungs- und zeitabhängige Verschlechterung seiner bestimmungsmässigen Funktion; ohne Einleitung von Gegenmassnahmen führt sie im Extremfall zum Versagen und zieht damit gleichzeitig einen Verlust von sicherheitsrelevanten Eigenschaften der betreffenden Komponente oder des gesamten Systems nach sich.

Die Einsatzdauer von Strukturen und Komponenten ist dabei sehr unterschiedlich. Sie variiert zwischen dem jährlichen Ersatz von Komponenten und einer Einsatzdauer, die der gesamten Betriebszeit des Kernkraftwerks entspricht.

Die Werkstoffalterung wird bei mechanischen, elektrischen und baulichen Ausrüstungen durch das Einwirken mechanischer, chemischer, thermischer und radiologischer Einflüsse vorwiegend während des Betriebs verursacht. In der Regel kommt es dabei zu spezifischen Belastungskollektiven, die sich aus Kombinationen der Einzeleinflüsse aufbauen. Die von KKL beantragte Leistungserhöhung ist mit einer Intensivierung bestimmter Einflussgrössen innerhalb des Belastungskollektives (z.B. höhere Strahlungsfelder) verbunden, was eine Beschleunigung oder Änderung der Alterungsvorgänge bestimmter Anlageteile verursachen kann.

Durch intensive internationale Forschung und durch die langjährigen Betriebserfahrungen liegen heute weitgehend gesicherte Kenntnisse zum Werkstoffverhalten von Komponenten und Systemen unter den unterschiedlichen, spezifischen Last- und Umgebungsbedingungen eines Kernkraftwerkes vor. Diese Kenntnisse werden in der Auslegung der Komponenten, in den Betriebsvorschriften und in der Instandhaltung umgesetzt. Die Wahrscheinlichkeit eines alterungsbedingten Komponentenversagens im KKW Leibstadt wird durch folgende Massnahmen minimiert:

- Innerhalb der klassierten Systeme des KKL wurden nur solche Komponenten zugelassen, welche unter Zugrundelegung bestimmter Lastkollektive eigens qualifiziert sind und ausreichende Sicherheitsreserven aufweisen. Viele Systeme und Komponenten des KKL entsprechen bereits im gegenwärtigen Zeitpunkt bezüglich Grösse und Auslegung dem beantragten Leistungsniveau (etwa 3'600 MW_{th}), da die GE-Standardanlage BWR/6, welche KKL zugrunde liegt, für dieses Leistungsniveau konzipiert wurde.

- Die Auslegung der Komponenten, ihre Konstruktion, Herstellung, Inbetriebnahme und Instandhaltung verlief nach anerkannten Regeln und Richtlinien und nach qualitätsgesicherten Verfahren innerhalb der Auslegungsspezifikationen, um einen sicheren, störfallfreien Betrieb während der angegebenen Auslegungslebensdauer zu ermöglichen.

- Die Auslegung von Komponenten berücksichtigte dabei auch den aktuellen Wissensstand zur Werkstoffalterung, indem einerseits auf der Basis von Alterungstests und andrerseits aus den Erfahrungen langjähriger Betriebspraxis ausreichend alterungsresistente Werkstoffe zum Einsatz gelangten, deren Verhalten während der Lebensdauer abschätzbar ist.

- Bei Einhaltung der vom Hersteller angegebenen Betriebsbedingungen sowie der Prüf- und Instandhaltungsintervalle ist während der Auslegungslebensdauer eine sehr hohe Sicherheit gegenüber alterungsbedingten Ausfällen gewährleistet.

- KKL verfügt über eine Reihe von computergestützten Überwachungs- und Zustandsdiagnosesystemen. Die Aufgabe dieser Systeme auf Anlage-, System- und Komponentenebene besteht im Erfassen, Auswerten und Speichern geeigneter Parameter, um nicht bestimmungsgemässe System- oder Komponentenzustände oder bereits den Trend zu solchen rechtzeitig anzuzeigen. Dies schliesst auch alterungsbedingte Veränderungen ein. Mit Hilfe dieser Überwachungssysteme soll zusätzlich zu den periodisch durchgeführten Funktionstests eine zustandsorientierte Instandhaltung sicherheitsrelevanter Anlageteile ermöglicht werden, so dass die erforderlichen Gegenmassnahmen bereits im Vorfeld eines sich ankündigenden Schadens eingeleitet werden können. Folgende Überwachungssysteme befinden sich dabei im Einsatz:
  - Die von KKL bisher durchgeführte Prozessparameterüberwachung für Transienten (z.B. Temperaturen, Drücke, Durchflüsse) und deren Speicherung während der Betriebsdauer des Kraftwerks soll Auskunft über Art und Höhe von aufgetretenen Belastungen und die damit kumulierte Beanspruchung ausgesuchter Komponenten zulassen. Mit Hilfe dieser Informationen wird eine Abschätzung des Alterungszustandes resp. der vorhandenen Restlebensdauer der Komponenten erreicht.
  - Überwachungssystem für Thermodynamik und Gleichgewichtszustände bis auf Komponentenebene.
  - Zustandsüberwachung des Steuerstabantrieb-Systems
  - Kennlinienüberwachung von wichtigen primärseitigen Pumpen
  - Schwingungs- und Vibrationsüberwachung an wichtigen primärseitigen Pumpen und an Ventilatoren
  - Überwachungssystem zur Erosionskorrosion in Rohrleitungen und wärmetechnischen Apparaten.

- KKL plant die künftige Installation eines Überwachungssystems für die Funktion der MOV-Stellantriebe.

- Das unter Kap. 4.1.7.4 genauer umrissene Altersüberwachungsprogramm (AÜP), welches die HSK Ende 1991 von allen schweizerischen Kernkraftwerken forderte, dient dazu, klassierte Systeme und Komponenten systematisch bezüglich ihrer potentiellen Alterungsmechanismen und -anfälligkeiten zu charakterisieren, die erforderlichen Gegenmassnahmen zu erarbeiten und diese in die Instandhaltung zu integrieren. Die KSA gab im März 1993 ebenfalls Empfehlungen zur Alterungsüberwachung heraus.

In Tab. 4-1 wird ein Überblick zu den typischen, in der Betriebspraxis von Siedewasserreaktoren relevanten Alterungsphänomenen innerhalb der Bereiche Maschinentechnik, Elektrotechnik und Bautechnik gegeben. Weiterhin werden in den drei nachfolgenden Abschnitten konkrete Alterungsprobleme behandelt, die in der Vergangenheit des KKL oder anderer SWR-Anlagen zu Schäden führten. Diese Schäden resultierten aus nicht berücksichtigten Beanspruchungen oder aus unerwarteten Alterungs-

phänomenen. Abschliessend wird die Werkstoffalterung bestimmter Systeme oder Komponenten im Lichte der geplanten Leistungserhöhung beurteilt.

4.1.7.1 Mechanische Ausrüstungen

Die Alterungsvorgänge an Strukturwerkstoffen des Leichtwasserreaktors laufen als Folge der relativ niedrigen Temperaturen und Neutronenfluenzen, der wenig aggressiven Medien und der gemäss Bauvorschrift begrenzten Spannungen in der Regel langsam und damit kontrollierbar ab. Trotzdem haben bei verschiedenen mechanischen Komponenten des KKL und anderen Kraftwerken des gleichen Typs Alterungserscheinungen bereits etliche Schäden verursacht. Eine vorzeitige Alterung von mechanischen Ausrüstungen erfolgt, wenn Beanspruchungen und/oder Randbedingungen auftreten, die bei der Auslegung nur ungenügend berücksichtigt worden sind, z.B. infolge von unvorhergesehenen Schwankungen bei den Prozess- und Umgebungsbedingungen, Vibrationen, transienten oder permanenten Überbeanspruchungen oder ungünstiger Materialwahl.

Im folgenden werden einige prominente Alterungsphänomene näher betrachtet, die bereits im KKL oder in anderen SWR zu Problemen oder zu Schäden geführt haben oder einer speziellen Überwachung unterliegen:

- Ermüdung von druckführenden Komponenten und Funktionsbauteilen durch zyklische Temperatur- und Druckbelastungen (Low Cycle Fatigue LCF; High Cycle Fatigue HCF)
- Materialabtrag an Rohrleitungen und wärmetechnischen Apparaten durch Erosionskorrosion
- Interkristalline Spannungsrisskorrosion an druckführenden austenitischen Rohrleitungen oder RDB-Einbauten aufgrund komplexer Beanspruchungskollektive
- Erniedrigung der Zähigkeit des RDB-Stahles und austenitischer Stähle von Kerneinbauten infolge der hochenergetischen Neutronenfluenz.

Ermüdung von druckführenden Komponenten und Funktionsbauteilen

LCF infolge von Schichtungen von Wasser mit unterschiedlicher Temperatur:

Im KKL traten Schichtungsprobleme an mehreren Orten in der Speisewasserleitung auf (vgl. hierzu Kap. 5.2.3.). Das Problem wurde bereits während der Inbetriebsetzung 1984 erkannt. Bei einer umfangreichen Messkampagne wurden drei Orte mit Temperaturschichtungen identifiziert. Man hat Temperaturunterschiede bis 200°C über einen Rohrquerschnitt gemessen. Man fand diese Orte kurz vor dem Speisewasserstutzen, in der Gegend der Venturi-Durchflussmessung sowie zwischen der zweiten und dritten Isolations-Armatur. Diese Schichtungen traten nur während dem An- und Abfahren bei kleinen Speisewasserflüssen auf. Durch geänderte An- und Abfahrweisen konnten diese Probleme weitgehend behoben werden. Eine ähnliche Ursache lag auch einem Schaden an den Rezirkulationspumpenwellen im KKL zugrunde (vgl. Kap. 5.2.3). Ein ungünstiger Einfluss der Leistungserhöhung auf dieses Phänomen kann ausgeschlossen werden.

HCF infolge von Vibrationen:

Alle Komponenten, die von einem Medium durch- oder umströmt werden oder im Kontakt mit rotierenden Komponenten (z.B. Pumpen) stehen, werden zu Vibrationen angeregt. Diese tragen in der Regel nicht wesentlich zur Ermüdung bei. Wenn aber Resonanzeffekte auftreten, kann die Vibrationsamplitude gross werden. Dies bewirkt möglicherweise unzulässige Deformationen und/oder Ermüdung. Solche Resonanzeffekte können nicht mit absoluter Sicherheit vorausgesehen werden (Vgl. hierzu Kap. 5.2.1.2, Wasserabscheider-Befestigungsbolzen im RDB des KKL). Aufgrund des erhöhten Durchflusses im Speisewasser- und Dampfkreislauf infolge der Leistungserhöhung könnten solche Effekte zusätzlich auftreten. Wegen der kaum veränderten Durchflussmenge im Reaktor ist jedoch die Resonanzanregung von Reaktoreinbauten unwahrscheinlich. Der Einfluss des grösseren Dampfdurchsatzes auf die betreffenden Leitungen und Komponenten infolge der Leistungserhöhung wird unter Kap. 5.2.1.2 detailliert behandelt.

Erosionskorrosion von ferritischen Leitungen:

Solche Schäden entstanden bereits in der Sekundäranlage des KKL, an Stellen, wo hohe Wassertransportgeschwindigkeiten herrschen oder in einer Dampfströmung, bei der Tropfenmitriss auftritt. Gefährdete Leitungsabschnitte werden deshalb durch Wandstärkenmessung regelmässig kontrolliert und bei Bedarf durch austenitische Leitungen ersetzt oder durch austenitische Auftragsschweissung repariert bzw. verstärkt. Ähnliche Schäden traten im Primärteil der Anlage bislang nicht auf, was durch periodische Wandstärkemessungen bestätigt werden konnte.

Alterungs-mechanismus	betroffene Komponente /System	typ. Werkstoff	Typische Angriffsstelle	prinzipiell abhängig von der Leistungserhöhung ?	mögliche Gegenmassnahmen
Erosionskorrosion	Speisewasser- und Dampfleitungssysteme, wärmetechnische Apparate	unlegierte resp. niedrig legierte Stahlsorten	Turbinen-Überströmleitungen, Rohrkrümmer, Fittings, geometrische Diskontinuitäten,	ja, erhöhte Dampf- und Wasserdurchsätze verursachen geringfügige Angriffsverstärkung	- gezielte, lokale O_2-Einspeisung - austenit. Plattierungen - Wandstärkeninspektionen
flächige Korrosion, Oxidation	Elektrische Systeme	Messing, Kupfer	Kontakte, Stecker, Schalter, Relais u. ä.	nein	- Verwendung oxidationsbeständiger Legierungen, Kapselung, Abschirmung
	Stahl-Sicherheitsbehälter	unleg. Stahl	Bereich der Druckabbaubecken	nein	- Korrosionsschutz (Anstriche u.ä.)
Spalt- oder Lochfrasskorrosion (Pitting)	stahlbewehrtes Betonstrukturen, Druckabbaubecken, Fundamentplatte	Beton/unleg.-Stahl	Armierungen, Betonoberfläche, Stahlauskleidungen	nein	- Ausreichende Betonüberdeckung - Sanierungsmassnahmen
	Faltenbälge	austenitische CrNi-Stahlsorten		nein	
Interkristalline Spannungsrisskorrosion (IGSCC)	- Kerneinbauten (Gitterplatten, Kernmantel u.a.)	austenitische CrNi-Stahlsorten Inconel 600	austenit. Schweissnähte, Wärmeeinflusszonen, Grundmaterial	nein	- H_2-Einspeisung - Verwendung hochstabilisierter oder C-armer austenit. Stähle - event. Pd-Schutzbeschichtung
	- Stutzen, safe ends		Plattierung	nein	
	- Umwälzpumpen	austenit. Stahlguss mit geringstem Ferritanteil	Gehäuse	nein	
	- Rohrleitungen, Armaturen, Umwälzschleifen	austenitische CrNi-Stahlsorten	Schweissnähte, Wärmeeinflusszonen	nein	
	- Steuerstabdurchführungen	Inconel 600	Gehäuse	nein	

Tab. 4-1 Wichtige Alterungsmechanismen beim SWR und ihre prinzipielle Abhängigkeit von der beantragten Leistungserhöhung (Teil 1/3)

Alterungs-mechanismus	betroffene Komponente /System	Typ. Werkstoff	Typische Angriffsstelle	prinzipiell abhängig von der Leistungserhöhung ?	mögliche Gegenmassnahmen
Strahlungsunterstützte interkristalline Spannungsrisskorrosion (IASCC)	Kerneinbauten (Gitterplatten, Kernmantel u.ä.)	austenitische CrNi-Stahlsorten	Schweissnähte, Wärmeeinflusszonen, Grundmaterial	ja, höherer n-Flux verursacht höhere Fluenz (= grössere Effekte der IASCC)	- H_2-Einspeisung - Verwendung stabilisierter oder C-armer aust. Stähle - Edelmetall-Beschichtung
Transkristalline Spannungsriss-korrosion (TGSCC)	Steuerstabantriebs-System	unlegierter Stahl	Funktionsteile, Standardteile, Konstruktionsteile	nein	- period. Inspektion, Instandhaltung
Ermüdung (High Cycle Fatigue; Low Cycle Fatigue)	Reaktordruckbehälter	SA 533 grd B, Schweissgut	Schweissnähte, Deckelbolzen, Stutzenschweissnähte, CRD-Durchführungen	schwach	- Überwachung mittels Vibrations- und Schwingungsmessungen (zustandsorientierte Instandhaltung) - periodische Bestimmung der Restausnutzung
	RDB-Stutzen	SA 508		schwach	
	Umwälzpumpe	martensit. Cr-Stahl	Welle	schwach	
	Steuerstabantrieb-System	austenitische CrNi-Stahlsorten, unlegierter Stahl, Inconel 600	verschiedene Bauteile	schwach	
	Kerneinbauten	austenitische CrNi-Stahlsorten	Schweissnähte, Konstruktionsteile	schwach, falls verstärkte Vibrationen zufolge erhöhter Kühlmittelgeschwindigkeit in Zweiphasenströmung	
	RDB - Standzarge	unlegierter Stahl	Schweissnähte und Grundmaterial	nein	
	Speisewasser- und Dampfleitungssysteme	niedrig legierte Stahlsorten	Schweissnähte, geometrische Diskontinuitäten u. ä.	ja, erhöhte Dampf-und Wasserdurchsätze verursachen erhöhte Vibrationen resp. HCF	
	Notstromdieselgeneratoren	un- /niedrig legierter Stahl	Funktionsteile, Standardteile, Konstruktionsteile	nein	

Tab. 4-1 Wichtige Alterungsmechanismen beim SWR und ihre prinzipielle Abhängigkeit von der beantragten Leistungserhöhung (Teil 2/3)

Alterungs-mechanismus	betroffene Komponente /System	Typ. Werkstoff	Typische Angriffsstelle	prinzipiell abhängig von der Leistungserhöhung ?	mögliche Gegenmassnahmen
Zähigkeitsverlust, Versprödung *durch Neutronen*:	Reaktordruckbehälter im Kernbereich	SA 533 grd B, Schweissgut	ferritische Schweissnähte in Kernhöhe, Wärmeeinflusszone, Grundmaterial	ja, höhere Fluenzen (≥ 1 MeV) verursachen sowohl an Ferriten, als auch an Austeniten höhere Fluenz (→ höhere Sprödbruch-übergangstemperatur)	- Bestrahlungsprobenprogramm
	Kerneinbauten	austenitische CrNi-Stahlsorten	austenit. Schweissnähte, Wärmeeinflusszonen, Grundmaterial		- Inspektionen, Reparaturen?
durch Temperatur:	Armaturen und Umwälzpumpengehäuse	austenit. CrNi-Guss (z.B. CF8M)	Gebiete mit hohem δ-Ferritgehalt	nein	- Bruchmechanische Untersuchungen zum Sprödbruchverhalten - Ersatz
Abrieb, Verschleiss	Steuerstabantriebs-System	ferritische und austenitische Stahlsorten	Hülsen, Kolbenringe u.ä.	nein	- Inspektionen - Instandhaltung
	Notstromdieselgeneratoren	C-Stahl	Funktionsteile, Standardteile, Konstruktionsteile	nein	- Inspektionen - Instandhaltung
radiologisch- und thermisch induzierte Deformation (Schwellen/Schwinden/ Kriechen)	Elektrische Systeme im Strahlenfeld	Polymere	Kabelisolationen, sonstiges Isolationsmaterial	schwach	- Inspektionen - Verwendung strahlungs- und temperaturbeständigeren Materials - Abschirmung
radiologisch- und thermisch induzierte Veränderung von elektrischen Eigenschaften	Elektrische Systeme im Strahlenfeld	Polymere, Halbleiter	Kabel- und sonstige Isolationen, Elektronikbauteile	schwach	- Inspektionen - Verwendung strahlungs- und temperaturbeständigeren Materials - Abschirmung
radiologisch- und thermisch induzierte Veränderung von mechanischen Eigenschaften	Mechanische Systeme	organische Stoffe	Schmierstoffe, Betriebsmittel, Dichtungen	nein	- Inspektionen - Instandhaltung - periodischer Ersatz

Tab. 4-1 Wichtige Alterungsmechanismen beim SWR und ihre prinzipielle Abhängigkeit von der beantragten Leistungserhöhung (Teil 3/3)

Der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Erosionskorrosion wurde durch KKL untersucht. Im Primärteil der Anlage ist der Einfluss aufgrund der Materialwahl, mässiger Strömungsgeschwindigkeiten und Medientemperatur gering. Die Erosionskorrosion ist u.a. stark temperaturabhängig. Im Bereich um 160°C ist der Materialabtrag am grössten. Durch die Leistungserhöhung wird es zu einer lokalen Verlagerung dieses Temperaturbereiches - und damit der erosionskorrosionsgefährdeten Bereiche - in den Rohrleitungssystemen kommen. Das Phänomen der Erosionskorrosion ist deshalb in den erwähnten Anlagebereichen weiterhin intensiv zu beobachten und im Hinblick auf Gegenmassnahmen zu bewerten.

Spannungsrisskorrosion (SCC) an austenitischen Rohrleitungen und RDB-Einbauten

Bei einer Reihe von SWR wurden Anfang der 80iger Jahre Risse infolge von SCC an den Umwälzschleifen und anderen austenitischen Rohrleitungen festgestellt. Durch den Ersatz mit sehr kohlenstoffarmen austenitischen Stählen, einer konsequenten Verbesserung der Reaktorwasserqualität und durch Massnahmen zur Erniedrigung des radiolysebedingten Sauerstoffgehaltes (Hydrogen Water Chemistry, HWC) treten derartige Schäden heute praktisch kaum mehr auf.

Bei verschiedenen SWR-Anlagen wurden jedoch seit Anfang der 90iger Jahre Spannungskorrosionsrisse an austenitischen Kerneinbauten, vor allem an Kernmänteln entdeckt. Die Kerneinbauten dienen der Aufrechterhaltung der Kerngeometrie und der Strömungsführung des Kühlmittels. Ihre Belastung ist im Normalbetrieb gering, jedoch können sie eine wichtige Rolle bei Störfällen spielen. Die genauen Bedingungen (insbesondere der Einfluss der schnellen Neutronenfluenz) für SCC an diesen Komponenten und die künftig zu treffenden Gegenmassnahmen sind derzeit noch Gegenstand intensiver internationaler Forschung. Reparaturmassnahmen für bereits geschädigte Kernmäntel wurden von einzelnen KKW-Herstellern bereits ausgearbeitet und durchgeführt. Die Erfahrungen in verschiedenen SWR-Anlagen zeigen, dass auch in diesem Fall eine weitere Senkung des Reaktorwasser-Oxidationspotentials das wirksamste Mittel wäre, bestehende Schäden zu begrenzen und neue Risse zu vermeiden. Im KKL wurden bislang keine interkristallinen SCC-Risse im Bereich der Kerneinbauten gefunden. Trotzdem klärt KKL bereits heute Möglichkeiten und Grenzen zur Reduktion des Reaktorwasser- Oxidationspotentials ab, um dieser Schadensart vorzubeugen.

Aus aktuellem Anlass hat KKL bereits die austenitischen Kerneinbaukomponenten im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen intensiv untersucht. Falls sich die Annahme einer signifikanten Unterstützung des SCC-Phänomens durch Strahlung (IASCC, Irradiation Assisted Stress Corrosion Cracking) bestätigen sollte, so wäre davon auszugehen, dass die beantragte Leistungserhöhung eine geringfügige Erhöhung der SCC-Anfälligkeit für RDB-Einbaukomponenten nach sich zieht.

Zähigkeitsminderung des RDB-Stahles und austenitischer Stähle von Kerneinbauten

Der Fluss von hochenergetischen Neutronen (≥ 1 MeV) in die RDB-Wand ist besonders im kernnahen Bereich hoch und schädigt deshalb die Struktur des ferritischen RDB-Stahls, seiner Schweissnähte

und der Wärmeeinflusszonen. Dabei verursacht die langfristige Neutronenbestrahlung eine fortschreitende Erhöhung der Sprödbruchübergangstemperatur resp. eine Minderung der Bruchzähigkeit des RDB-Stahls. Aus diesem Grund werden periodisch bruchmechanische Untersuchungen im Rahmen des Bestrahlungsprogrammes an Materialproben aus den maximal bestrahlten Zonen des RDB durchgeführt. Anhand der neutronenfluenzabhängigen Veränderung der Zähigkeit der bruchmechanischen Proben und der Extrapolation über die Auslegungslebensdauer des RDB werden die vom Hersteller abgegebenen Auslegungsprognosen für den RDB-Stahl von Zeit zu Zeit überprüft. Die neutroneninduzierte Verschlechterung von mechanischen Eigenschaften des RDB-Stahls wird bei der BWR/6-Baulinie jedoch kaum Probleme während der Auslegungslebensdauer aufwerfen. Wegen des im Vergleich zum Standard-BWR/6 kleineren Kerns und des im Mittel grösseren Wasserspaltes sind im KKL in der kernnahen Zone des RDB die Fluenzen und damit der Versprödungsgrad geringer. Nach dem heutigen Stand der neutronenphysikalischen und bruchmechanischen Extrapolation stünde einer die Auslegungslebensdauer von 40 Jahren überschreitenden Betriebszeit des RDB aus sicherheitstechnischer Sicht nichts entgegen.

Neben dem Druckbehälter sind auch die Kerneinbauten einer gewissen Versprödung durch die hochenergetische Neutronenstrahlung unterworfen. Im Gegensatz zum Reaktordruckbehälter sind sie aus austenitischen Werkstoffen gefertigt. Über die Versprödung austenitischer Werkstoffe ist heute noch wenig bekannt, weshalb dieses Phänomen auf internationaler Ebene intensiv erforscht wird. Es gibt heute keine Hinweise darauf, dass die Versprödung von Kerneinbauten die Lebensdauer von Kernkraftwerken einschränkt.

4.1.7.2 Elektrische Ausrüstungen

Die Elektrotechnik umfasst sehr verschiedenartige Ausrüstungen, z.B. Transformer, Kabel, Schalter, Motoren, Relais, Batterien, Elektronikbausteine. Die Lebensdauer dieser Ausrüstungen liegt erfahrungsgemäss im Bereich von 10 bis 40 Jahren. Verschiedene Teilstücke von elektrischen Kabeln und Verbindungselementen im Bereich des Drywell liegen in Strahlungsfeldern und sind deshalb besonders alterungsanfällig; zudem sind sie für Prüfungen und Instandhaltungsarbeiten erschwert zugänglich (vgl. auch Tab. 4-1). 1E-Ausrüstungen wurden nach dem Standard IEEE 323 qualifiziert.

Thermische und radiologische Beanspruchungen in Gegenwart von Sauerstoff verursachen komplexe chemische Veränderungen in nahezu allen Polymerwerkstoffen, was oftmals zur mechanischen Versprödung des Isolationsmaterials und zu verändertem Widerstands-/Impedanzverhalten führen kann. Die Ergebnisse aus künstlich beschleunigten Voralterungsversuchen sind nur in begrenztem Ausmass für die realen Gegebenheiten in Reaktoranlagen repräsentativ, da sich die schädigenden Einzelursachen oftmals nicht additiv, sondern synergistisch überlagern und somit auch keine genaueren Lebensdauerprognosen zulassen.

Bedeutsam bezüglich der Alterung sind vor allem jene für die Störfallbeherrschung notwendigen elektrischen Komponenten, welche in der Anlage nicht unter Störfallbedingungen geprüft werden können und deren Eignung für mögliche zukünftige Beanspruchungen daher auf andere Weise nachgewiesen werden muss. Bei der Beurteilung solcher Komponenten hinsichtlich eines Auslegungsstörfalles müssen besonders die Auswirkungen der Dampfbeaufschlagung, der Temperaturen und Temperaturgradienten sowie Strahlungsdosen und Dosisraten berücksicht werden.

Da die ursprünglichen Eignungstests in der Regel im Zeitraffer durchgeführt wurden, was nicht in jedem Fall die tatsächlichen, im Anforderungsfall zeitlich anders ablaufenden Beanspruchungen abdeckt, ist von Zeit zu Zeit die Störfallfestigkeit dieser Komponenten mittels geeigneter Prüfmethoden nachzuweisen oder rechtzeitig ein Austausch gegen qualifizierte neue Komponenten vorzunehmen. Im geforderten Alterungsüberwachungsprogramm sollen solche Massnahmen festgelegt werden. Die beantragte Leistungserhöhung lässt eine geringfügige Beschleunigung des Alterungsverhaltens der elektrischen Komponenten im Nahbereich des RDB erwarten.

4.1.7.3 Bauten

In Kernkraftwerken gehören sicherheitsrelevante Betonbauten zu den alterungsbeständigsten Strukturen. Das Mark-III-Containment des KKL besteht im wesentlichen aus fünf Hauptkomponenten:

- Fundamentplatte aus Stahlbeton
- Reaktorgebäude aus Stahlbeton
- Sicherheitsbehälter aus niedriglegiertem Stahl mit Korrosionsschutzanstrich im Bereich des Druckabbaubeckens, Bodenauskleidung mit Wandstärke 19 mm
- Drywell aus Stahlbeton
- Druckabbaubecken aus Stahlbeton mit Stahlauskleidung (niedriglegierter Stahl mit CrNi-Stahlplattierung).

Bei diesen Bauten wird durch periodische Kontrollen und Wartungsarbeiten eine gleichbleibende Tragsicherheit und Gebrauchstauglichkeit angestrebt. Die Materialeigenschaften können sich im Laufe der Zeit positiv oder negativ verändern. So nimmt die Druckfestigkeit des Betons mit der Zeit zu, während sich andere Eigenschaftsänderungen (z.B. Korrosionsneigung der Stahlbewehrungen oder der Stahlauskleidungen) negativ auf das Bauwerk auswirken können. Aus der Vielzahl von möglichen Schadensmechanismen sind für Bauwerke von Kernkraftwerken mit freiliegender Betonoberfläche folgende von Bedeutung (vgl. hierzu Tab. 4-1):

- Rostbildung am Armierungsstahl und Betonabplatzungen aufgrund der Karbonatisierung der Betonüberdeckung
- Rissbildung durch Wettereinflüsse (Temperaturänderungen, Frost/Auftauzyklen)
- Verspröden von Fugenbändern oder Kunststoffrohren

Die im Hoch- und Tiefbau häufigsten Bauschäden wie

- Chemische Angriffe durch Salz und Luftverschmutzung infolge zu geringer Betonüberdeckungen der Armierung
- Rissbildungen infolge hoher und wechselnder Beanspruchung (Überlastung)

mit sicherheitsrelevanter Bedeutung wurden an KKW bisher nicht festgestellt.
Während Änderungsarbeiten an wichtigen Betonbauten werden Betonbohrkerne gezogen und archiviert, anhand derer allenfalls später Zustandsanalysen vorgenommen werden können.

Die Stahlteile der oben erwähnten Bauten unterliegen der periodischen Korrosionskontrolle. Bisher wurden dabei keine Schäden festgestellt.

Der heutige Zustand der sicherheitsrelevanten Stahl- und Betonbauten des KKL entspricht hinsichtlich der Tragsicherheit dem Neuzustand; ihre Gebrauchstauglichkeit wird durch den periodisch durchgeführten Unterhalt gewährleistet.

Die sicherheitsrelevanten Stahl- und Betonbauten des KKL sind aus heutiger Sicht weit über die Lebensdauer der Anlage hinaus tauglich. Die beantragte Leistungserhöhung hat keine nachteiligen Auswirkungen auf das Alterungsverhalten dieser Bauten.

4.1.7.4 Alterungsüberwachungsprogramm

Im Dezember 1991 wurden die Betreiber der schweizerischen KKW aufgefordert, ein Alterungsüberwachungsprogramm (AÜP) für ihre Anlagen zu erstellen. Dieses AÜP soll dazu dienen, die Gebrauchstauglichkeit der Bauwerke sowie die Funktionstüchtigkeit von elektrischen und mechanischen Ausrüstungen mit sicherheitstechnischer Bedeutung für einen sicheren Betrieb der Anlagen jeweils mindestens für den nächsten Betriebszyklus nachzuweisen. Das geforderte AÜP hat demnach alle Massnahmen zur rechtzeitigen Erkennung und Behebung unzulässiger Alterungseinflüsse solcher Anlagenteile zu umfassen, deren Funktion für die Sicherheit der betreffenden Kernanlage notwendig ist. Konkret versteht die HSK darunter, dass mit Hilfe des AÜP Alterungsauswirkungen, welche die Sicherheitsmargen bei Normalbetrieb und Störfällen reduzieren würden, rechtzeitig erkannt und korrigiert werden.

Das AÜP soll auf den bestehenden Instandhaltungs- und Prüfprogrammen aufbauen und diese so vervollständigen, dass alle nach dem Stand der Wissenschaft bekannten Alterungserscheinungen berücksichtigt werden. Insbesondere ist auch die Aussagefähigkeit der dabei zum Einsatz kommenden Prüfmethoden und Prüftechniken zu bewerten.

Aufgrund dieser Forderungen hat die GSKL eine KKW-übergreifende Arbeitsgruppe „AÜP" eingesetzt, die das konkrete Vorgehen zur Umsetzung dieser Aufgabe ausarbeitet. Die Arbeiten dieser GSKL-AÜP-Gruppe umfassten bisher die Benennung der bereichsspezifischen AÜP-Arbeitsteams, die Erstellung eines Katalogs der potentiellen Alterungsmechanismen sowie die Erarbeitung von Kriterien zur

Erstellung von Steckbriefen für Komponenten in Form eines KKW-übergreifenden Leitfadens. Die Ausarbeitung des eigentlichen AÜP ist Sache der einzelnen KKW.

Mittels der komponenten- oder teilebezogenen Steckbriefe sollen die Anfälligkeit und die spezifischen Auslösebedingungen für Alterungserscheinungen bei einer betrachteten Komponente erfasst werden. Der Inhalt eines Steckbriefes bildet damit die Basis für die Identifikation und Schliessung allfälliger Lücken innerhalb der betreffenden Instandhaltungs- und Prüfprogramme. Die erstellten Steckbriefe sowie die damit verbundenen Konsequenzen sind dem jeweiligen Stand der Technik nachzuführen. Signifikante Änderungen des Anlagezustandes, wie beispielsweise die beantragte Leistungserhöhung und deren Einfluss auf die Alterung bestimmter Komponenten sind bei der Erstellung der Steckbriefe abzuklären und nötigenfalls zu berücksichtigen. KKL hat bereits mit der Erarbeitung der Steckbriefe begonnen.

Die HSK verlangt, dass der Betreiber ein systematisches KKL-spezifisches Alterungsüberwachungsprogramm ausarbeitet und befolgt. Für die wichtigsten sicherheitsrelevanten Bauwerke sowie elektrische und mechanische Ausrüstungen ist ein solches Programm bis Ende 1996 vorzulegen. (Auflage)

4.1.7.5 Zusammenfassung und Beurteilung

Einer Funktionsverschlechterung resp. dem Versagen sicherheitsrelevanter Anlagestrukturen, Systeme und Komponenten zufolge werkstoffbedingter Alterungsvorgänge wird auf verschiedenen Ebenen entgegengewirkt:

- Die Auslegung, Konstruktion, Fertigung und Prüfung von Strukturen, Systemen und Komponenten erfolgt nach anerkannten Regeln und Richtlinien, unter Einbezug des Standes des Wissens bezüglich der Werkstoffalterung und ferner unter Anwendung von qualitätssichernden Massnahmen.

- Die Anlage wird im Rahmen der Auslegung entsprechend den gegebenen Vorschriften betrieben. Transiente Betriebsbedingungen werden registriert und archiviert und sollen im Hinblick auf die Alterungsüberwachung ausgewertet werden. Die zu diesem Zweck von der HSK verlangte Transientenbuchhaltung ist noch nicht vollumfänglich realisiert (Kap. 3.1.2).

- Das Instandhaltungs- und Alterungsüberwachungsprogamm beinhaltet regelmässige Funktionstests während des Betriebs sowie wiederkehrende Prüfungen, Wartung und Ersatz während der periodischen Stillstände. Die individuelle Alterungsanfälligkeit wird dabei für alle klassierten Systeme und Komponenten überprüft. Falls sich daraus Konsequenzen für die Instandhaltung ergeben, welche durch das Instandhaltungsprogramm noch nicht abgedeckt sind, muss dieses ergänzt werden.

Die sicherheitsrelevanten Betonbauten und Baustrukturen des KKL sind aufgrund ihrer massiven Bauweise und ihrer vergleichsweise geringen Beanspruchung am wenigsten alterungsgefährdet. Ein Ein-

fluss der beantragten Leistungserhöhung auf das Alterungsverhalten sicherheitsrelevanter Bauten wird nicht erwartet.

Im KKL traten bislang kaum alterungsbedingte Schäden an sicherheitsrelevanten elektrischen Komponenten auf. Die Gründe hierfür liegen einerseits darin, dass KKL ein noch relativ neues KKW ist, in welchem bereits Ausrüstungen mit einem hohen werkstofftechnischen Entwicklungsstand (Mitte 80er Jahre) zum Einsatz kamen. Weiterhin verkürzt der anhaltende Schub technologischer Entwicklung auf diesem Gebiet die mittleren Einsatzzeiten, und schliesslich ist die Austauschbarkeit elektrischer Komponenten im Vergleich zu bautechnischen und mechanischen Komponenten im allgemeinen höher. Allerdings sind Kabel und Verbindungselemente im Nahbereich des RDB nur unter erschwerten Bedingungen zugänglich, prüfbar und ersetzbar; diese zeigen unter dem Einfluss starker Temperatur- und Strahlungsfelder ein beschleunigtes Alterungsverhalten. Aus diesem Grund verlangt die HSK im AÜP die Erarbeitung von Prüfmethoden, die nicht nur über den aktuellen Alterungszustand Aufschluss geben, sondern vor allem die Störfallfestigkeit solcher bereits länger im Einsatz befindlicher Komponenten mindestens für den nächsten Zyklus nachweisen.

Die sicherheitsrelevanten mechanischen Systeme und Komponenten des KKL sind entsprechend ihrer unterschiedlichen Einsatzbedingungen einem weiten Spektrum von werkstoffbedingten Alterungseinflüssen ausgesetzt. In diesem Bereich kam es dementsprechend in der Vergangenheit auch bereits zu einigen Schäden. In den letzten Jahren hat KKL neben den Instrumenten der periodischen Funktionsprüfung und des Alterungsüberwachungsprogramms noch zusätzliche PC-unterstützte Überwachungssysteme installiert (vgl. Kap. 9.3). Diese erfassen betriebsbegleitend und routinemässig den mechanischen und funktionellen Zustand von Komponenten und Bauteilen, so dass sich auch bei alterungsbedingten Veränderungen frühzeitig Gegenmassnahmen treffen lassen.

Bedingt durch die geplante Leistungserhöhung des KKL kann für bestimmte druckführende, funktionelle und elektrische Komponenten eine beschleunigte Werkstoffalterung nicht ausgeschlossen werden. Allerdings hat eine Überprüfung der HSK in diesem Zusammenhang ergeben, dass die Leistungserhöhung im beantragten Umfang nur einen geringfügigen Einfluss auf das Alterungsverhalten sicherheitsrelevanter Komponenten haben wird.

Unter der Voraussetzung, dass KKL die betreffenden Komponenten innerhalb seiner AÜP explizit auf ein verändertes Alterungsverhalten untersucht und die Prüf- und Instandhaltungsprogramme im Bedarfsfall der veränderten Ausgangslage anpasst, ist gegen die vorgesehene LE nichts einzuwenden.

4.2 BRENNELEMENTDEFEKTE

Die Zuverlässigkeit der Brennelemente von Siedewasserreaktoren ist heutzutage sehr hoch. In den letzten Jahren lag die mittlere Schadenshäufigkeit international in der Grössenordnung von 10^{-5} pro Betriebszyklus und Brennstab. Bei ca. 50'000 im Reaktorkern des KKL befindlichen Brennstäben entspricht dies etwa einem Brennstabdefekt alle zwei Zyklen.

Da Defekte nicht völlig auszuschliessen sind, werden Kernkraftwerke innerhalb vorgegebener Grenzen für einen Betrieb mit defekten Brennelementen (BE) resp. Brennstäben (BS) ausgelegt. Gemäss den Technischen Spezifikationen (TSL) ist im KKL ein solcher Betrieb erlaubt, wenn die Aktivitätskonzentration des radioaktiven Nuklids Jod-131 im Reaktorwasser unterhalb des Grenzwertes von $1{,}1 \cdot 10^{9}$ Bq/m^3 liegt. Die Einhaltung dieses Grenzwertes gewährleistet die Einhaltung der Dosisgrenzwerte gemäss der Richtlinie HSK-R-11 auch bei Auslegungsstörfällen.

Seit Inbetriebnahme des KKL im Jahre 1984 sind insgesamt 17 BS-Defekte aufgetreten. Das entspricht einer mittleren Schadenshäufigkeit von ca. $3 \cdot 10^{-5}$ pro Betriebszyklus und Brennstab. Zur Begrenzung der radiologischen Auswirkungen beim Betrieb mit defekten BE hat der Betreiber verschiedene Gegenmassnahmen ergriffen. Diese zielten darauf ab, die Ausweitung eines Primärdefekts durch angepasste Fahrweise zu verlangsamen, denn sobald in einen Defektstab Wasser eindringen kann, wird durch Oxidation und Hydrierung das Hüllrohrmaterial (Zircaloy, Zirkonium-Innenliner) weiter geschädigt. Um das Ausmass dieser Sekundärschädigung zu verringern und Sekundärrisse möglichst zu verhindern, wurde in der vermuteten Schadensregion die Leistung lokal reduziert. In einem Zyklus reichten diese Gegenmassnahmen nicht aus, so dass eine Zwischenabstellung notwendig wurde.

Seit 1989 ist es KKL-Praxis, während der Jahresstillstände sämtliche BE des Kerns auf Defekte hin zu überprüfen, um die Zyklen defektfrei zu beginnen. Gefundene defekte BE wurden detailliert inspiziert, um die schadhaften BS zu lokalisieren und die primäre Schadensursache zu finden.

Während in den Zyklen 2 (1985/86) und 4 (1987/88) nur BS-Schäden geringen Ausmasses zu verzeichnen waren, traten in den **Zyklen 5 (1988/89) und 7 (1990/91)** erstmals BS-Schäden auf, die auch mit Freisetzung von Brennstoff in das Reaktorwasser verbunden waren. Von den Schäden waren Brennstäbe mit Innenliner der Typen GE7B und GE8B betroffen. Die beiden defekten BS wiesen ca. 40 resp. 60 cm lange axiale Hüllrohrrisse auf, wodurch Brennstoff ausgewaschen werden konnte. Auch in anderen Anlagen waren ähnliche Schäden an GE-Brennstäben zu verzeichnen. Es wurden folgende wahrscheinliche Schadensursachen und -mechanismen ermittelt:

Bei der Herstellung der Brennstäbe (in den Jahren 1986/87) sind im Hüllrohrmaterial Mikrorisse entstanden, die aufgrund damals unvollkommener Prüfmethoden nicht entdeckt wurden. Nach einem gewissen BS-Abbrand hat die thermische Ausdehnung der Brennstoff-Pellets während eines lokalen

Leistungsanstiegs (Steuerstabziehen) das Hüllrohr an der Rissposition mechanisch überbelastet und so zur Öffnung eines Mikrorisses geführt. Aufgrund geringerer Bruchzähigkeit des nach Mitte 1986 hergestellten Hüllrohrmaterials konnte sich der Riss axial stark ausbreiten. Der primäre Schadensmechanismus ist damit Pellet-Hüllrohr-Wechselwirkung (Pellet Cladding Interaction, PCI), bedingt durch verminderte Belastbarkeit des vorgeschädigten Hüllrohrmaterials. Im weiteren Schadensverlauf traten dann die oben skizzierten sekundären Schadensmechanismen auf, die zu starken Hydrierungsschäden führten (bei einem Stab war der obere Endstopfen abgebrochen).

Im **Zyklus 9 (1992/93)** traten erneut grössere BS-Schäden auf, die zur Auswaschung von Brennstoff führten. Zur Begrenzung der Freisetzung von Jod wurden vom Betreiber Gegenmassnahmen ergriffen. Dadurch wurde die Jod-131-Aktivität im Reaktorwasser auf etwa 15% des TSL-Wertes stabilisiert und eine Zwischenabstellung vermieden. Hingegen stieg die Neptunium-239-Aktivität, die ein Mass für die Brennstoffauswaschung ist, trotz dieser Massnahmen weiter an. Während des Stillstandes wurden vier defekte BE gefunden. Neben drei BE des Typs GE8B war erstmals auch ein SVEA-96-BE schadhaft.

Die Inspektion des Defektstabes im SVEA-96-Element, das erst einen Zyklus absolviert hatte, ergab als Ursache des Primärschadens Fremdkörper-Reibung. Das Schadensausmass war gering. Bei der Inspektion der drei defekten GE8B-Elemente, die bereits fünf Zyklen im Einsatz waren, wurden in zwei BE an je einem BS ca. 50 cm lange axiale Hüllrohrrisse, wie sie aus den Schäden der Zyklen 5 und 7 bekannt sind, festgestellt. Als primäre Schadensursache sind daher wiederum nicht entdeckte Fabrikationsfehler zu vermuten. Bei zwei BE kommt auch Fremdkörper-Reibung als Primärschadensursache in Betracht.

Im **Zyklus 10 (1993/94)** kam es wiederum zu grösseren BS-Schäden mit Brennstoffauswaschung. Nach zeitweiliger, durch Gegenmassnahmen erreichter Stabilisierung der Jod-131-Aktivität stieg letztere ca. drei Monate vor Zyklusende rasch auf ca. 50% des gemäss Technischen Spezifikationen zulässigen Wertes. Daraufhin nahm KKL vorsichtshalber eine Zwischenabstellung der Anlage vor, um die schadhaften Brennelemente zu entfernen. Es wurden fünf defekte BE gefunden, davon zwei SVEA-96-BE im ersten Einsatzzyklus, zwei GE10-BE im dritten Einsatzzyklus und ein GE8B-BE im fünften Einsatzzyklus.

Die Inspektion der beiden SVEA-96-BE zeigte an je einem BS unerwartet schwere Hüllrohrschäden zwischen den untersten beiden Abstandshaltern. Das Hüllrohr war in beiden Fällen über den gesamten Umfang gebrochen und in axialer Richtung aufgeweitet, so dass Brennstoff ausgewaschen wurde. An beiden Stäben konnte im Bereich der oberen Abstandshalter ein für Fremdkörper-Reibung typischer durchgehender Riss gefunden werden. Weil diese Primärdefekte bereits kurz nach Zyklusbeginn entstanden waren, kam es zu den beobachteten schweren sekundären Hydrierungsschäden. Die zwei GE10-BE befanden sich in Steuerstabzellen, deren Steuerstäbe gezogen worden waren. Bei beiden war jeweils ein BS defekt. Einer der Defektstäbe wies einen ca. 90 cm langen, axialen Hüllrohrriss auf,

beim anderen war der Riss im Entstehen. Dieser Schadensbefund sowie die eindeutige Korrelation der Rissentstehung mit dem genannten Steuerstabmanöver lassen als Primärschadensursache wiederum PCI infolge nicht entdeckter Fabrikationsfehler, ähnlich denen der defekten GE8B-BE, vermuten. Der Fabrikationszeitpunkt der GE10-BE liegt in dem Zeitraum, wo GE die Prüfung auf Hüllrohrfehler sukzessiv verbessert hat.

Die im **Zyklus 11 (1994/95)** aufgetretenen zwei BS-Defekte führten zu erneuter Auswaschung von Brennstoff. Die betroffenen Brennelemente des Typs SVEA-96 befanden sich im ersten resp. zweiten Einsatzzyklus. Bei ihrer Inspektion wurden Umfangsrisse, ähnlich denen von Zyklus 10, festgestellt.

Auf Verlangen der HSK hat KKL Kriterien erarbeitet, nach denen im Falle von BE-Defekten eine Zwischenabstellung erfolgen soll. Ein Hauptziel dieser Kriterien besteht darin, die Kontamination des Kreislaufes durch ausgewaschenen Brennstoff zu begrenzen und längerfristig abzubauen. Lässt der Verlauf der Neptunium-239-Aktivität im Reaktorwasser bis zum Zyklusende eine Brennstoffauswaschung erwarten, die erheblich über den bisher festgestellten Werten liegt, dann wird eine Zwischenabstellung vorgenommen. Die Anlage wird auch dann abgestellt, wenn die Jod-131-Aktivität 50% der TSL-Limite überschreitet.

Schlussfolgerungen

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass die im KKL in den vergangenen sechs Jahren aufgetretenen Brennelementschäden sehr wahrscheinlich durch folgende zwei Primärschadensursachen bedingt sind:

- Fabrikationsfehler bei bestimmten Chargen von GE-Brennelementen
- Fremdkörper-Reibung bei GE- und SVEA-Brennelementen

Als weitere Ursache stehen auch neue metallurgische Verfahren bei der Herstellung der Hüllrohre im Hinblick auf geringere Korrosionsrate resp. höheren Abbrand zur Diskussion. Eine Abhängigkeit der Brennelementschäden von der mittleren Leistungsdichte im Reaktorkern ist nicht erkennbar. Typisch bei den Fabrikationsfehlern ist das Entstehen langer Risse bei Steuerstabmanövern mit lokalem Leistungsanstieg an der Fehlerposition. Dadurch kommt es zur Freisetzung von Spaltprodukten und Brennstoff in das Reaktorwasser.

Da zum Zeitpunkt der Leistungserhöhung (frühestens 1996) der KKL-Kern zu über 95% aus Brennelementen des Typs SVEA-96 bestehen wird, ist die Verhinderung von Schäden bei diesem Typ ausschlaggebend. Bisher sind bei SVEA-96-Elementen keine Schäden infolge von Fabrikationsfehlern bekannt. Die dominierende Primärschadensart (ca. 65% der aufgeklärten Schäden) ist Fremdkörper-Reibung, wodurch sich, wie die Erfahrungen der Zyklen 10 und 11 belegen, sekundäre Umfangsrisse durch Hydrierung entwickeln können. Allerdings ist dabei die Brennstoffauswaschung geringer als bei langen Axialrissen. Aufzuklären ist noch, weshalb SVEA-96-Elemente, vor allem frische, anfälliger auf

Fremdkörperschäden sind. Möglicherweise spielen die Neutronenbestrahlung und der Aufbau von Oxid- und Crudschichten eine Rolle. Der ab Zyklus 11 (1994/95) begonnene Einsatz von SVEA-96-BE mit zinnlegiertem Zirkonium-Innenliner könnte das Ausmass von Sekundärschäden im Vergleich mit linerfreien BE vergrössern.

Zur Reduzierung des Risikos von Fremdkörper-Schäden hat KKL bereits ein Konzept erarbeitet und vor dem Wiederanfahren zum Zyklus 11 praktiziert. Es sieht vor, während jeder Revision für eine gründliche Reinhaltung der Systeme von Fremdkörpern zu sorgen. Um Schädigungen durch nicht gefundene Fremdkörper weitgehend zu verhindern, verlangt die HSK ab Zyklus 13 (1996/97) die Installierung von Fremdkörperfilter an den neu nachzuladenden Brennelementen.

Das Ausmass der nicht nur in KKL aufgetretenen Sekundärschäden legt die Vermutung nahe, dass eine Weiterentwicklung des Hüllrohrmaterials hinsichtlich hohem Abbrand (spezielle Wärmebehandlung) an der Art der Sekundärschäden mitbeteiligt ist. KKL wird aufgefordert, der HSK darzulegen, welche Massnahmen bei KKL und den Brennelementherstellern ergriffen werden, um das nachteilige Verhalten der Hüllrohre zu beheben. (Auflage)

4.3 OPERATIONELLER STRAHLENSCHUTZ

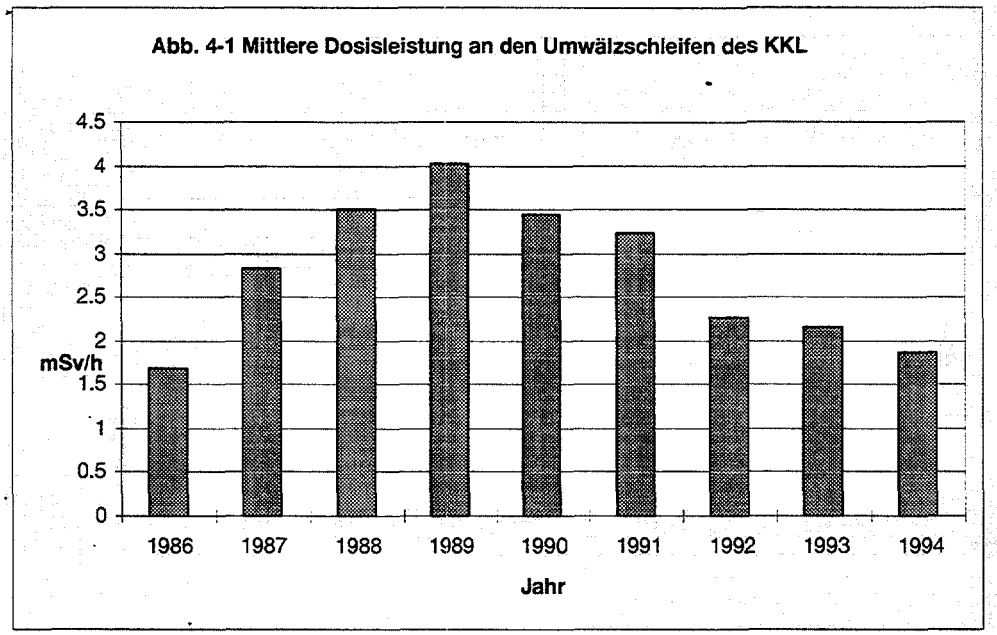
Die Anforderungen an den operationellen Strahlenschutz werden primär durch zwei Faktoren bestimmt:

- In den Stillstandsphasen werden Personendosen zum Grossteil durch abgelagertes Co-60 an den Umwälzschleifen und an anderen mit Primärwasser benetzten Leitungen und Komponenten erzeugt.
- Während der Betriebsphasen stellen die Sekundäranlagen, insbesondere das Maschinenhaus mit der dort wirksamen N-16 Strahlung eine bedeutende Strahlenquelle dar.

Während im Kap. 4.3 die bisher gemachten Erfahrungen behandelt werden, wird im Kap. 6.2 im Detail auf den Einfluss der Leistungserhöhung auf den operationellen Strahlenschutz eingegangen.$

4.3.1 Umwälzschleifen-Dosisleistung

Der Verlauf der Umwälzschleifen-Dosisleistung seit 1986 ist bei weitem nicht kontinuierlich, wie im folgenden Diagramm illustriert wird (Wert 1994 vor der in diesem Jahr durchgeführten Dekontamination):



Nach dem stetigen Anstieg 1986 bis 1989 wurden Schritte eingeleitet, um die Tendenz zu brechen und um die Personendosen niedrig zu halten:

1990: Einspeisung von $Zink_{nat.}$ zur Reduktion der Kobalt-Deposition

1992: Ersatz von $Zink_{nat.}$ durch an Zn-64 abgereichertes Zink zur Vermeidung von Zn-65 im Stillstand

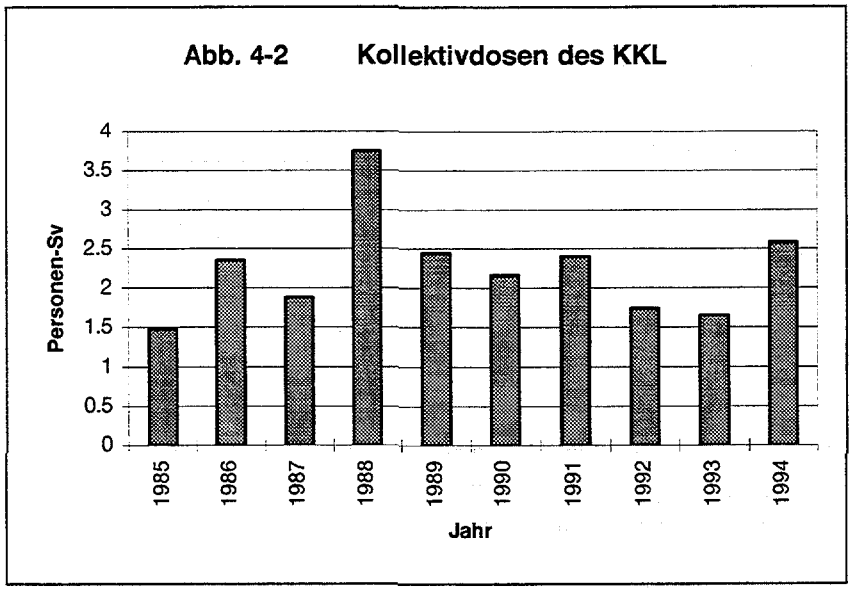
1994: Chemische Dekontamination eines Teils der Umwälzschleifen mittels „CORD"-Verfahren

Der Erfolg der verschiedenen Massnahmen zeigt sich in der Halbierung der Dosisleistung an den Umwälzschleifen in den letzten sechs Jahren. Mindestens seit 1991 folgen auch die im Drywell akkumulierten Kollektivdosen diesem Trend und haben sich wie auch die Jahres-Kollektivdosen etwa halbiert. Detailliert kann aber kaum ausgesagt werden, wieviel einzelne Massnahmen zur Dosisreduktion beigetragen haben.

4.3.2 Personendosen

Der Verlauf der Jahres-Kollektivdosen über die Betriebsjahre wird im folgenden Diagramm illustriert:

Abb. 4-2 Kollektivdosen des KKL



Das Arbeitsvolumen im Stillstand 1994 ging im Maschinenhaus deutlich über das Routineprogramm hinaus, was einen Teil des Anstiegs erklärt. Auch im Drywell erfolgten mit der Dekontaminationsaktion, umfangreichen Wiederholungsprüfungen und dem Ersatz der Kabel im Bereich unterhalb des Druckgefässes zusätzliche Arbeiten. Die Zwischenabstellung im Mai 1994 zur Auswechslung defekter Brennelemente hat dagegen mit 0,14 Personen-Sv nur wenig zur Erhöhung beigetragen. Generell zeigt sich, dass KKL in den letzten 6 Jahren (ausgenommen 1994) den neuen, zur Diskussion stehenden HSK-R-11 Richtwert von 2,5 Personen-Sv/Jahr einhalten konnte. Die mit 2,7 Personen-Sv leichte Überschreitung im Jahr 1994 ist auf die oben erwähnten umfangreichen Arbeiten zurückzuführen. Auf den Einfluss der Leistungserhöhung wird in Abschnitt 6.2 eingegangen.

4.3.3 Inkorporationsdosen

Messungen mit Hilfe einer „Quick-Counter"-Anlage erfolgen seit rund acht Jahren routinemässig für alle beruflich strahlenexponierten Personen. Während der gesamten Betriebszeit erfolgte ein dosisrelevanter Inkorporationsfall mit Co-60 und einer Folgedosis von 21 mSv. Die Spaltstoff-Freisetzung aufgrund der defekten Brennelemente führte insbesondere im Zyklus 1993/94 zu einem erhöhten potentiellen α-Inkorporationsrisiko. Umfangreiche Untersuchungen an verschiedenen Komponenten im Primär- und Sekundärkreislauf zum α-/γ-Verhältnis, ein α-Messprogramm sowie eine Luftüberwachung auf α-Kontamination insbesondere im Maschinenhaus während des Umbaus der Niederdruckturbinen 1994 zeigten aber, dass bei einer sorgfältigen Arbeitsplanung und Durchführung das Inkorporationsrisiko klein gehalten werden kann. Es traten auch 1994 keine signifikanten Inkorporationen auf.

4.3.4 Personendosen durch externe Bestrahlung

Im KKL wurde in allen Betriebsjahren nie der Grenzwert für die Personendosis von 50 mSv/Jahr gemäss der „alten" Strahlenschutzverordnung (SSVO 1976) überschritten. Der Maximalwert betrug 1988 und 1992 je 33 mSv (1992 inklusive Folgedosis aus Co-60 Inkorporation). Bereits 1993 und 1994 wurde auch der ab 1995 gemäss der neuen Strahlenschutzverordnung (StSV 1994) geltende, reduzierte Grenzwert von 20 mSv/Jahr nicht überschritten.

4.3.5 Radiologische Auswirkung der Brennelementschäden

Statistisch gesehen liegt KKL bezüglich Brennelementdefekte im Mittelfeld vergleichbarer Anlagen. Auffallend ist allerdings, dass seit dem 5. Zyklus, also seit dem Jahr 1988, immer wieder Schäden auftraten, die zur Freisetzung von Brennstoff in den Kreislauf führten (siehe Kap. 4.2). Betroffen von solchen Schäden waren die Elemente beider Hersteller, also GE und ABB, Elemente verschiedener Bauart und Elemente mit ganz verschiedenen Abbränden. Als primäre Schadensursache wird in vielen Fällen Fretting (mechanische Beschädigung des Hüllrohres durch Fremdkörper) angesehen. Der Mechanismus, der dann zu schweren Sekundärschäden mit Auswaschen von Brennstoff in den Kreislauf führt, ist im Prinzip bekannt, jedoch konnten noch keine Massnahmen zur Vermeidung resp. Begrenzung solcher Sekundärschäden ergriffen werden (Kap. 4.2).

Ist ein Schaden aufgetreten, bei welchem Brennstoff ausgewaschen wird, so müssen die Folgen der sich im Primärwasser und im Dampf akkumulierenden Spaltprodukte hinsichtlich radioaktiver Abgaben nach aussen sowie hinsichtlich der Strahlenbelastung des Personals begrenzt werden. KKL und die HSK diskutieren vor jedem Wiederanfahren der Anlage nach dem Stillstand Kriterien, um die Auswirkungen von Brennstabdefekten zu begrenzen. So wurde für den 11. Zyklus eine Konzentration von I-131 im Primärwasser festgelegt, die 50% der Limite der Technischen Spezifikationen nicht überschreiten soll. Weiters wurde die Menge freigesetzten Uranoxids, die sich voraussichtlich am Ende des Zyklus im Kreislauf befinden wird, auf 150 Gramm (bei grösserem Arbeitsprogramm im Turbinenbereich) bzw. auf 300 Gramm (bei reduziertem Arbeitsprogramm im Turbinenbereich) begrenzt. Um die Iodabgaben nach aussen tief zu halten, hat KKL die Möglichkeit geschaffen, die Abluft der mechanischen Vakuumpumpen zur Evakuierung der Kondensatoren über ein Aktivkohlefilter zu leiten. Die Massnahmen auf messtechnischem Gebiet, um Kontaminationen der Raumluft mit alphastrahlenden Nukliden rasch erkennen zu können, wurden schon im Kap. 4.3.3 beschrieben.

Nach neueren Erkenntnissen kann eine zu grosse freie Uranmenge im Primärkreislauf auch Auswirkungen auf die Dosisleistung an den Umwälzschleifen haben. Freies Uran, welches sich an Hüllrohroberflächen anlagert, kann bei der Spaltung Co-60 aus der Crud-Schicht herausschlagen. Dies führt zu einer erhöhten Co-60-Konzentration im Reaktorwasser und damit auch zu einer grösseren Co-60-Kon-

zentration in der Oxidschicht der Umwälzschleifen. Es bleibt zu untersuchen, wie weit im KKL mit der Zinkeinspeisung ein solcher Effekt auftreten kann.

Die bisherigen Erfahrungen mit dem Betrieb mit defekten Brennstäben haben gezeigt, dass zum Schutz der Umwelt und des Personals besondere Massnahmen ergriffen werden müssen. Mit diesen Massnahmen konnte der Betrieb ohne grosse Behinderung von Arbeiten und ohne unzumutbare Strahlenbelastung von Umwelt und Personal durchgeführt werden.

4.3.6 Zusammenfassung der Betriebserfahrungen im operationellen Strahlenschutz

Der operationelle Strahlenschutz im KKL ist gut organisiert und wird auf einer modernen Basis betrieben. Ein laufend verfeinertes "Jobticket"-System erlaubt heute eine sehr detaillierte Planung und Erfassung der aus einzelnen Arbeiten insbesondere während des Stillstands anfallenden Personen- und Kollektivdosen. Seit gut sechs Jahren wird mit verschiedenen technischen und organisatorischen Massnahmen auf eine Dosisreduktion hingearbeitet, und die Erfolge sind offensichtlich. Auch die Massnahmen, um Oberflächen- und Luftkontaminationen zu erfassen und Inkorporationen zu verhindern, entsprechen dem Stand der Technik.

4.4 OSART-MISSION IM KKL

Als erstes KKW der Schweiz wurde das KKL im November/Dezember 1994 einer OSART-Mission unterzogen. OSART steht für "Operational Safety Review Team", eine Gruppe von Experten (Fachleute der IAEA, aus Kernkraftwerken und Nuklearbehörden verschiedener Länder), welche auf Anforderung des Auftraggeberlandes von der IAEA zusammengestellt und beauftragt wird, die betrieblichen Abläufe und die Organisation eines KKW zu überprüfen und zu bewerten.

Das Team hält sich drei Wochen im Werk auf und verschafft sich durch das Studium der vorhandenen Dokumentationen einen Einblick in die Organisationsstruktur, die betrieblichen und die den Betrieb begleitenden Abläufe. Zusätzlich wird in ausgedehnten Befragungen von Mitarbeitern aller Kaderstufen geprüft, ob die Betriebsvorschriften und Weisungen befolgt werden und ob den Zielen und Anweisungen der Vorgesetzten (Geschäftspolitik), insbesondere in sicherheitstechnischen Aspekten, nachgelebt wird. In diesen Interviews versucht das Team zugleich einen Eindruck über das Sicherheitsbewusstsein (Safety Culture) der Mitarbeiter des Werks auf allen Ebenen zu gewinnen. Durch Beobachtungen in der Anlage gewinnen die Experten auch einen Eindruck über den technischen Gesamtzustand des Werks und die Wirksamkeit des Unterhaltskonzepts.

Mit dieser Untersuchung werden alle Bereiche von Betrieb und Organisation eines Kernkraftwerkes erfasst, wie etwa Organisationsstruktur und Führung, Betrieb, Ausbildung, Instandhaltungs- und Änderungswesen, Qualitätssicherung, Strahlenschutzmassnahmen, Notfallplanung und -bereitschaft usw.

Als Resultat werden die Schlussfolgerungen in einem OSART-Bericht dargelegt. Dieser enthält eine Beschreibung und Beurteilung der vom Team untersuchten Fachbereiche. Daraus werden besonders gut empfundene Gegebenheiten als "Good Practices" und "Good Performances" eingestuft. Auf die ermittelten Schwachstellen wird anhand von "Recommendations" und "Suggestions" hingewiesen. Dieser Schlussbericht ist öffentlich zugänglich.

Etwa 12 bis 18 Monate nach der erfolgten OSART-Mission ist ein "Follow up Visit", eine Nachprüfung durch die IAEA vorgesehen, welche der Umsetzung der Recommendations und Suggestions, d.h. der Empfehlungen und Anregungen aus dem OSART-Bericht, spezielle Beachtung schenkt.

KKL wurde vom 21. November bis 9. Dezember 1994 durch eine OSART-Mission, bestehend aus elf Experten und drei Beobachtern, überprüft. Das Team kam zu einem guten Gesamturteil über die Betriebsweise und die Organisation im KKL und erwähnt besonders, dass sich KKL einem Anlagenbetrieb auf hohem Standard und der Gewährleistung einer hohen Anlagensicherheit verpflichtet fühlt. Es räumt aber auch ein, dass zur Erhaltung dieses hohen Standes auf allen Stufen der Organisation eine selbstkritischere, mehr in Frage stellende Grundhaltung erforderlich ist und dass in gewissen Bereichen, insbesondere bei der Ausbildung und bei den periodischen Übungen, systematischer vorgegangen werden sollte. Das Team empfiehlt zudem eine gründlichere Untersuchung von Störfällen, eine systematischere Vorgehensweise bei Anlagenänderungen und eine tiefere Bearbeitung durch den Internen Sicherheits-Ausschuss (ISA).

KKL hat aufgrund der Empfehlungen und Anregungen, die im OSART-Bericht ausgesprochen wurden, einen Aktionsplan erstellt, nach dem für jeden einzelnen Punkt in den Jahren 1995/96 entsprechende Verbesserungsmassnahmen getroffen werden sollen. Die HSK hat sich diesen Aktionsplan vorstellen und erklären lassen.

Notwendige Massnahmen, welche lediglich organisatorischer Natur sind und keiner speziellen Vorbereitung bedürfen, hat KKL umgehend getroffen. Zum Beispiel tagt jetzt der ISA häufiger, mindestens einmal pro Monat, und in der neu geschaffenen Standard-Traktandenliste sind die Bemerkungen der OSART-Experten berücksichtigt. Andere Massnahmen benötigen längere Zeit zur Realisierung. Ein Beispiel ist die Schaffung einer speziellen Stelle, welche sich mit der Analyse von Störfällen befasst. Für die Durchführung dieser Analysen hat KKL eine von der IAEA entwickelte, international anerkannte Methode eingesetzt. KKL will ab 1996 die Untersuchung menschlicher Ursachen von Störfällen verstärken. Dazu sollen nicht nur die Störfälle selbst , sondern auch sogenannte "Beinahe-Ereignisse" untersucht werden, d.h. das Personal soll die Möglichkeit erhalten, eigenes Fehlverhalten zu melden, ohne persönliche Sanktionen befürchten zu müssen. Dies erlaubt Schwachstellen frühzeitig zu erkennen und zu beheben bevor sie zu einem Störfall führen.

Die HSK begrüsst das Vorgehen von KKL und wird die Realisierung der Massnahmen verfolgen. Anlässlich des "Folow up Visit" im November 1996, zu der sich KKL bereits angemeldet hat, werden zudem OSART-Experten die Einführung und die Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen überprüfen.

Die HSK hat den OSART-Bericht eingehend studiert und ist der Meinung, dass sich die Resultate der Mission weitgehend mit ihren eigenen Ansichten decken. Sie sieht darin auch eine Bestätigung und Unterstützung ihrer Anliegen. Durch die Mission sind keine gravierenden Mängel zu Tage getreten, die behördliche Forderungen nötig machen würden. Die festgestellten Verbesserungsmöglichkeiten dienen im wesentlichen einer umfassenderen Systematik und einem vertieften Sicherheitsdenken bei den Betriebsabläufen im KKL. Ausserdem konnten mehrere auch im internationalen Rahmen herausragende vorbildliche Merkmale des KKL im Bericht festgehalten werden.

4.5 INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN MIT LEISTUNGSERHÖHUNGEN IN KERNKRAFTWERKEN

Gemäss Tab. 4-2 wurden in Druck- und Siedewasser-Reaktoren (DWR und SWR) verschiedener Länder Erhöhungen der thermischen Reaktorleistung bis zu 12% durchgeführt. In Frankreich werden bei zusätzlichem Strombedarf neue Kraftwerke gebaut, weshalb die thermische Reaktorleistung nicht erhöht werden muss. In Deutschland wurde die elektrische Leistung von sechs DWR-Kernkraftwerken durch Änderung der Turbinen erhöht. Eine Erhöhung der thermischen Reaktorleistung bis 10% bedarf in Deutschland der Zustimmung der zuständigen Genehmigungsbehörde, und eine Leistungserhöhung um mehr als 10% unterliegt einem öffentlichen Einwendungsverfahren. Bisher wurde in einigen deutschen Anlagen eine geringfügige Erhöhung der thermischen Reaktorleistung genehmigt.

Im folgenden werden aufgrund von Auskünften der Sicherheitsbehörden verschiedener Länder und von Literaturangaben Betriebserfahrungen von Anlagen mit realisierten Leistungserhöhungen sowie deren Einfluss auf Reaktorsicherheit und Strahlenschutz diskutiert.

Im Rahmen der in Belgien bei einem DWR durchgeführten Leistungserhöhung wurden Auslösegrenzwerte des Reaktorschutzsystems (für das Druckhalter- und das Dampferzeugerniveau) neu festgelegt, so dass die Auslösung früher erfolgt.

In Finnland wurde bei beiden SWR-Anlagen festgestellt, dass das Neutronenrauschen (statistische Schwankungen) überproportional zur Leistungserhöhung zunahm. Zur Beherrschung langsamer Transienten wurde im Reaktorschutzsystem zusätzlich zum bisherigen Auslösesignal durch hohen Neutronenfluss ein durchflussabhängiges, gefiltertes (verzögertes und gedämpftes) Neutronenfluss-Auslösesignal eingeführt, das bei einem tieferen Grenzwert anspricht. Ein solches war im KKL schon immer vorhanden (Kap. 7.2.1.1). Weiter haben die erhöhten Durchflussraten im Frischdampf-Speisewassersystem in einem der beiden Blöcke zu einem grösseren Eisengehalt des Speisewassers infolge

erhöhter Erosionskorrosion geführt, doch haben sich daduch die radiologischen Bedingungen in der Anlage nur unwesentlich geändert.

In den Niederlanden führte die Leistungserhöhung an einem SWR zu einer überproportionalen Zunahme der Strahlendosisleistung infolge der Gamma-Direktstrahlung aus dem Maschinenhaus, was durch den erhöhten Dampfdurchfluss und die dadurch verringerte Abklingzeit der radioaktiven Nuklide im Frischdampf verursacht wurde.

In Schweden wurden Leistungserhöhungen in neun (acht SWR und ein DWR) von insgesamt zwölf Kernkraftwerken durchgeführt. Trotz dieser Leistungserhöhungen wurde keine Zunahme der Zahl der Brennstabdefekte bei Normalbetrieb festgestellt. Eine Zunahme der Vibrationen bei den Einbauten des Reaktordruckgefässes trat in einzelnen Fällen, aber nicht generell, auf. Bei einigen Anlagen haben Änderungen an den Pumpen des Umwälzsystems zu einer Verringerung der Vibrationen im Vergleich zum Zustand vor der Leistungserhöhung geführt.

Das Kernkraftwerk Gösgen (DWR) erhielt 1985 die Bewilligung für eine Leistungserhöhung von insgesamt 7%, welche aber wegen der ursprünglich unzureichenden Kenntnisse über die wasserseitige Hüllrohrkorrosion in zwei Schritten mit einem Abstand von sieben Jahren vollzogen wurde. Der zweite Schritt wurde erst durchgeführt, nachdem ein verbessertes Hüllrohr entwickelt worden war, dessen Oberfläche eine korrosionshemmende Schutzschicht aufweist. Weitere die Hüllrohrkorrosion ebenfalls reduzierende Massnahmen waren die Verlängerung der aktiven Brennstablänge um 5,3%, die zu einer Herabsetzung der kerngemittelten linearen Stableistung führte, und die Verringerung des Betriebsdrucks um 4 bar, wodurch die Siedetemperatur des Reaktorkühlmittels und damit die maximale Hüllrohr-Oberflächentemperatur gesenkt wurde.

Die für das Kernkraftwerk Mühleberg (SWR) bewilligte Leistungserhöhung von 10% wurde im Jahr 1993 in zwei Stufen von je 5% durchgeführt. Die bei beiden Leistungsstufen durchgeführten Versuche zum Anlageverhalten bei Störungen (z.B. Abschaltung der Speisewasserpumpen und der Umwälzpumpen) verliefen erfolgreich und zeigten mit einer Ausnahme das erwartete Anlageverhalten. Die Ausnahme betrifft den Versuch mit sukzessiver Abschaltung beider Umwälzpumpen, bei dem im KKM erstmals Leistungsoszillationen auftraten. Durch manuell ausgelösten Einwurf ausgewählter Steuerstäbe konnte der Reaktor stabilisiert werden. Nach der für 1996 vorgesehenen Installierung eines zusätzlichen Leistungsüberwachungssystems (TOPPS, Kap. 7.2.1.8) im KKM wird ein solcher Einwurf auch automatisch erfolgen, wenn die Ganzkern-Leistungsoszillationen den entsprechenden Auslösewert überschreiten.

Ergebnisse von Neutronenrauschmessungen in Mühleberg zeigen, dass die Standardabweichungen der LPRM- und APRM-Neutronenflussignale, bezogen auf die jeweilige Reaktornennleistung vor und nach der Leistungserhöhung, praktisch unverändert bleiben und maximale Werte von 1,1% aufweisen. Das Neutronenrauschen wurde somit durch die Leistungserhöhung nicht überproportional beeinflusst.

Am Zaun des Areals konnte nur im Bereich des Maschinenhauses eine Erhöhung der Ortsdosisleistung durch die Direktstrahlung aus dem Maschinenhaus infolge der Leistungserhöhung festgestellt werden. Der Einfluss liegt im Rahmen der Messgenauigkeit etwa proportional zur Leistungserhöhung. Der bisherige Betrieb bei erhöhter Reaktorleistung gab zu keinen Beanstandungen Anlass.

Die meisten Siedewasserreaktoren von General Electric können aufgrund der Kapazität ihrer Ausrüstungen einen Dampfdurchfluss von mindestens 105% des ursprünglichen Nennwertes aufnehmen. Im KKL (BWR/6) und in sieben BWR/3-Anlagen in USA wurde noch während der Inbetriebnahme oder kurz danach eine Leistungserhöhung bis zu 5% zugelassen, da die ursprünglichen Sicherheitsanalysen bereits für die erhöhte Leistung durchgeführt worden waren. Erhöhungen der thermischen Reaktorleistung von bis zu 5% wurden zudem nachträglich für fünf weitere Siedewasser-Reaktoranlagen in Spanien und den USA bewilligt. In den USA wird bei Leistungserhöhungen bis zu 5% meistens ein vereinfachtes Verfahren ohne öffentliche Anhörung durchgeführt.

Die Möglichkeiten für weitere Leistungserhöhungen bis zu 20% werden zur Zeit für Kernkraftwerke in Japan, Schweden, Spanien und USA geprüft. In Finnland ist eine entsprechende Entscheidung bereits gefallen; in beiden SWR-Anlagen soll die thermische Leistung um je 20% erhöht werden.

Die durchgeführten Leistungserhöhungen haben in einzelnen Fällen Änderungen in Sicherheitssystemen, insbesondere im Reaktorschutzsystem, erforderlich gemacht. Probleme, die den sicheren Betrieb der Anlagen bei erhöhter Leistung in Frage gestellt hätten, sind nicht bekannt geworden.

Tab. 4-2 Beispiele für realisierte Leistungserhöhungen

Land	Anlage	Reaktortyp	Erhöhung der thermischen Reaktorleistung (%)	Jahr
Belgien	Doel 3	DWR	10	1993
Deutschland	Neckarwestheim 2	DWR	2,2	1991
	Philippsburg 2	DWR	2,2	1992
Finnland	TVO I und II	SWR	8	1984
Niederlande	Dodewaard	SWR	12	1982
Schweden	Barsebäck 1 und 2	SWR	5.9	1985
	Forsmark 1 und 2	SWR	8	1986
	Forsmark 3	SWR	9	1986
	Oskarshamn 2	SWR	5.9	1982
	Oskarshamn 3	SWR	8.9	1982
	Ringhals 1	SWR	10.1	1989
	Ringhals 2	DWR	9.0	1990
Schweiz	Gösgen	DWR	3.3	1985
			3.5	1992
	Leibstadt	BWR/6	4.2	1984
	Mühleberg	BWR/4	5.3	1976
			10	1993
Spanien	Cofrentes	BWR/6	2	1988
USA [a]	Duane Arnold	BWR/4	5	1984
	Fermi 2	BWR/4	5	1992
	Peach Bottom 2	BWR/4	5	1994
	Susquehanna 2	BWR/4	5	1994

[a] Eine Leistungserhöhung bis zu 5% wurde zudem in sieben BWR/3-Anlagen noch während der ursprünglichen Inbetriebnahme bewilligt.

5. AUSLEGUNG UND AUSFÜHRUNG DER SICHERHEITSTECHNISCH WICHTIGEN ANLAGETEILE

5.1 AUSLEGUNG UND ÜBERWACHUNG DES REAKTORKERNS

5.1.1 Kernauslegung

5.1.1.1 Reaktorkern und Brennelemente

Der KKL-Reaktorkern enthält 648 Brennelemente. Im Vergleich dazu enthält der Reaktorkern der Standard-BWR/6-Anlage bei gleicher Grösse des Reaktordruckbehälters 100 Brennelemente mehr (Abb. 5-1). Im KKL ergibt sich mit einem Gitterabstand der Brennelemente von 0,1524 m und einer aktiven Höhe von 3,81 m bei der bisherigen Reaktorleistung von 3138 MW_{th} eine mittlere Leistungsdichte im Kern von 54,7 MW/m^3, bei der um 14,7% erhöhten Reaktorleistung von 3600 MW_{th} eine mittlere Leistungsdichte von 62,8 MW/m^3. Bisher wurde die höchste mittlere Leistungsdichte in einem Siedewasserreaktor im Kernkraftwerk Gundremmingen mit 56,8 MW/m^3 verwirklicht.

Die mittlere Leistungsdichte im Kern ist kein Sicherheits- oder Betriebsgrenzwert. Hingegen werden für die eingesetzten Brennelementtypen Sicherheits- und Betriebsgrenzwerte für die lineare Stableistung (Linear Heat Generation Rate, LHGR) und das kritische Leistungsverhältnis (Critical Power Ratio, CPR) festgelegt. Auch nach der Leistungserhöhung müssen alle Brennelemente unter Einhaltung ihrer unverändert gültigen Grenzwerte betrieben werden. Allenfalls besteht bei erhöhter mittlerer Leistungsdichte im Kern weniger Flexibilität bei der Kernauslegung und beim Reaktorbetrieb, so dass unter Umständen nicht zu jedem Zeitpunkt während eines Zyklus Vollastbetrieb möglich ist. Eine erhöhte mittlere Leistungsdichte im Kern kann erreicht werden, indem zusätzliche, dank neuer Brennelemententwicklung gewonnene Reserven zu den Betriebsgrenzwerten ausgenützt werden und der Kern mit einer flacheren radialen Leistungsverteilung betrieben wird. Nach einer Leistungserhöhung wird bei unveränderter Zykluslänge der mittlere Kernabbrand pro Zyklus ansteigen. Die dazu benötigte höhere Überschussreaktivität bei Zyklusbeginn kann verwirklicht werden, indem eine grössere Anzahl frischer Brennelemente zugeladen bzw. die Brennstoffanreicherung erhöht wird. Nach der beantragten Leistungserhöhung bleibt der Kühlmitteldurchsatz durch den Reaktorkern etwa unverändert, so dass der mittlere volumetrische Dampfblasengehalt im Kern und die Kühlmittelgeschwindigkeit am Kernaustritt ansteigen werden.

Mit Zyklus 8 (1991/92) begann der Einsatz von (10x10)-Brennelementen des von der Firma Asea Brown Boveri Atom (ABB) in Schweden hergestellten Typs SVEA-96, dessen Brennstäbe keinen Innenliner besitzen. Diese Brennelemente enthalten 96 Brennstäbe, welche in vier Unterbündeln mit je

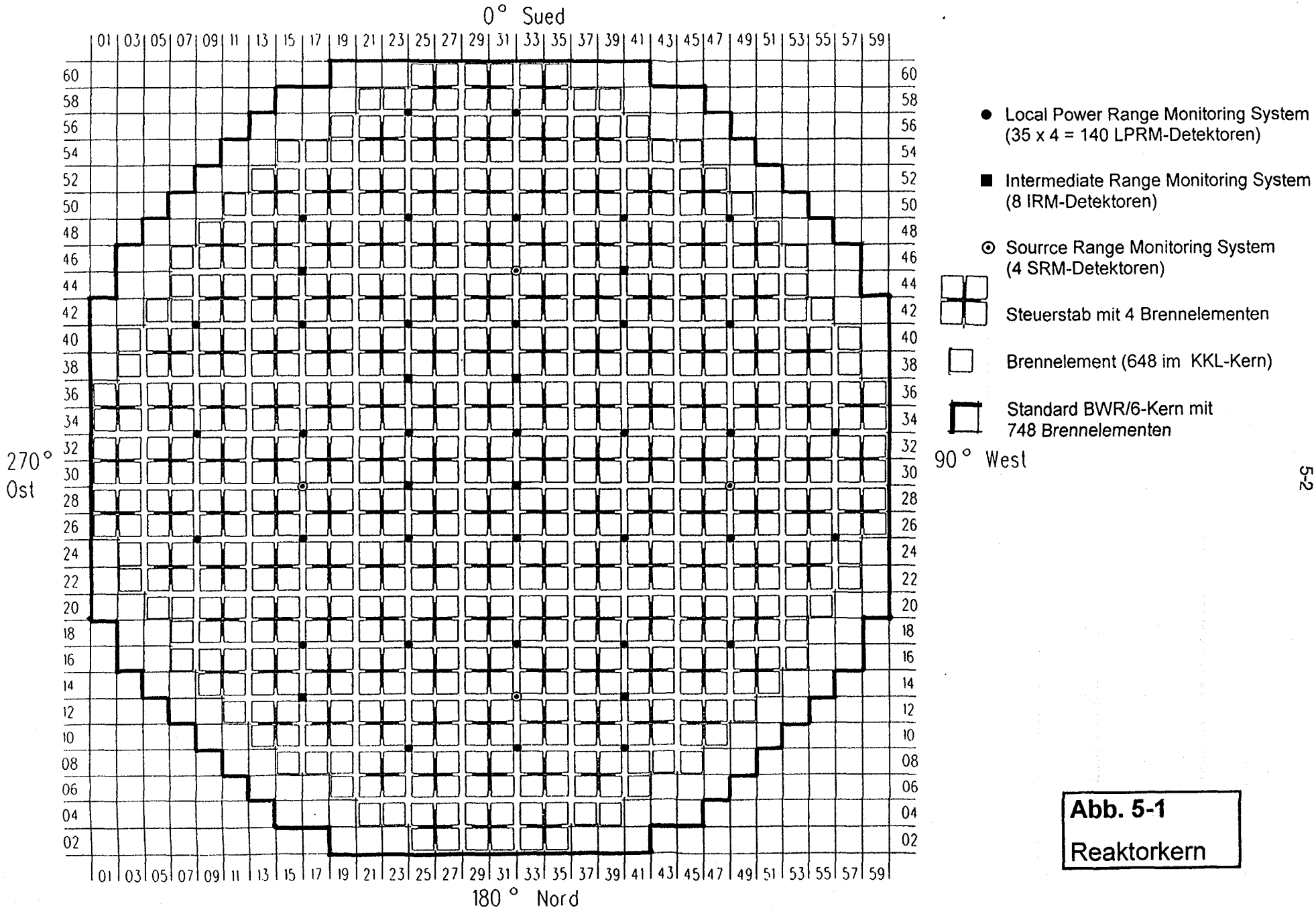


Abb. 5-1
Reaktorkern

SVEA-96 KKL

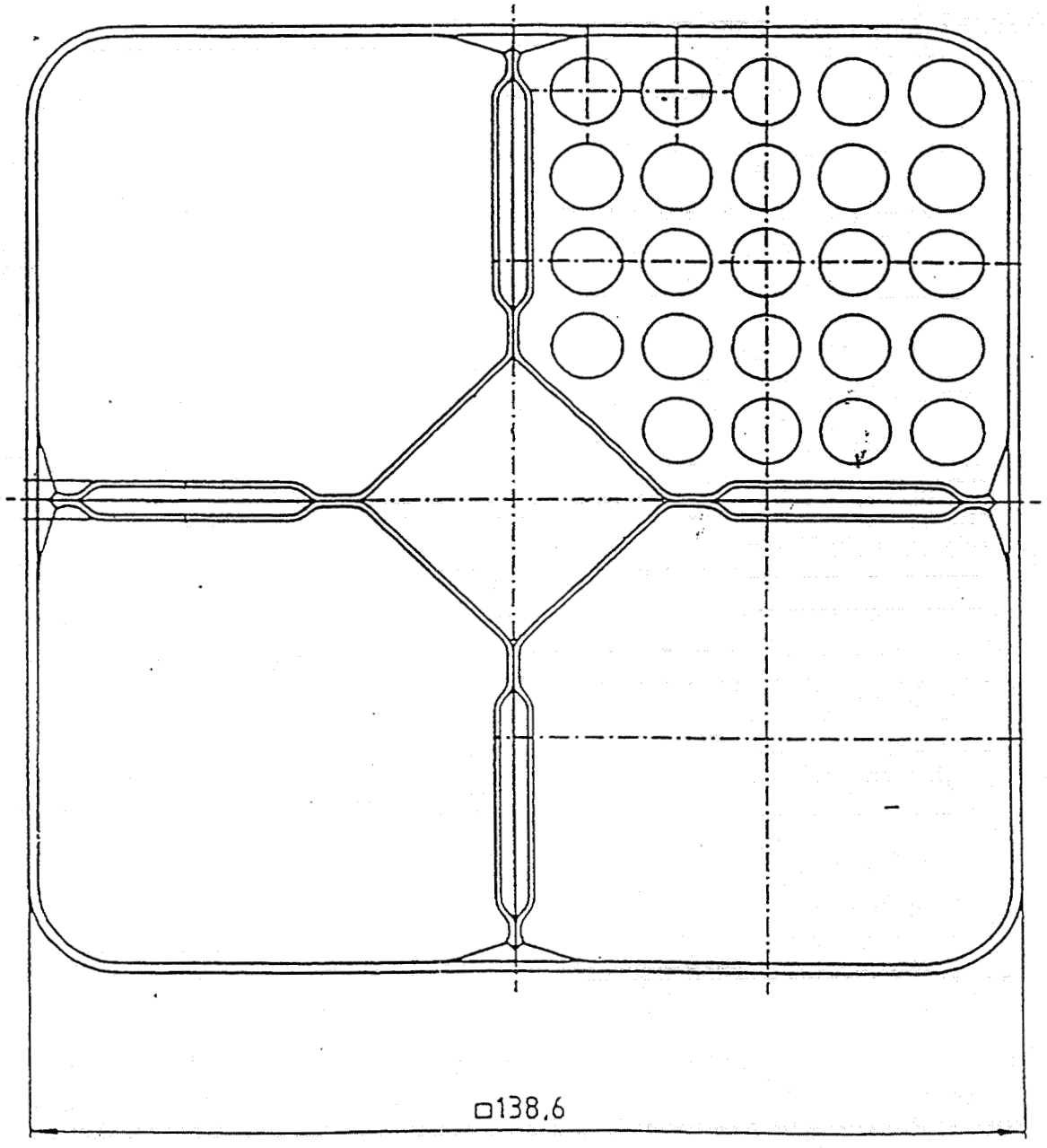


Abb. 5-2
SVEA-96 Brennelement

5x5-1 Brennstäben angeordnet sind (Abb. 5-2). Ab Zyklus 11 (1994/95) wird die Typmodifikation SVEA-96+/L eingesetzt, die aufgrund eines zusätzlichen siebten Abstandhalters ein verbessertes Dry-out-Verhalten (d.h. Filmsieden tritt erst bei höherer Leistung ein) und zinnlegierte Zirkonium-Innenliner aufweist. Im Zyklus 12 (1995/96) enthält der Kern noch etwa 80 Brennelemente des früheren Lieferanten (General Electric).

5.1.1.2 Auslegung der Brennelemente, der Brennstäbe und des Kerns

Unabhängig von der Reaktorleistung ist die Anlage so auszulegen, dass die folgenden Kriterien für die Auslegung des Reaktorkerns[1] und die folgenden radiologischen Grenzwerte[2] eingehalten werden:

- Im Normalbetrieb und bei Störfällen der Ereigniskategorie 1 (Betriebsstörung) sollen keine störfallbedingten Hüllrohrschäden auftreten, welche zu einer Freisetzung radioaktiver Stoffe ins Reaktorkühlmittel führen; für Einzelpersonen der Bevölkerung in der Umgebung darf die Dosis von 0,2 mSv/Jahr nicht überschritten werden.

- Bei Störfällen der Ereigniskategorie 2 (Störfälle mit kleiner Eintrittshäufigkeit) soll die Anzahl der beschädigten Hüllrohre begrenzt bleiben; für Einzelpersonen der Bevölkerung in der Umgebung darf die Dosis von 1 mSv pro Ereignis nicht überschritten werden.

- Bei Störfällen der Ereigniskategorie 3 (Störfälle mit sehr kleiner Eintrittshäufigkeit, welche die begrenzenden Anforderungen an die Anlage stellen) soll die Kühlbarkeit des Kerns gewährleistet bleiben; für Einzelpersonen der Bevölkerung in der Umgebung darf die Dosis von 100 mSv pro Ereignis nicht überschritten werden.

Aus diesen grundlegenden Auslegungskriterien ergeben sich die Sicherheitsanforderungen an die Brennstäbe, die Brennelemente und den Reaktorkern. Im folgenden werden diese Sicherheitsanforderungen, die daraus abgeleiteten Sicherheits- und Betriebsgrenzwerte sowie deren Einhaltung nach der beantragten Leistungserhöhung diskutiert.

Die **thermomechanische Auslegung der Brennstäbe** muss so erfolgen, dass im Normalbetrieb die festgelegten Auslegungsgrenzwerte für den Brennstabinnendruck, die Hüllrohr-Gesamtdehnung (axial und radial), die Hüllrohrspannungen, die Hüllrohrkorrosion und die Wasserstoffaufnahme im Hüllrohr eingehalten werden. Zudem muss bei Betriebsstörungen lokales Brennstoffschmelzen vermieden werden und die Hüllrohr-Umfangsdehnung auf maximal 1% begrenzt bleiben. Für das Brennstabverhalten bei ausreichender Kühlung mit Einhaltung des CPR-Betriebsgrenzwerts ist die lineare Stableistung

---

1 HSK-Richtlinie R-100: Anlagezustände eines Kernkraftwerks (Juni 1987)

2 HSK-Richtlinie R-11: Ziele für den Schutz von Personen vor ionisierender Strahlung im Bereich von Kernkraftwerken (Mai 1980)

(LHGR) die massgebende Zustandsgrösse, da sie die Brennstofftemperatur und damit die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Brennstoffs bestimmt. Für die Brennstäbe des SVEA96-Brennelements wurde vom Lieferanten eine bis zu einem lokalen Abbrand pro Pellet von 65 MWd/kgU gültige LHGR-Betriebsgrenzwertkurve festgelegt, welche die in den zukünftigen Betriebszyklen zu erwartenden Brennstab-Leistungsgeschichten abdeckt. Der LHGR-Grenzwert nimmt mit wachsendem Abbrand stetig ab. Für neue Brennelemente ist ein Maximalwert von 44 kW/m zulässig. Es wurde gezeigt, dass die oben erwähnten Brennstab-Auslegungsgrenzwerte eingehalten werden, sofern die lineare Stableistung unterhalb des abbrandabhängigen LHGR-Betriebsgrenzwerts liegt, der auch nach der beantragten Leistungserhöhung unverändert gültig bleibt.

Das **Brennelement** muss so ausgelegt werden, dass im Normalbetrieb, bei Betriebsstörungen sowie bei der Handhabung und Lagerung keine mechanischen Defekte oder geometrischen Veränderungen auftreten, welche seinen weiteren Einsatz im Kern verunmöglichen. Zu diesem Zweck muss gezeigt werden, dass festgelegte Kriterien für Spannungen, Dehnungen, Niederhaltekraft und Ermüdung von Strukturkomponenten und von Abstandhaltern, insbesondere deren Federn, sowie für Dimensionsänderungen im Brennelement eingehalten werden. Im Rahmen der Auslegung der Brennelemente wurde gezeigt, dass die Auslegungskriterien bis zu einem vom Brennelementtyp abhängigen Maximalwert des mittleren Brennelementabbrands (zur Zeit 51 MWd/kgU für SVEA96-Brennelemente) eingehalten werden.

Mit der zyklusspezifischen **nuklearen und thermohydraulischen Kernanalyse** ist die Einhaltung folgender Auslegungsgrenzwerte nachzuweisen:

- Die vom Brennelementtyp abbhängigen Grenzwerte für den mittleren Brennelementabbrand resp. den lokalen Abbrand pro Pellet (zur Zeit 51 MWd/kgU resp. 65 MWd/kgU für SVEA96-Brennelemente) dürfen nicht überschritten werden. Für den Störfall "Steuerstabfall" ist ein zusätzlicher Nachweis über die Zulässigkeit des abbrandabhängigen Energieeintrags vorzulegen (Kap. 7.2.1).

- Die lineare Brennstableistung darf im Normalbetrieb den abbrandabhängigen LHGR-Betriebsgrenzwert nicht überschreiten.

- Das minimale kritische Leistungsverhältnis im Kern (Minimum Critical Power Ratio, MCPR) darf im Normalbetrieb den zyklusabhängigen Betriebsgrenzwert (Operating Limit Minimum Critical Power Ratio, OLMCPR) nicht unterschreiten.

- Das MCPR darf während Betriebsstörungen den zyklusabhängigen Sicherheitsgrenzwert (Safety Limit Minimum Critical Power Ratio, SLMCPR) nicht unterschreiten.

Um zu untersuchen, ob diese Auslegungskriterien für den Reaktorkern auch nach der Leistungserhöhung erfüllt werden können, hat ABB einen für die beantragte Reaktorleistung von 3600 MW_{th} repräsentativen Betriebszyklus mit einem aus SVEA-96-Brennelementen zusammengesetzten Kern

(Referenzkern) untersucht. Tab. 5-1 vergleicht die massgebenden Kernauslegungsparameter des für die erhöhte Reaktorleistung von 3600 MW_{th} repräsentativen Referenzkerns mit entsprechenden Werten des 11. Betriebszyklus (1994/95) und den Auslegungsgrenzwerten. Daraus geht hervor, dass nach der Leistungserhöhung die heute gültigen Grenzwerte für den mittleren Brennelementabbrand von 51 MWd/kgU und den lokalen Abbrand pro Pellet von 65 MWd/kgU nicht überschritten werden; zudem liegt die lineare Stableistung immer unterhalb der LHGR-Betriebsgrenzwertkurve. Somit können die Brennelement- und Brennstab-Auslegungskriterien auch nach der Leistungserhöhung eingehalten werden.

Tab. 5-1 Kernauslegungsparameter für die bisherige und die erhöhte Reaktorleistung (BE-spezifische Werte gelten für SVEA-96-Brennelemente)

Parameter	**Masseinheit**	**Zyklus 11 (1994/95): 3138 MW_{th}**	**Referenzkern[1]: 3600 MW_{th}**	**Auslegungs-grenzwert**
Maximaler BE-Abbrand	MWd/kgU	42	51	≤ 51
Maximaler lokaler Abbrand pro Pellet	MWd/kgU	52	65	≤ 65
Minimaler Abstand zum Betriebs-grenzwert für die lineare Stableistung während des Zyklus	%	20	11	≥ 0
SLMCPR	-	1,10	1,11	zyklusabhängig
OLMCPR	-	1,17	1,17	zyklusabhängig
Minimaler Abstand zu OLMCPR während des Zyklus	-	0,09	0,01	≥ 0

[1] Referenzkern, der die Machbarkeit der Leistungserhöhung zeigt

Das kritische Leistungsverhältnis eines Brennelements (CPR) ist definiert als das Verhältnis der kritischen Brennelementleistung P_{krit} (Brennelementleistung, bei der Filmsieden auftritt) zur tatsächlichen Brennelementleistung P_{tat}:

$$CPR = P_{krit} / P_{tat}$$

Der Sicherheitsgrenzwert für das kritische Leistungsverhältnis (SLMCPR) ist so festgelegt, dass bei den betrachteten Betriebsstörungen an mindestens 99,9 % der Brennstäbe des Kerns kein Filmsieden auftritt[3]. Zur Bestimmung des SLMCPR-Wertes werden Kernberechnungen mit für Betriebsstörungen typischen Randbedingungen durchgeführt. Nach einer Leistungserhöhung werden wegen der zu erwartenden radial flacheren Leistungsverteilung mehr Brennelemente eine höhere Leistung aufweisen.

---

[3] NRC Standard Review Plan, Chapter 4.2, Rev. 2 (July 1981)

Damit sich die Wahrscheinlichkeit, dass in einem Brennstab während einer Betriebsstörung kein Filmsieden auftritt, nicht ändert, muss deshalb der CPR-Sicherheitsgrenzwert unter Umständen erhöht werden. Die durchgeführten Analysen zeigen gemäss Tab. 5-1, dass der CPR-Sicherheitsgrenzwert von SVEA96-Brennelementen nach einer allfälligen Leistungserhöhung leicht (um ca. 0,01) auf einen Wert von 1,11 ansteigen dürfte.

Der Betriebsgrenzwert für das kritische Leistungsverhältnis (OLMCPR) ist definiert als Summe aus dem CPR-Sicherheitsgrenzwert (SLMCPR) und der maximalen CPR-Abnahme während Betriebsstörungen (ΔCPR). Für den bei der Reaktorleistung von 3600 MW_{th} untersuchten Referenzkern ergibt sich mit SLMCPR = 1,11 und ΔCPR = 0,06 ein CPR-Betriebsgrenzwert von 1,17. Die Auslegungsrechnungen zeigen, dass das minimale CPR dieses Kerns während des Zyklus nicht unter 1,18 fällt und damit immer oberhalb des CPR-Betriebsgrenzwerts liegt.

Anhand der Analyse für den aus SVEA-96-Brennelementen bestehenden Referenzkern wurde somit gezeigt, dass sämtliche thermomechanischen, thermohydraulischen und nuklearen Sicherheits- und Betriebsgrenzwerte des Reaktorkerns auch bei der erhöhten Reaktorleistung von 3600 MW_{th} eingehalten werden können. Damit ist die Machbarkeit der Leistungserhöhung aus der Sicht der Kernauslegung rechnerisch nachgewiesen. Um die Einhaltung aller Sicherheitsgrenzwerte zu bestätigen, muss die nukleare und thermohydraulische Auslegung des Reaktorkerns wie bis anhin vor jedem Zyklus erneut durchgeführt werden. Sie ist eine Voraussetzung für das Wiederanfahren nach einem Revisionsstillstand und wird von der HSK detailliert überprüft. Unabhängig von den Vorausrechnungen ist für den Betrieb die Kernüberwachung massgebend; gegebenenfalls wird sie die thermische Reaktorleistung begrenzen.

5.1.2 Kernüberwachung

Um die Einhaltung der bei den Störfallanalysen angenommenen Anfangsbedingungen sicherzustellen, wird mittels der Kernüberwachung die Einhaltung der thermischen Betriebsgrenzwerte der Brennelemente (LHGR und CPR) laufend überprüft. Eine Verletzung eines Betriebsgrenzwerts wird im Hauptkommandoraum durch akustische und optische Alarme angezeigt.

Bei den Analysen der Kühlmittelverluststörfälle (Loss of Coolant Accident, LOCA) wird vorausgesetzt, dass bei Störfallbeginn der vom Abbrand und Brennelementtyp abhängige Betriebsgrenzwert für die über den Brennelementquerschnitt gemittelte lineare Stableistung (Average Planar Linear Heat Generation Rate, APLHGR) eingehalten ist. Der APLHGR-Betriebsgrenzwert ist über das Verhältnis der maximalen zur mittleren Stableistung mit dem LHGR-Betriebsgrenzwert verknüpft. Dieser wird aufgrund der thermomechanischen Brennstabbelastung festgelegt. Da bei einem Kühlmittelverluststörfall ein grosser Abstand zur zulässigen Hüllrohrtemperatur berechnet wurde (Kap. 7.2.3), ist es nicht nötig, einen besonderen, aufgrund der LOCA-Analysen festzulegenden APLHGR-Betriebsgrenzwert zu definieren und dessen Einhaltung zu überwachen.

Die Kernüberwachung im KKL beruht einerseits auf den Messwerten der 140 über den Reaktorkern verteilten LPRM-Neutronenflussdetektoren (Local Power Range Monitor, Neutronenflussmessung für den Leistungsbereich) und anderseits auf den Rechenergebnissen eines dreidimensionalen, stationären Kernanalyseprogramms (Kernsimulator). Das LPRM-Messystem umfasst 35 Messkanäle (Abb. 5-1), wobei in jedem Messkanal vier LPRM-Spaltkammern übereinander angeordnet sind. Die LPRM-Detektoren werden in Abständen von drei bis vier Wochen mit dem TIP-Messystem (Traversing Incore Probe System, Messung der Neutronenflussverteilung mittels fahrbarer Gammadetektoren) neu kalibriert. In den Gammadetektoren des TIP-Messystems werden Ionisationsimpulse von Elektronen ausgenützt, die durch Gamma-Wechselwirkung in den Detektor-Elektroden erzeugt werden. Die Messunsicherheit der Gamma-TIP-Detektoren beträgt ca. 1,5%.

Seit Beginn des 8. Betriebszyklus (d.h. seit September 1991) wird die bei der Kernüberwachung verwendete dreidimensionale Leistungsverteilung im Kern mittels eines gegen Messwerte aus früheren KKL-Zyklen qualifizierten und von der HSK überprüften und zum Einsatz freigegebenen Kernsimulators berechnet. Eingabegrössen des Kernsimulators sind die thermische Reaktorleistung, der Reaktordruck sowie der Durchsatz und die Eintrittstemperatur des Kühlmittels durch den Kern. Diese Grössen werden gemessen oder aus Massen- und Wärmebilanzen im Primärsystem unter Verwendung verschiedener Messgrössen (z.B. Speisewasserdurchsatz, Speisewassertemperatur, Reaktordruck) abgeleitet. Bis zum Ende von Zyklus 7 war die zur Kernüberwachung benötigte Leistungsverteilung jeweils aus den aktuellen LPRM-Messwerten und aus Rechengrössen bestimmt worden, die für den betreffenden Zyklus im voraus berechnet wurden. Demgegenüber wird mit dem Kernsimulator der aktuelle Betriebszustand des Reaktorkerns (z.B. Abbrandverteilung in den Brennelementen und Steuerstabstellung) berücksichtigt, was eine genauere Bestimmung der Leistungsverteilung ermöglicht.

Im KKL werden der Kernsimulator und die LPRM-Detektoren bei der Kernüberwachung wie folgt benützt:

- Jede Stunde sowie nach einer wesentlichen Änderung der Reaktorleistung, des Kerndurchsatzes oder der Steuerstabstellungen wird automatisch eine neue Kernberechnung durchgeführt. Bei Verletzung eines Betriebsgrenzwerts wird im Hauptkommandoraum ein Alarm ausgelöst.

- Vor jeder geplanten grösseren Leistungsänderung oder vor jeder Änderung der Steuerstabstellungen führt ein Nuklearingenieur eine neue Kernberechnung durch, um sicherzustellen, dass die geplante Zustandsänderung nicht zu einer Verletzung eines Betriebsgrenzwertes führt.

- Um die Einhaltung der thermischen Betriebsgrenzwerte des Reaktorkerns auch im Verlaufe von Leistungsänderungen sicherzustellen, führt ein Nuklearingenieur häufig Kernberechnungen durch, insbesondere um sicherzustellen, das die Betriebsgrenzwerte auch infolge der auftretenden Xenontransiente eingehalten werden. Die Auswirkungen der Leistungserhöhung auf die erforderlichen Handlungen des Betriebspersonals werden in Kap. 6.4 diskutiert.

- Nach jeder Kernberechnung werden mit dem Kernsimulator die in jedem Brennelement vorhandenen Abstände zu den LHGR- und CPR-Betriebsgrenzwerten berechnet, und daraus werden für jeden einzelnen LPRM-Detektor Alarmgrenzwerte bestimmt. Die aktuellen LPRM-Messwerte werden in Abständen von einer Minute mit diesen Alarmgrenzwerten verglichen. Damit ist eine praktisch kontinuierliche Überwachung der Betriebsgrenzwerte aufgrund der LPRM-Messwerte gewährleistet.

- Nach jeder Kernberechnung wird für jeden LPRM-Detektor der zu erwartende Messwert berechnet und mit dem aktuellen Messwert verglichen. Als Richtwerte für zulässige Abweichungen zwischen Messung und Rechnung werden eine globale Abweichung von 5% (berechnet als Standardabweichung der prozentualen Abweichungen aller LPRM-Detektoren) und eine maximale Abweichung eines einzelnen LPRM-Detektors von 10% angenommen. Das Überschreiten eines dieser Richtwerte löst im Hauptkommandoraum einen Alarm aus. Ursachen könnten ein Ausfall eines LPRM-Detektors, eine notwendig gewordene Neukalibrierung der LPRM-Detektoren oder Mängel bei der durchgeführten Kernberechnung (z.B. fehlerhafte Eingabegrössen) sein. In einem solchen Fall würde ein Nuklearingenieur die Ursache für die zu grosse Abweichung zwischen Rechnung und Messung abklären und, wenn nötig, Massnahmen einleiten. Es besteht die Möglichkeit, die mit dem Kernsimulator berechnete Leistungsverteilung an die LPRM- und TIP-Messwerte anzupassen oder Sicherheitsabstände zu den LHGR- und CPR-Betriebsgrenzwerten einzuführen.

Die Rechengenauigkeit des Kernsimulators wird anhand der Messungen der Neutronenflussverteilung mittels des TIP-Messsystems mehrmals während eines Zyklus überprüft. Aufgrund der Nachrechnung der ersten sechs Betriebszyklen wurden folgende Richtwerte für die zulässigen Abweichungen zwischen berechneten und gemessenen TIP-Daten festgelegt:

- Dreidimensionale TIP-Verteilung: Standardabweichung ≤ 7 %
- Axial integrierte TIP-Verteilung: Standardabweichung ≤ 3 %

Diese zulässigen Abweichungen sind kleiner als entsprechende Rechenunsicherheiten (Standardabweichungen) von 12 resp. 3,8%, die bei der Brennstabauslegung und den Transientenanalysen für die lineare Stableistung resp. die Brennelementleistung angenommen wurden. Eine Überschreitung der obigen Richtwerte wird auf dem Bildschirm des Kernüberwachungsrechners angezeigt. In einem solchen Fall wird der bei einer TIP-Messung anwesende Nuklearingenieur die Ursache abklären und, wenn nötig, eine der oben erwähnten Massnahmen (Anpassung der berechneten Leistungsverteilung an die LPRM- und TIP-Messwerte oder Einführung von Sicherheitsabständen zu den Betriebsgrenzwerten) ergreifen.

Die HSK stellt fest, dass die Kernüberwachung des KKL sich wesentlich auf die Ergebnisse des verwendeten Kernsimulators abstützt. Dessen Rechengenauigkeit wird durch die vorgenommenen Vergleiche mit den LPRM- und TIP-Messwerten ständig und umfassend überprüft. Bei den LPRM-Daten traten unzulässige Abweichungen zwischen Rechnung und Messung bisher nur auf, wenn LPRM-Detektoren neu kalibriert werden mussten, und bei den TIP-Daten wurden die Richtwerte für die Re-

chengenauigkeit bisher immer eingehalten. Somit kann die Betriebserfahrung mit der Kernüberwachung des KKL als gut bezeichnet werden. Da die Kernüberwachung nicht von der Höhe der Reaktorleistung abhängt, wird das oben beschriebene Vorgehen auch nach der beantragten Leistungserhöhung beibehalten.

5.2 NUKLEARES DAMPFERZEUGUNGSSYSTEM

5.2.1 Reaktordruckbehälter und Einbauten

5.2.1.1 Reaktordruckbehälter

Der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Beanspruchung des RDB wurde untersucht. Neue Transienten oder Lastfälle treten durch die Leistungserhöhung nicht auf. Einzig Druck und Temperatur des Dampfes werden leicht angehoben.

5.2.1.1.1 Ermüdungsberechnung

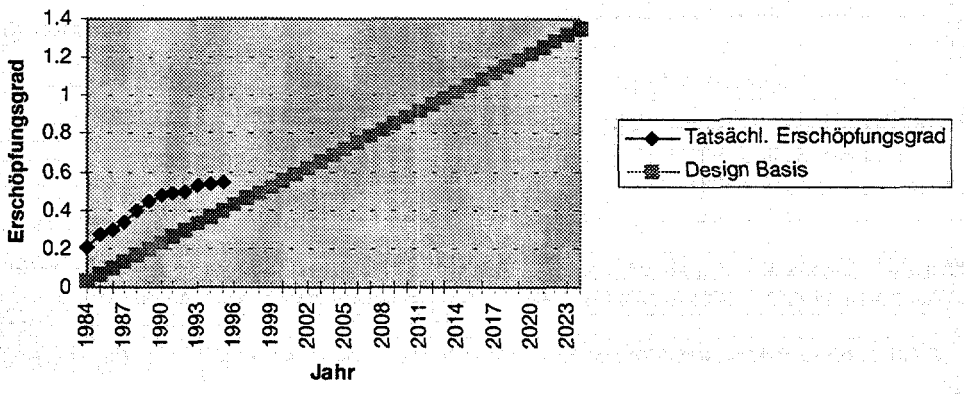
Die bestehende Ermüdungsberechnung aller RDB-Teile wurde bezüglich hoher Erschöpfungsgrade (Fatigue Usage Factor) erneut durchgesehen. Alle Teile mit einem Erschöpfungsgrad > 0,6 wurden neu bewertet. Da nur Druck und Temperatur, jedoch nicht die Transienten ändern, konnte ein einfaches aber konservatives Massstabverfahren (Scaling factor), anstelle einer aufwendigen Analyse, angewendet werden. Es wurde angenommen, dass sich die in der ursprünglichen Analyse berechneten Vergleichsspannungen (Stress intensities) proportional zur massgebenden Temperaturdifferenz oder Druckdifferenz ändern. Mit dieser erhöhten Vergleichsspannung wurde dann der neue Erschöpfungsgrad für die folgenden Bereiche bestimmt:

- RDB-Boden und -Zarge
- RDB-Deckelbolzen
- Speisewasserstutzen
- Stutzen für Kern- Differenzdruckmessung
- Steuerstabantriebsdurchführung
- Kerninstrumentierungsdurchführung
- Brennstoffwechsel-Faltenbalg

Für alle betrachteten Komponenten mit Ausnahme der RDB-Deckelbolzen ist der Erschöpfungsgrad < 1. Auf Grund dieser Rechnung stiegen die Erschöpfungsgrade zum Teil beträchtlich. Beim Speisewasserstutzen von 0,604 auf neu 0,844. Für die RDB-Deckelbolzen erreicht der Erschöpfungsgrad 1,314. Das bedeutet, dass die Deckelbolzen während der angenommenen Lebensdauer einmal ersetzt werden müssen, wenn die in der Auslegung angenommenen Transienten alle eintreffen. Der aktuelle Erschöpfungsgrad der RDB-Deckelbolzen im Frühjahr 1995 ist 0,55. Dieser Wert ist durch die grosse Anzahl von Schnellabschaltungen und normalen Abschaltungen in der Inbetriebsetzungsphase und in

den ersten Betriebsjahren zu erklären. Erst in den letzten Jahren konnte die Anzahl der ungeplanten Abschaltungen reduziert werden. Abbildung 5-3 zeigt die Entwicklung des Erschöpfungsgrades der RDB-Deckelbolzen in den ersten zehn Betriebsjahren.

Abb. 5-3 RDB-Deckelbolzenermüdung



Für andere Teile wie den RDB-Boden und die Standzarge steigt der Erschöpfungsgrad kaum an, nämlich von 0,830 auf 0,863.

5.2.1.1.2 Abnahme der Bruchzähigkeit infolge Bestrahlung

Die Neutronenbestrahlung bewirkt eine Versprödung des Druckbehälters im Bereich des Kerns. Der Versprödungsgrad wird durch die Verschiebung der Sprödbruch-Übergangstemperatur RT_{NDT} charakterisiert. Solange die Materialtemperatur genügend weit oberhalb dieser Temperatur liegt, ist das Material duktil, und es besteht keine Gefahr eines Sprödbruches. Die Versprödung des KKL-Druckbehälters ist geringer als für eine GE-Standardanlage angegeben wird, weil weniger Brennstoff im Kern eingesetzt ist. Daher ist der Wasserspalt zwischen Brennstoff und RDB-Wand grösser und die Neutronenbelastung geringer.

Messresultate von Bestrahlungsproben liegen noch nicht vor. Die ersten Probekapseln wurden im Sommer 1995 dem Reaktordruckbehälter entnommen.

Der Betrieb mit höherer thermischer Leistung bewirkt eine Erhöhung des Neutronenflusses an der druckführenden Wand des RDB. Bei der Auslegung der Anlage wurde eine Neutronenfluenz am RDB im Bereich des Kerns für eine Betriebszeit von 40 Jahren von vergleichsweise tiefen $33 \cdot 10^{17}$ n/cm^2 berechnet. Durch günstige Änderungen der Kernladung kann die Neutronenfluenz im angenommenen Bereich eingehalten werden. Die Versprödung des RDB-Materials im Kernbereich wird damit innerhalb der ursprünglich angenommenen Werte bleiben.

5.2.1.1.3 Wiederholungsprüfungen am RDB

Die prüfbaren Schweissnähte des Reaktordruckbehälters sind laut SVTI-Festlegung NE-14 100% volumetrisch prüfpflichtig. Die Ultraschall-Prüfungen der Längs- und Rundnähte und Stutzen > DN 250 sowie die Bodennähte werden von einem am Bioschild fest montierten Schienensystem aus ausgeführt. Die Ultraschall-Prüfköpfe werden auf einem motorisierten Träger montiert und das ganze System auf die Schiene aufgesetzt. Die Schweissnähte werden diesem Schienensystem entlang abgefahren. Im Stillstand 1994 wurde der erste Zehnjahres-Prüfzyklus abgeschlossen. Im gleichen Jahr wurde eine Druckprüfung des Reaktordruckbehälters mit dem 1,25-fachen Auslegungsdruck durchgeführt. Dabei wurden keine Leckagen festgestellt. In dieser Druckprüfung waren die anschliessenden Rohrleitungen bis zu den ersten Abschlussarmaturen und die beiden Umwälzschleifen inklusive Pumpen eingeschlossen. Die Druckprüfung ist eine integrale Prüfung, die das gesamte Wandvolumen mit höheren Primärspannungen als im Betrieb beansprucht. Sie würde Durchrisse auch an Stellen komplexer Geometrie, wie z.B. bei Durchführungsrohren, durch Leckagen anzeigen. Sie kann die volumetrische Prüfung mit Ultraschall nicht ersetzen, ist aber eine wertvolle Ergänzung.

Resultate:

Die Resultate der Wiederholungsprüfungen werden mit den Ergebnissen der Basisprüfungen verglichen. Die Prüfsysteme werden seit der Basisprüfung laufend dem Stand der Technik angepasst. So wurde im Jahre 1988 die Wiederholungsprüfung des Reaktordruckbehälters mit einer neuen Auswerteelektronik durchgeführt. Die Ultraschall-Prüfköpfe und die Prüftechnik entsprach der Basisprüfung. Im Rahmen der Messgenauigkeit der Ultraschallprüfung wurden keine Anzeigen gefunden, welche sich im Laufe des ersten Prüfzyklus verändert hätten.

Im Jahre 1993 wurde eine mechanisierte Ultraschallprüfung und eine Wirbelstromprüfung an 15 Steuerstabdurchführungen und zwei Kerninstrumentierungsrohren im Druckbehälterboden durchgeführt. Das Prüfverfahren wurde an art- und baugleichen Testkörpern qualifiziert. Die HSK verlangte die Prüfung aufgrund von Problemen mit Steuerstabdurchführungen in ausländischen Anlagen. Die Probleme wurden erstmals in französischen DWR-Anlagen entdeckt. Die betreffenden Bereiche sind ähnlich konstruiert und mit den gleichen Werkstoffen ausgeführt.

5.2.1.1.4 Betriebserfahrungen mit dem RDB

Am RDB wurden bis jetzt keine Reparaturen durchgeführt.

5.2.1.2 Reaktoreinbauten

Der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Beanspruchung der Einbauten im Reaktor wurde untersucht. Durch die leicht höhere Strömungsgeschwindigkeit am Kernaustritt steigt der Druckverlust leicht an.

5.2.1.2.1 Vibrationen

Alle durch- und umströmten Komponenten können durch die Strömung zu Schwingungen angeregt werden. Bei der Inbetriebsetzung der Anlage 1983/84 wurde ein umfangreiches Messprogramm durchgeführt. Spannungen und Vibrationen wurden an Kernmantel, Dampftrockner, Steuerstabführungsrohren, Strahlpumpen und der Niederdruckkernsprühkupplung gemessen.

Aus den Messresultaten wurden Frequenzspektren entwickelt. Daraus wurden die Frequenzen mit den höchsten Amplituden ausgewählt. Die an den Einbauten gemessenen Auslenkungen (Amplituden) wurden mit den berechneten Auslenkungen bei einer für Vibrationen vom Reaktorhersteller als maximal zulässig festgelegten Spannung von 70 N/mm^2 verglichen. Ein Vergleich dieser Spannungslimite mit dem ASME-Code zeigt, dass sie konservativ ist.

Die bei der Inbetriebsetzung durchgeführten Messungen decken weitgehend die Belastungen der Einbauten bis 106% Kerndurchfluss und eine thermische Leistung vom 3014 MW ab. Bei der Leistungserhöhung steigt der Dampfdurchsatz durch Wasserabscheider und Dampftrockner von 1701 kg/s auf 1993 kg/s. Die Vibrationen wegen höherem Dampfdurchfluss im Wasserabscheider konnten im KKL nicht gemessen werden. Der Reaktorlieferant hat jedoch das Verhalten des Wasserabscheidertyps von KKL bei einer Leistung von 3600 MW_{th} untersucht. Die Ergebnisse wurden als zufriedenstellend beurteilt. Die HSK schliesst sich dieser Bewertung an.

5.2.1.2.2 Betriebserfahrungen mit den Reaktoreinbauten

Wasserabscheider-Befestigungsbolzen: Während des Stillstands 1988 wurden bei der Inspektion des RDB Verschleissspuren an einigen Verriegelungsvorrichtungen der Wasserabscheider-Befestigungsbolzen festgestellt. Eine Analyse zeigte, dass das einströmende Speisewasser eine grössere Anzahl Befestigungsbolzen zu Vibrationen anregte (strömungsinduzierte Schwingungen). In der Folge führte dies zu Verschleisserscheinungen an den Verriegelungsvorrichtungen.

Diese Vorrichtungen samt Befestigungsbolzen wurden durch eine Neukonstruktion ersetzt. Die Bolzen sind kürzer und die Vorrichtungen sind gedrungener und daher nicht anfällig für strömungsinduzierte Vibrationen. Sie liegen jetzt ausserhalb des Einflusses des Speisewassereintrittes. Die Leistungserhö-

hung hat somit keinen Einfluss auf deren Verhalten. Der Ersatz wurde 1990 begonnen und 1991 abgeschlossen.

Strahlpumpen- Haltebügel: Aufgrund des Bruches einer Halterung im amerikanischen Kernkraftwerk Grand Gulf wurden auf Empfehlung des Reaktorlieferanten auch im KKL alle Halterungen während dem Stillstand 1994 ausgewechselt. Die Ursache des Bruches in Grand Gulf ist noch nicht bekannt. Im japanischen Kernkraftwerk Fukushima-Daini-3 brach im Mai 1994 ebenfalls ein Strahlpumpenhaltebügel. Der Bügel war nach dem Auswechseln unsorgfältig montiert worden. Die resultierenden höheren Biegespannungen führten zu Spannungsrisskorrosion. Die Vorspannung der Schrauben wurde um ca. 10% reduziert, nachdem der Grund für den Bruch eindeutig identifiziert war.

Die im KKL ausgetauschten Halterungen werden später einer metallkundlichen Untersuchung unterzogen. Die neuen Halterungen sind aus dem gleichen Material wie die Originalhalterungen gefertigt. Zur Erhöhung der Resistenz gegen "Interkristalline Spannungsriss-Korrosion" wurde die Wärmebehandlung geändert.

Die mechanische Belastung der Halterung ändert sich nicht als Folge der Leistungserhöhung. Die Strahlpumpenleistung wird nicht geändert.

5.2.1.2.3 Wiederholungsprüfungen

Kerneinbauten sind keine druckhaltenden Strukturen. Laut SVTI-Festlegung NE-14 sind Kerneinbauten visuell zu prüfen. Es ist ein repräsentatives Stichprobenprogramm durchzuführen. Die Wiederholungsprüfung der Kerneinbauten beschränkt sich daher weitgehend auf visuelle Inspektionen. Mit Unterwasserkameras werden sie systematisch untersucht. So können die der Kamera zugänglichen Teile aus der Nähe auf dem Bildschirm betrachtet werden. Die Aufnahmen werden für weitere Auswertungen gespeichert.

Aufgrund der Erfahrungen bei anderen Siedewasserreaktoren wird im KKL seit mehreren Jahren bei der visuellen Inspektion der Kernmantel sorgfältig untersucht. Bis jetzt wurden ca. 40% der Längs- und Umfangsnähte geprüft. Dabei konnten keine Risse gefunden werden. Nach heutigem Kenntnisstand ist eine Bedingung für das Auftreten strahlungsinduzierter Spannungsrisskorrosion in austenitischen Werkstoffen das Überschreiten eines Fluenzschwellwertes von 5×10^{20} n/cm^2 (> 1 Mev). Durch die Leistungserhöhung wird dieser Schwellwert früher erreicht. In anderen Anlagen ist aber auch klassische, von der Neutronenbestrahlung unabhängige Spannungsrisskorrosion aufgetreten.

5.2.2 Reaktorumwälzsystem

5.2.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Durch das Reaktorumwälzsystem wird der Zwangsumlauf von Wasser durch den Reaktorkern sichergestellt. Durch Veränderung der Umwälzmenge kann die Reaktorleistung und damit die im Reaktor erzeugte Dampfmenge geregelt werden (vgl. Kap. 5.6.1).

Das Reaktorumwälzsystem besteht aus zwei nahezu identisch aufgebauten Kreisläufen.

Die nachfolgende Abb. 5-4 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines Kreislaufes.

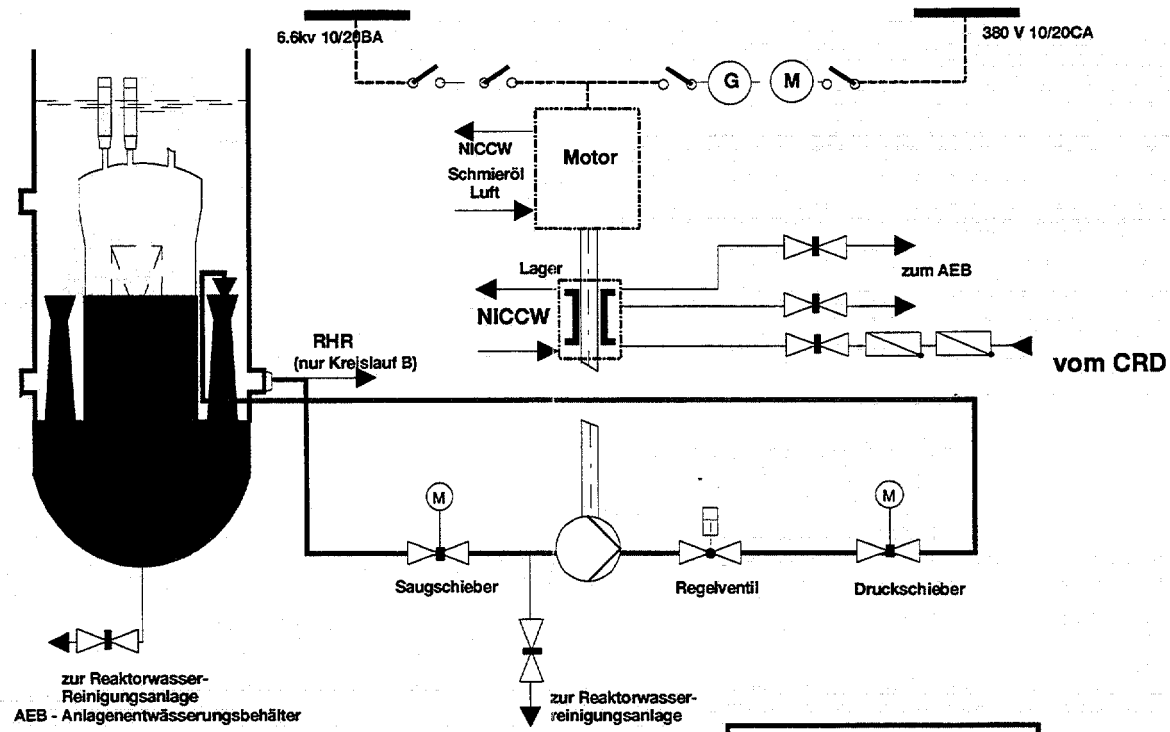


Abbildung 5-4
Reaktorumwälzsystem
Übersichtsschaltbild

Das umzuwälzende Reaktorwasser wird aus dem Ringraum zwischen Druckbehälterwand und Kernmantel angesaugt und fliesst über den Saugschieber zur Rezirkulationspumpe des jeweiligen Kreislaufes. Die Rezirkulationspumpe fördert das Wasser über das hydraulische Regelventil und den Druckschieber in eine Ringsammelleitung von wo es über fünf Steigleitungen in zehn Wasserstrahlpumpen (je Umwälzkreislauf) geleitet wird. Durch den Unterdruck am Düsenaustritt wird zusätzlich Wasser aus dem Ringraum angesaugt und in den unteren Teil des Druckgefässes gedrängt. Von hier fliesst das Wasser durch den Reaktorkern und kühlt die Brennelemente. Das Verhältnis von Treibwasser zum Kerndurchfluss ist annähernd konstant. Dies bedeutet, dass mit einer Veränderung der Umwälzmenge (Treibwasser für die Strahlpumpen) durch eine Korrektur der Stellung des hydraulischen

Regelventiles der Kerndurchfluss entsprechend eingestellt werden kann. Die vorhandene Differenzdruckmessung zwischen Pumpeneintritt und Pumpenaustritt gewährleistet eine Kontrolle über den Betriebszustand der Rezirkulationspumpe.

5.2.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Da das Reaktorumwälzsystem im Normalbetrieb ständig in Betrieb ist, entfällt die Notwendigkeit separater Systemfunktionstests. Wichtige Logikverriegelungen werden periodisch gestestet. Ausserdem werden periodisch Inspektionen der Komponenten sowie zerstörungsfreie Prüfungen in Übereinstimmung mit der SVTI-Festlegung NE-14 durchgeführt. Zudem wird eine kontinuierliche Vibrationsüberwachung der Rezirkulationspumpen im laufenden Betrieb durchgeführt.

Wiederholungsprüfungen

Diese Prüfungen haben keine signifikanten Befunde geliefert.

Betriebserfahrungen mit den Rezirkulationspumpen

Während der Revision 1988 wurden beide Pumpen demontiert. Bei der Inspektion der demontierten Pumpenteile fand man Risse im druckführenden Teil des Kühlers und in der Pumpenwelle. Als erste Massnahme wurden die beiden Kühler und Rotoren ersetzt. Infolge einer kleinen und instabilen Kühlwasserströmung ändert sich die Temperatur im Kühler und der Wellenoberfläche häufig. Dies führt zu Ermüdungsrissen infolge Wärmespannungen.

In der Revision 1991 wurden beide Pumpen mit modifizierten Kühlern und Wärmeschutzhülsen über dem kritischen Bereich der Welle ausgerüstet.

In der Revision 1994 wurde eine Pumpe demontiert. Man fand Risse in der Wärmeschutzhülse über der Welle und in der entsprechenden Hülse des Kühlers. Die Welle und die druckführenden Teile des Kühlers blieben rissfrei. Durch konstruktive Änderungen soll sichergestellt werden, dass die Wärmeschutzhülse des Kühlers zukünftig einfacher ausgetauscht werden kann. Die beeinträchtigte Wärmeschutzhülse der Welle wurde ersetzt. In der Revision 1995 wurden die Kühler durch eine neue Konstruktion ersetzt.

Betriebserfahrungen mit Armaturen

In der Revision 1993 wurden die Schieber auf der Druckseite der Umwälzpumpen demontiert. Bei der Inspektion der demontierten Teile fand man starke Abnützungen an der Verbindung Keil/Spindel. Während der Revision 1994 wurden beide Schieber repariert. Die beschädigten Spindeln wurden ersetzt und der Keil wurde durch Auftragschweissung repariert. Die Ursache für die Beschädigung sind Wirbel

in der Strömung nach dem Umwälzregelventil. Die Strömung regt die Schieberplatte zu Schwingungen an und dies führt zum Abrieb in der T-Nutverbindung Spindel/Keil. An den Schiebern auf der Saugseite wurden keine Schäden festgestellt.

Die erwähnte strömungsbedingte Anregung ist von der Umwälzmenge abhängig. Diese wird mit der Leistungserhöhung nicht verändert. Die Leistungserhöhung ist daher ohne Einfluss auf das Verhalten der Armatur.

Im Leistungsbetrieb bei einem Kerndurchfluss > 80% treten Schwankungen der thermischen Reaktorleistung auf, deren Ursache festgestellte bistabile Strömungszustände der äusseren Umwälzschleifen sind. Diese Zustände haben Ihre Ursache in der Wirbelbildung resp. Wirbelausbreitung in den Verteilerkreuzen der Umwälzschleifen. Neben den Leistungsschwankungen führen diese Strömungsschwankungen auch zu erhöhten Belastungen der Komponenten des Reaktorumwälzsystems, die zu einer negativen Beeinflussung ihrer Lebensdauer und zu einem erhöhten Instandhaltungsaufwand führen können. KKL hat durch umfangreiche Messungen die Stabilitätsbereiche in Abhängigkeit von der Umwälzmengenregelventilposition erfasst, die durch manuelles Einstellen der Regelventile angewählt werden können, wodurch die maximale thermische Leistung begrenzt und die Auswirkungen der Schwankungen reduziert werden können. Die sicherheitstechnischen Auswirkungen der Leistungs- und Strömungsschwankungen sind gering, falls die zulässige Reaktorleistung im zeitlichen Mittelwert nicht überschritten wird. Dies ist auch nach der Leistungserhöhung sichergestellt.

An beiden hydraulischen Regelventilen traten mehrfach Leckagen an den Gehäusedichtungen sowie an den Stopfbüchspackungen der Stellungsanzeigen und der Spindel auf. Eine Änderung der Dichtungsart ist geplant. Ausserdem stellen der Ventilsitz und die Lagerbüchsen des Ventilkörpers der Umwälzventile eine Hauptquelle für den Kobalteintrag in den Primärkreislauf dar.

5.2.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Reaktorumwälzsystem

Es ist vorgesehen, die Reaktoranlage nach der Leistungserhöhung mit dem gleichen Nennkerndurchfluss zu betreiben wie bei der jetzigen thermischen Leistung und die bisherigen Rezirkulationspumpen unverändert zu belassen. Die Erhöhung der mittleren Kernleistung und der Frischdampfproduktion im Reaktor hat jedoch zur Folge, dass der Dampfblasenanteil im Reaktor steigt, was zu einer Erhöhung des Druckverlustes im Reaktor (bei angenommener unveränderter Brennelement- und Einbautenkonstruktion) führt. Die Veränderung des Strömungswiderstandes des Reaktors führt zu einer Veränderung des Verhältnisses von Kerndurchfluss zur Treibwassermenge, was gleichbedeutend ist, dass mit gleichbleibender Treibwassermenge ein geringerer maximaler Kerndurchfluss erreicht werden kann. Die vorgesehene Leistungserhöhung von 14,7% führt zu einer Reduktion des maximal erreichbaren Kerndurchflusses um ca. 2%. Dies bedeutet, dass während gewisser Abschnitte des Betriebszyklus der Nennkerndurchfluss bei erhöhter Leistung nicht erreicht werden kann. Sicherheits-

technisch ist dies zulässig, da das genehmigte Betriebskennfeld einen Vollastbetrieb bei reduziertem Kerndurchsatz gestattet, es schränkt jedoch die Manövrierfähigkeit der Anlage hinsichtlich der Verwendung von Kerndurchflussänderungen bei der Optimierung des Brennstoffzyklus ein.

5.2.3 Frischdampfsystem

Bei diesem System handelt es sich um ein Betriebssystem. Einige der Komponenten dieses Systems haben jedoch eine sicherheitstechnische Bedeutung für die Isolation, die Überdrucksicherung, die Druckentlastung und die Nachwärmeabfuhr (siehe Kap. 5.4.2).

Störungen an Komponenten des Frischdampfsystems oder Leitungsbrüche sind im Rahmen der Auslegung der Anlage gegen Störfälle zu berücksichtigen (siehe Kap. 7). Auslegung und Ausführung dieser Systeme haben somit Bedeutung für die Störfallprävention, weshalb der Einfluss der Leistungserhöhung auf das Frischdampfsystem durch die HSK beurteilt wurde.

5.2.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Im oberen Bereich des Reaktordruckbehälters sind die vier Frischdampfleitungen angeschweisst. Sie führen vom Drywell in den Dampftunnel und von dort zu den Turbinen- und Bypassventilen im Maschinenhaus. Unmittelbar vor der Durchführung durch die Drywellwand und unmittelbar ausserhalb der Durchführung durch die Reaktorgebäudewand ist jede der vier Frischdampfleitungen mit einem Isolationsventil (MSIV) ausgerüstet. Im Dampftunnel ist noch je eine dritte Isolationsarmatur angeordnet.

Im Bereich zwischen Drywellwand und Abschirmgebäude sind Mantelrohre installiert, die bei einer Leckage für einen Rückfluss des austretenden Mediums in das Drywell sorgen. Eine Abzweigung im Drywell von der Frischdampfleitung A dient der Versorgung der RCIC-Turbine (vgl. Kap. 5.4.2.6) des Notspeisewassersystems.

Innerhalb des Drywell sind die 16 Sicherheits-/Abblaseventile (vgl. Kap. 5.4.2.4) angeordnet (je drei auf den Frischdampfleitungen A und D und je 5 auf den Frischdampfleitungen B und C). In jede Frischdampfleitung ist vor dem inneren Isolationsventil eine Venturidüse als Durchflussbegrenzer eingebaut.

5.2.3.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Die sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten wie die Isolationsventile (MSIV) und die Sicherheits-/Entlastungsventile werden periodisch Logik- und Systemfunktionstests sowie Ansprechdruckprüfungen unterzogen. Die Rohrleitungen und Armaturen des Frischdampfsystems werden entsprechend den Forderungen der SVTI-Festlegung NE-14 geprüft. Im Stillstand 1985 wurden bei den Frischdampfisolationsarmaturen starke Verschleissspuren an der Spindel und im Bereich der unteren Führungsbüchse entdeckt. Die Materialpaarung Spindel/Büchse musste geändert werden. Die spezifizierte

Dichtheit der dritten Frischdampfabsperrarmaturen konnte nur mit grossem Wartungsaufwand eingehalten werden. In der Revision 1989 wurden diese Kugelschieber durch Keilplattenschieber ersetzt.

In den ersten Betriebsjahren traten nach Abblasetests Leckagen an den Sitzen der Sicherheits-/Entlastungsventile (SRV) auf. Bei Leckagen durch die Armaturen steigt die Temperatur in der Abblaseleitung. Da die Temperaturen in diesen Leitungen gemessen wurden, konnte die Leckage der betroffenen Armatur zugeordnet werden.

Im November 1986 musste die Anlage zur Reparatur eines Abblaseventiles abgefahren werden. Zusätzlich zu diesem Ventil wurde auch ein Vakuumbrecher in der entsprechenden Leitung undicht. Somit strömte der Dampf ins Drywell statt in das Kondensationsbecken. Das Einstellverfahren an den Sicherheits-/Entlastungsventilen wurde verbessert und eine periodische Dichtheitsprüfung der Vakuumbrecher eingeführt. Es traten keine neuen Betriebsunterbrüche infolge undichter SRV's oder Vakuumbrecher auf.

Das erste Intervall (Zehnjahres-Zyklus) der Prüfungen nach NE-14 wurde 1994 abgeschlossen. Es wurden ausser den erwähnten Vorkommnissen keine sicherheitstechnisch bedeutsamen Befunde bei den Wiederholungsprüfungen festgestellt.

5.2.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Frischdampfsystem

Die beantragte Leistungserhöhung hat über die Erhöhung der Frischdampfmenge und die beantragte Erhöhung des Reaktordrucks Einfluss auf das Frischdampfsystem. Die Erhöhung des Reaktordrucks führt zu einer Anpassung der Ansprechwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile. Zugleich soll die zulässige Toleranz der Einstellwerte von bisher 1 auf neu 3% verändert werden, wie es heute in den US-amerikanischen Siedewasserreaktoranlagen üblich ist. KKL wird aber an dem bisherigen bewährten Verfahren der Einstellung der Sicherheits-/Entlastungsventile festhalten. Die Vergrösserung der Toleranz der Einstellwerte bedeutet für KKL lediglich eine Erleichterung der TSL-Forderungen. Die Sicherheitsanalysen (vgl. Kap. 7.2.1.1) wurden für die neuen Einstelltoleranzen und die neuen Ansprechwerte durchgeführt.

Die Erhöhung der Dampfgeschwindigkeit und des Dampfdruckes führt für einzelne Rohrleitungsabschnitte und Komponenten zu veränderten Belastungen. Die Auswirkung der Leistungserhöhung auf die Frischdampfleitungen wurde untersucht.

Es wurden anhand der ASME-Code, Section III, Subsection NB, Gleichungen 9 bis 14, die Auswirkungen auf die Spannungen infolge Druck und Temperatur in der Rohrleitung ermittelt. Die Resultate wurden mit den im Code zugelassenen Werten verglichen. Die Spannungen sind immer noch im zulässigen Bereich. Der Einfluss der Leistungserhöhung auf die festigkeitsmässige Auslegung der Dampfleitungen ist somit als gering einzuschätzen.

Die Strömungsgeschwindigkeiten in den Leitungen und Armaturen sind nach der Leistungserhöhung höher, bleiben jedoch im Bereich der Geschwindigkeiten einer Standardanlage.

5.2.4 Speisewassersystem

Bei diesem System handelt es sich um ein Betriebssystem. Einige der Komponenten dieses Systems haben jedoch eine sicherheitstechnische Bedeutung (Isolation) und sind dementsprechend klassiert (SK1 und SK2).

Störungen an Komponenten des Speisewassersystems oder Leitungsbrüche sind im Rahmen der Auslegung der Anlage gegen Störfälle zu berücksichtigen (siehe Kap. 7). Auslegung und Ausführung dieser Systeme haben somit Bedeutung für die Störfallprävention, weshalb der Einfluss der Leistungserhöhung auf das Speisewassersystem durch die HSK beurteilt wurde.

5.2.4.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Speisewassersystem hat folgende Aufgaben zu erfüllen:

- die Förderung des Speisewassers in den Reaktor einschliesslich Speicherung eines Wasservorrates im Speisewasserbehälter
- die Aufwärmung des Speisewassers auf die geforderte Einspeisetemperatur in den Reaktor

Das Speisewassersystem umfasst den Speisewasserbehälter mit 4x25%-Mischvorwärmern/Entgasern, die drei Speisewasserpumpen (je 50%), die zweisträngige Hochdruckvorwärmeranlage (vier Wärmetauscher) und die Speisewasserleitungen bis zur Einspeisung in den Reaktor. Das Speisewasser wird nach der Hochdruckvorwärmeranlage über zwei Hauptleitungen durch den Dampftunnel in den Drywell geführt, wo sich diese Leitungen in je drei kleinere aufteilen. In den Hauptleitungen sind im Drywell und im Dampftunnel Rückschlagklappen eingebaut. Im Dampftunnel waren bis 1985 ausserdem zusätzliche fernbedienbare Absperrschieber installiert. Diese wurden inzwischen durch Rückschlagklappen ersetzt und die Absperrschieber ins Maschinenhaus verlegt. Zwischen dem Drywell und dem Dampftunnel sind die Speisewasserleitungen in Mantelrohren geführt, in denen das Wasser bei einer Leitungsleckage in den Drywell zurückströmen kann. Die Speisewasserregelung wird in Kap. 5.6.3. diskutiert.

5.2.4.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Da sich das Speisewassersystem im Normalbetrieb ständig in Betrieb befindet, kann die Funktionstüchtigkeit der wesentlichen Komponenten direkt überwacht werden. Wichtige Logikverriegelungen werden periodisch getestet. Ausserdem werden entsprechend den Forderungen der SVTI-Festlegung

NE-14 periodisch zerstörungsfreie Wiederholungsprüfungen im klassierten Bereich durchgeführt. Das erste Intervall dieser Prüfungen (Zehnjahres-Zyklus) wurde abgeschlossen. Es wurden keine sicherheitstechnisch bedeutsamen Befunde festgestellt. Neben diesen Prüfungen werden periodisch Inspektionen der Komponenten des Speisewassersystems durchgeführt.

Während einem normalen Anfahren wurden im Jahre 1984 Speisewasser-Temperaturschichtungen entdeckt (Kap. 4.1.7.1). Die Schichtungen wurden zuerst in der Nähe der Durchfluss-Messstrecke gefunden. Heisses Wasser aus dem RWCU-System wurde in das beim Anfahren kalte Speisewasser zurückgeführt. In Folge der tiefen Speisewassergeschwindigkeiten mischte sich das Wasser nicht. Es konnten Temperaturunterschiede bis 200°C über den Querschnitt gemessen werden.

Die Lösung des Problems bestand in der Einführung des Anfahrbetriebs mit nur einem Speisewasserstrang und Rückführung aus dem Reaktorwasser-Reinigungssystem (RWCU) durch den anderen Speisewasserstrang. Eingehende Temperaturmessungen insbesondere am RDB-Stutzen, haben in der Folge die Richtigkeit der eingeleiteten Massnahmen bestätigt.

Bereits vor der Inbetriebnahme des Kraftwerks zeigten sich an den dritten Absperrarmaturen Probleme. Die spezifizierte Dichtheit konnte nur mit grossem Wartungsaufwand eingehalten werden. In der Revision 1985 wurden die Armaturen durch Rückschlagklappen ersetzt. Zurzeit sind somit in jedem Speisewasserstrang drei ungedämpfte Rückschlagklappen eingebaut.

Zur Beherrschung des postulierten Störfalls "Bruch der Speisewasserleitung" müssen gedämpfte Armaturen eingebaut werden (siehe Kap. 3.1). Diese Armaturen werden während des Jahresstillstandes 1996 in die Anlage eingebaut.

Im ersten Betriebsjahr traten Leckagen an den Durchflussmessstrecken in beiden Strängen auf. Sie sind auf die bereits erwähnte Temperaturschichtung in der Speisewasserleitung und auf die ungenügende Vorspannung der Flanschbolzen zurückzuführen. In der Revision 1985 wurden diese Flanschbolzen ausgebaut und durch Dehnbolzen ersetzt. Leckagen in diesem Bereich wurden seither nicht mehr beobachtet.

Das Speisewassersystem wird regelmässig auf Wandstärkenreduzierung durch Erosionskorrosion untersucht. Bis jetzt wurde an keiner Messstelle eine Abnahme der Rohrwandstärke festgestellt.

5.2.4.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Speisewassersystem

Mit der beantragten Leistungserhöhung ist eine Erhöhung der Speisewassermenge und eine Erhöhung der Speisewassertemperatur verbunden. Dies macht eine Anpassung der Hochdruckvorwärmung erforderlich, die im Zusammenhang mit dem Umbau der Hochdruckturbine seitens KKL vorgenommen werden wird. Die veränderten Anlageparameter wurden bei der Durchführung der Störfallanalysen (vgl. Kap. 7) berücksichtigt. KKL sieht zunächst keine Änderungen an den Speisewasserpumpen vor, da diese bis zu einer Leistungsstufe von 3515 MW in der Lage sein sollten, die geforderte Menge zu för-

dern. Dies führt zu einer Reduzierung der relativen Maximalmenge einer Pumpe in bezug auf die geforderte Nennfördermenge und zu einer Reduzierung der Regelkapazität (vgl. Kap. 5.6.3), weshalb für den Leistungsbereich oberhalb 3515 MW Anpassungen an den Laufrädern der Speisewasserhauptpumpe und der Vorpumpe vorgesehen sind. Alternativ wird der Ersatz des bisherigen VOITH-Getriebes durch einen drehzahlgeregelten Motor untersucht. Vor einer Leistungserhöhung ist jeweils durch KKL nachzuweisen, dass die Pumpenförderkapazität den Anforderungen genügt.

Die Auswirkung der Leistungserhöhung auf die Rohrleitungen und Komponenten des Speisewassersystems wurde untersucht. Es wurden anhand der ASME-Code, Section III, Subsection NB, Gleichungen 9 bis 14, die Spannungsauswirkungen infolge Druck und Temperatur neu ermittelt. Die Resultate wurden mit den im Code zugelassenen Werten verglichen. Die Spannungen sind im zulässigen Bereich.

Auch die höheren Strömungsgeschwindigkeiten in den Leitungen wurden bewertet. Die Werte sind aber erst im Bereich der Geschwindigkeiten einer Standardanlage. Die Erosionsgefahr wird durch die Leistungserhöhung nur unwesentlich vergrössert. Der Einfluss der Leistungserhöhung auf das Speisewassersystem ist somit gering.

5.3 CONTAINMENT UND CONTAINMENTSYSTEME

5.3.1 Containment

5.3.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Containment des Kernkraftwerks Leibstadt besteht aus dem Primärcontainment und dem Sekundärcontainment. Das Primärcontainment wird vom Sekundärcontainment umschlossen. Das Primärcontainment besteht aus dem Drywell, dem Kondensationsbecken und dem Stahlcontainment. Das Sekundärcontainment besteht aus dem Reaktorgebäude, dem Reaktorhilfsanlagengebäude ohne den Teil mit den elektrischen Ausrüstungen, dem Brennelementlagergebäude und dem mittleren Teil des Notstandsgebäudes.

Das Containment erfüllt folgende Hauptaufgaben im Zusammenwirken mit den in Kap. 5.3.2 beschriebenen Containmentsystemen:

1. Im Normalbetrieb und bei allen Auslegungsstörfällen ist die Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung unterhalb zulässiger Grenzwerte zu halten. Diesem Zweck dient u.a. das Aufrechterhalten eines Unterdruckes im Ringraum im Normalbetrieb sowie die Sicherstellung einer sehr geringen Leckrate von maximal 0,25%/d bei einem Auslegungsdifferenzdruck (maximaler Druck bei einem LOCA/Frischdampfleitungsbruch) von 0,68 bar.

2. Bei Kühlmittelverluststörfällen ist die freiwerdende Energie aufzunehmen und abzuführen. Diesem Ziel dient u.a. die Wasservorlage im Kondensationsbecken.

3. Die im Containment enthaltenen Systeme und Anlagen sind gegen Einwirkungen von aussen geschützt (Erdbeben, Flugzeugabsturz). Das Containment ist gegen das Sicherheitserdbeben sowie gegen den Absturz einer Boeing 707 mit einer Masse von 90 t und einer Absturzgeschwindigkeit von 360 km/h ausgelegt.

5.3.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Stahlcontainment wird periodisch (ab 1994 alle vier Jahre) einem integralen Leckratentest unterzogen. Die bisher durchgeführten Wiederholungsprüfungen (1988 und 1994) bestätigten die Einhaltung der spezifizierten Leckrate. Ausserdem werden jährlich Dichtheitsprüfungen an Durchführungen und Abschlussorganen durchgeführt.

5.3.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Containment

Durch den Gesuchsteller wurden Untersuchungen durchgeführt, ob die Auslegung des Containments und der Containmentsysteme auch nach erfolgter Leistungserhöhung auf 3600 MW_{th} den Anforderungen genügt. Die Untersuchungen haben gezeigt (vgl. Kap. 7), dass sowohl der Auslegungsdifferenzdruck und die Auslegungstemperatur des Drywell (2,08 bar resp. 165,5°C) als auch die maximal zulässige Temperatur im Kondensationsbecken von 85°C bei einem LOCA und 90°C bei Notstandsbedingungen (SEC) sowie der Auslegungsdifferenzdruck des Containments (1,03 bar) nicht überschritten werden.

5.3.2 Containmentsysteme

5.3.2.1 Isolationssystem des Primärcontainments

5.3.2.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Isolationssystem schliesst bei einem Kühlmittelverluststörfall innerhalb des Drywells alle für eine Störfallbekämpfung nicht benötigten Containment- und Drywelldurchdringungen. Damit wird sowohl ein Austritt radioaktiver Stoffe als auch eine Umgehung des Kondensationsbeckens begrenzt resp. verhindert. Im Falle eines Leitungsbruches ausserhalb des Drywells begrenzt das System den Kühlmittelverlust.

Zur Erhöhung der Dichtheit gegenüber dem Maschinenhaus sind in die 4 Frischdampf- und 2 Speisewasserleitungen noch sogenannte 3. Absperrschieber eingebaut. Dies sind Keilplattenschieber, welche

erst nach einem Kühlmittelverluststörfall geschlossen werden. Entsprechend ihrer Aufgabe sind sie nur auf niedrigen Druck ausgelegt. Sie werden fernbedient manuell geschlossen.

Die motorangetriebenen Isolationsarmaturen sind nicht nach dem Fail-Safe-Prinzip ausgelegt, d.h. bei Spannungsausfall verbleibt ein Teil der Isolationsarmaturen in ihrer Position, schliessen also nicht. Die HSK hat daher im Gutachten zur Betriebsbewilligung eine umfassende, systembezogene Überprüfung der Primärcontainmentisolation für Auslegungsstörfälle unter Berücksichtigung des Instandhaltungskriteriums veranlasst. Diese Problematik konnte abgeschlossen werden, nachdem punktuell Nachrüstungen (unterbrechungslose Speisung über Wechselrichter, Umschaltbarkeit der Stromversorgung auf Division 31, Rückschlagklappen) durchgeführt wurden. Das Isolationssystem des Primärcontainments genügt damit den gestellten Anforderungen.

5.3.2.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Die zum Containmentisolationssystem gehörenden Armaturen werden in der Regel gemeinsam mit den zugehörigen Systemen periodisch geprüft. Am 20. April 1988 kam es zum Nichtschliessen einer Lüftungsisolationsklappe bei der Durchführung des Containmentlüftungstestes, was auch im Anforderungsfall einer Containmentisolation eingetreten wäre. Ursache war ein defektes Magnetventil. Nachdem auch Probleme mit Magnetventilen im Isolationssystem des Sekundärcontainments aufgetreten waren (vgl. Kap. 5.3.2.5), hat KKL einen Austausch der betroffenen Typen vorgenommen.

5.3.2.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Isolationssystem des Primärcontainments

Im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung ist eine Erhöhung des Reaktordruckes auf 74,3 bar geplant. Dies kann zu etwas erhöhten Differenzdrücken über Isolationsarmaturen im Anforderungsfall führen, die jedoch durch die ursprüngliche Auslegung abgedeckt sind. Eine Ausnahme bilden motorangetriebene 1E-klassierte Armaturen, für die der Nachweis der Funktion unter extremen Bedingungen generell noch zu führen ist (Kap. 3.1.2).

5.3.2.2 Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken

5.3.2.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken (SPMU) dient der Sicherstellung eines ausreichenden Wasservolumens im Kondensationsbecken nach einem LOCA, da sich im Drywell etwa 1000 m^3 Wasser ansammeln können und normalerweise die Wasserüberdeckung der horizontalen Durchführungen vom Drywell zum Kondensationsbecken zur Reduzierung der dynamischen Lasten relativ gering gehalten wird. Das Wasservolumen im Kondensationsbecken dient neben seiner Funk-

tion für die Dampfkondensation auch als Wasserreservoir für die Notkühl- und Nachwärmeabfuhrsysteme und als Waschvorlage für während eines Störfalls freigesetzte Aerosole, weshalb die horizontalen Durchführungen überdeckt bleiben sollen.

Um auch bei einem kleinen Kühlmittelverluststörfall das Zusatzwasser als Teil der Langzeitwärmesenke zur Verfügung zu haben, ist eine automatische Auslösung 30 Minuten nach Auftreten des LOCA-Signales vorgesehen.

Die Absperrventile sind der Sicherheitsklasse 3 (SK3) und der Erdbebenklasse I (EKI) zugeordnet. Bei Unterhalt eines der Dieselgeneratoren 11 oder 21 kann das Zusatzwassersystem durch vorheriges Umschalten auf die Stromversorgung der Division 31 auch bei einem Kühlmittelverluststörfall mit Ausfall des nicht in Unterhalt befindlichen Diesels 11 oder 21 (Einzelfehler) in Betrieb genommen werden.

5.3.2.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken wird periodisch Kanal-, Logik- und Systemfunktionstests unterzogen. Bei diesen Tests und während des bisherigen Betriebs des Kernkraftwerkes Leibstadt sind keine sicherheitstechnisch relevanten Beanstandungen am Zusatzwassersystem aufgetreten.

5.3.2.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken.

Mit der geplanten Leistungserhöhung ist kein erhöhter Bedarf an Zusatzwasser für das Kondensationsbecken verbunden. Die Auslegungsgrundlagen für die Bestimmung der Zusatzwassermenge ändern sich mit der Leistungserhöhung nicht, da sie durch die vorhandenen räumlichen Gegebenheiten bestimmt sind, die unverändert bleiben.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die geplante Leistungserhöhung des KKL keinen Einfluss auf das Zusatzwassersystem hat und dieses die ihm zugedachten Aufgaben unverändert erfüllen kann.

5.3.2.3 Vakuumbrechsystem des Primärcontainments

Das Vakuumbrechsystem des Primärcontainments wurde im Rahmen des Gutachtens zur Erteilung der Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Leibstadt durch die HSK beurteilt. Auf Grund einer Auflage aus diesem Gutachten, die die Unabhängigkeit des Vakuumbrechsystems von der Notstromversorgung durch Notstromdiesel verlangte, wurde durch KKL eine Umrüstung der ursprünglichen Vorsteuerventile der Isolationsklappen auf gleichstromversorgte vorgenommen (siehe Kap. 3.1.1).

Die geplante Leistungserhöhung hat keinen Einfluss auf die Funktion und Auslegung des Vakuum-

brechsystems des Primärcontainments, so dass auf eine weitergehende Beurteilung verzichtet werden kann.

5.3.2.4 Systeme zur Wasserstoffbeherrschung

Bei Auslegungsstörfällen, insbesondere bei Kühlmittelverluststörfällen, kann der im Reaktor vorhandene radiolytisch gebildete Wasserstoff in das Containment freigesetzt werden. Bei hohen Brennstabhüllrohrtemperaturen (> 1000°C) kann durch Zirkon-Wasserreaktion zusätzlich Wasserstoff gebildet werden. Die für KKL berechneten maximalen Brennstabhüllrohrtemperaturen bei einem Kühlmittelverluststörfall und unterstelltem auslegungsgemässem Funktionieren der Sicherheitssysteme (unter Berücksichtigung des Instandhaltungskriteriums) liegen jedoch deutlich niedriger (vgl. Kap. 7.2.3.3), so dass eine grössere Wasserstofffreisetzung ausgeschlossen ist. Dessenungeachtet wurden Vorkehrungen für eine Überwachung und Begrenzung der Wasserstoffkonzentration im Containment getroffen.

Zur Überwachung der H_2-Konzentration sind die H_2-Überwachungssysteme vorgesehen. Das H_2-Mischsystem sorgt für eine Durchmischung und Verdünnung des Wasserstoffgehalts im Drywell durch Einblasen von Luft aus dem Containment, um lokal zündfähige Wasserstoffkonzentrationen zu vermeiden.

Zudem ist im Containment ein H_2-Zündsystem vorhanden, welches dazu dient, den gegenüber der unteren Zündgrenze überschüssigen Wasserstoff kontrolliert abzubrennen. Das H_2-Zündsystem ist batteriegestützt und verfügt über 50 verteilt im Containment angeordnete Zünder. Das Zündsystem wird automatisch bei Erreichen des Reaktorniveaus 1 oder manuell bei Erreichen des Alarmwertes von 0,5 Vol.-% H_2-Konzentration fernbedient eingeschaltet.

Für die Beherrschung der Langzeitphase nach einem LOCA stehen zusätzlich zwei Rekombinatoren (einer im Brennelementlagergebäude, einer im Kernkraftwerk Mühleberg) zur Verfügung, die den vor allem radiolytisch gebildeten Wasserstoff thermisch mit Sauerstoff rekombinieren. Zur Vermeidung unzulässiger Wasserstoffkonzentrationen im Containment bei Kühlmittelverluststörfällen ist es auslegungsgemäss vorgesehen, innerhalb von zwei Tagen nach Störfalleintritt einen Rekombinator in Betrieb zu nehmen.

Bei auslegungsüberschreitenden Störfällen (Kernschmelzunfällen) ist im Rahmen der Notfallmassnahmen vorgesehen, den frei werdenden Wasserstoff kontrolliert mit dem H_2-Zündsystem abzubrennen. Dieses ist in der Lage, den bei schweren Unfällen anfallenden Wasserstoff zu verbrennen und ein durch eine H_2-Verbrennung bedingtes Containmentüberdruckversagen zu verhindern (Kap. 8.4.2.3 c).

Die vorgesehenen Gegenmassnahmen gegen eine unkontrollierte H_2-Deflagration (Zündsystem), die den Charakter von Notfallmassnahmen haben, bleiben nach der Leistungserhöhung genauso zweckmässig wie im jetzigen Zustand der Anlage.

5.3.2.5 Isolationssystem des Sekundärcontainments

Das Isolationssystem des Sekundärcontainments dient der lüftungstechnischen Isolation im Anforderungsfall zur Reduzierung einer möglichen Abgabe von Radioaktivität an die Umgebung. Dieses System wurde im Rahmen des Gutachtens der HSK zur Erteilung der Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Leibstadt umfassend überprüft. Auf Grund wiederholter Störungen an Magnetsteuerventilen der Isolationsklappen hat KKL 1988 einen Austausch der betroffenen Typen vorgenommen. Die geplante Leistungserhöhung des Kernkraftwerks Leibstadt hat keinen Einfluss auf Funktion und Auslegung dieses Systems.

5.3.2.6 Notabluftsystem

5.3.2.6.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Notabluftsystem (SGTS) ist ein Sicherheitssystem und dementsprechend klassiert (SK3 und EKI). Es erfüllt folgende Aufgaben:

- Unterdruckhaltung im Sekundärcontainment bestehend aus dem Reaktorgebäude, dem Reaktorhilfsanlagengebäude (ohne den Teil mit den elektrischen Ausrüstungen), dem Brennelementlagergebäude und dem mittleren Teil des Notstandsgebäudes sowie im Dampftunnel
- Abscheidung von radioaktivem Jod und Jodverbindungen
- Rückhaltung von Aerosolen

Das Notabluftsystem ist redundant ausgeführt und vom Hauptkommandoraum und von den Notsteuerstellen aus bedienbar. Die elektrische Spannungsversorgung erfolgt von den Divisionen 11 und 21. Das Notabluftsystem wird bei folgenden Signalen automatisch gestartet:

- LOCA
- Aktivität Hoch im Annulusfortluftsystem
- Handtaster NS4 (Isolation) Kanal A oder B (Funktionsgruppenauslösung)
- Ausfall/Abschaltung beider Annulusfortluftsysteme

Abb. 5-5 zeigt schematisch einen Strang des Notabluftsystems.

Die beiden Stränge des Notabluftsystems sind in getrennten Räumen untergebracht. Bei Ausfall einer Komponente erfolgt eine automatische Umschaltung auf das redundante System. Zur Aufrechterhaltung eines hohen Wirkungsgrades der Aktivkohlefilter erfolgt eine Wasserabscheidung aus der feuchten Luft (Kühlung und anschliessende Erwärmung). Der Schwebstoffilter vor der Aktivkohle schützt

diese vor Verstaubung. Der Schwebstoffilter nach der Aktivkohle hält den durch Abrieb entstehenden Kohlestaub zurück.

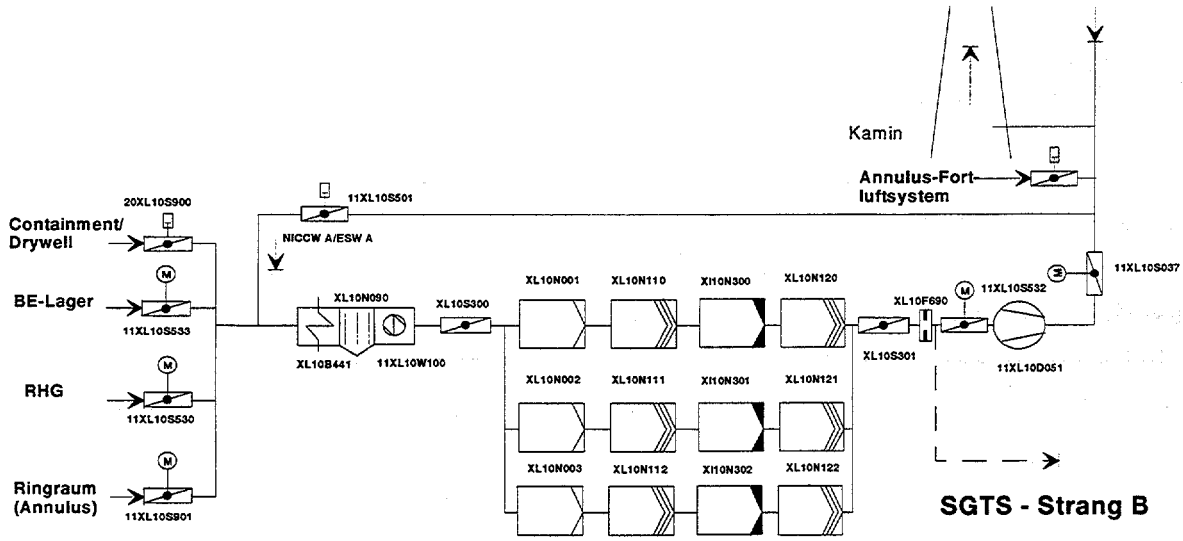


Abb. 5-5
Übersichtsschaltbild
Notabluftsystem (SGTS A)

5.3.2.6.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Notabluftsystem wird periodisch Systemfunktionstests unterzogen. Bei diesen Tests kam es 1988 und 1991 zu einem Ausfall eines Stranges des Notabluftsystems, deren Ursachen (Ausfall einer Antriebsbaugruppe resp. Endschalterspiele an einer Abluftklappe) geklärt und behoben werden konnten (siehe Kap. 4.1.2). Zudem werden periodisch Proben aus dem Aktivkohlefilter gezogen und der Abscheidegrad überprüft. Sobald der Abscheidegrad unterhalb des in den Technischen Spezifikationen festgelegten Wertes fällt, wird die Aktivkohle ausgewechselt.

5.3.2.6.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notabluftsystem

Mit der geplanten Leistungserhöhung kommt es zu einer Veränderung des für Auslegungsstörfälle zu berücksichtigenden Quellterms, da sich das Kerninventar an Spaltprodukten auf Grund einer veränderten Kernbeladung und eines im Mittel erhöhten Neutronenflusses verändert. Massgeblich für die Auslegung des Notabluftsystems ist das Inventar an Jod, welches sich mit der Leistungserhöhung erhöhen wird. Das Notabluftsystem ist jedoch auch nach der Leistungserhöhung in der Lage, die erforderliche Jodrückhaltung zu gewährleisten, weil die gültigen Grenzwerte durch die Leistungserhöhung nicht tangiert werden und das System genügend gross dimensioniert ist.

5.3.2.7 System der gefilterten Druckentlastung

Im Zusammenhang mit den durch die HSK veranlassten Massnahmen gegen die Folgen schwerer Unfälle (HSK-R-103, siehe Kap. 3.3.3) wurden alle Schweizer Kernkraftwerksbetreiber aufgefordert, zum Schutz des Containments ein System der gefilterten Druckentlastung nachzurüsten. Das System dient bei auslegungsüberschreitenden Störfällen milt langsamem Druckanstieg im Containment zur Rückhaltung von Jod und von radioaktiven Aersolen. Im KKL erfolgte der Abschluss dieser Nachrüstung 1993.

Abb. 5-6 zeigt ein Prinzipschaltbild des Systems der gefilterten Druckentlastung (FCVS). Das System besteht im wesentlichen aus:

- der Schmutzgasleitung mit aktiven und passiven Absperrorganen (Berstscheibe als passives Absperrorgan)
- den Nasswäscherfiltern
- der Reingasleitung

Ein Abblasen aus dem Containment über den aktiven Strang erfolgt auslegungsgemäss bei einem Containmentdifferenzdruck von 1,55 bar, die Berstscheibe im passiven Strang spricht bei einem Differenzdruck von 2,1 bar an. Es kann eine thermische Leistung von 37,5 MW abgeführt werden.

Die Auslegung des Systems der gefilterten Druckentlastung berücksichtigte bereits die geplante Leistungserhöhung auf 3600 MW_{th} und genügt den Anforderungen. Es kann über 24 Stunden autark betrieben werden. Die Auslegung des Systems entspricht den Forderungen der Richtlinie HSK-R-40.

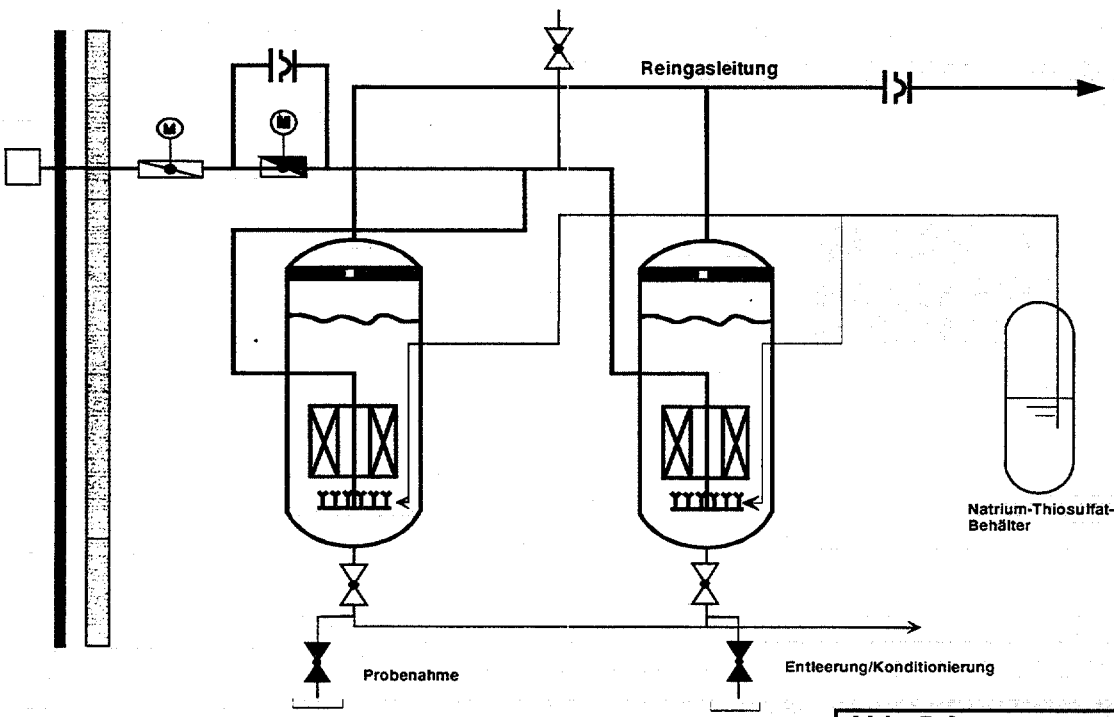


Abb. 5-6
Gefilterte Druckentlastung des Containments

5.4 SICHERHEITS- UND SCHUTZSYSTEME

5.4.1 Leittechnik

5.4.1.1 Sicherheitsleittechnik

Die Leittechnik der Sicherheitssysteme wurde mit einem festverdrahteten elektronischen Steuerungssystem ausgeführt. Die Realisation des Reaktorschutz- und Isolationssystems (NS4) erfolgte in Relaistechnik. Die Sicherheitssysteme können sowohl von Hand als auch automatisch ausgelöst werden. Bei einer erforderlichen automatischen Auslösung eines Sicherheitssystems für die Kernnotkühlung wird der Automatik gegenüber der Handbedienung aus dem Hauptkommandoraum (HKR) während fünf Minuten Priorität eingeräumt.

Die HSK beurteilte die Leittechnik der Sicherheitssysteme bereits im Rahmen des Gutachtens zur Erteilung der Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Leibstadt.

5.4.1.2 Reaktorabschaltungen aus betrieblicher Leittechnik (0E-Scrams)

Im Jahre 1989 wurde zur Verbesserung der Gesamtanlagenverfügbarkeit die beim Auftreten eines Turbinentrips ausgelöste Scramauslösung eliminiert. Mit der Entkopplung des Scrams wurden verschiedene sicherheitstechnische Funktionen angepasst. Mit Rücksicht auf das transiente Verhalten des Reaktors und die thermische Belastung des Hauptkondensators wird, im Falle eines Turbinenschnellschlusses, die Reaktorleistung durch eine SRI- (Einschiessen vorgewählter Steuerstäbe) und Runback- (Schliessen der Umwälzregelventile auf eine vorbestimmte Position) Auslösung reduziert. Damit entfiel auch die bis anhin bei der Turbinenschnellschlussauslösung ausgelöste Umschaltung auf niedrige Umwälzpumpendrehzahl, welche jedoch bei Erreichen von Reaktorniveau 8 nach wie vor ausgelöst wird.

Für jene Fälle, in welchen mit dem Verlust der Hauptwärmesenke oder des Reaktorwasserinventars zu rechnen ist, erfolgen als präventive Massnahme direkte Scramauslösungen, obwohl diese Fälle vom Reaktorschutzsystem beherrscht werden:

- Überdruck Maschinenhaus

  Hohe Maschinenhausdrücke als Folge von Brüchen oder Leckagen in Leitungen oder Komponenten, im wesentlichen sind dies die Frischdampf- und Speisewasserleitungen oder die Turbine, gefährden die Integrität des Maschinenhauses und führen zu unkontrollierten Abgaben an die Umgebung. Der Maschinenhausdruck wird durch zwei Drucktransmitter überwacht. Sobald beide Transmitter einen Druck > 8 mbar messen, erfolgt eine Sekunde verzögert die Scramauslösung (Kap. 7.2.4).

- Ausfall der Abgasanlage

  Diese Scramauslösung verhindert die Möglichkeit der Bildung eines zündfähigen Knallgasgemisches in den Kondensatorrohrbündeln, indem die Radiolyse im Kern und der Dampfeintrag in den Kondensator verringert wird. Das Anregesignal kommt direkt aus der Untergruppensteuerung der Abgasanlage.

- Ausfall der Hauptkühlwasserpumpen

  Der Ausfall des Hauptkühlwassers führt zu einem Ansteigen des Kondensatordruckes und damit zum Verlust der Hauptwärmesenke. Die Scramauslösung erfolgt durch den Ausfall aller vier Hauptkühlwasserpumpen und wirkt dem drohenden Verlust der Hauptwärmesenke frühzeitig entgegen.

- Ausfall der Speisewasserpumpen

  Ein Ausfall der Speisewasserversorgung führt zu einem Reaktorniveauverlust. Die Scramauslösung erfolgt beim Ausfall aller drei SPW-Pumpen frühzeitig und begrenzt das weitere Absinken des Reaktorniveaus.

- Niveau Speisewasserbehälter < 40%

  Störungen in der Speisewasserversorgung (SPW-Tank- oder Hotwell-Niveauregelung) führen ebenfalls zu einem Reaktorniveauverlust. Dieser Niveauverlust wird minimalisiert, indem vor dem Verlust der SPW-Pumpen (SPW-Tanktiefstniveau-Pumpentrip) eine Scramauslösung erfolgt. Der Niveauauslösewert liegt um ca. 50 m^3 oberhalb dem Tiefstniveau für den Trockenlaufschutz der Speisewasserpumpen. Eine Scramauslösung erfolgt, wenn zwei von zwei Niveautransmittern angesprochen haben.

- Höchstniveau in den ND-Vorwärmern 1

  Die Niederdruckturbinen werden bei „Niveau höchst" in einem der Niederdruckvorwärmer (Nord oder Süd) durch eine Schnellentlastung und einen Vollvakuumbruch vor Wasserrückströmung via Anzapfung 1 geschützt. Da dieses Vorkommnis zum Verlust der Hauptwärmesenke führt, wird vorbeugend auch ein direkter Scram ausgelöst sobald zwei von drei Niveauschaltern bei „Niveau höchst" eines Vorwärmers angesprochen haben.

5.4.1.3 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Um die Funktionstüchtigkeit der Sicherheitssysteme zu demonstrieren, werden periodische Tests durchgeführt. Dabei erfolgt auch eine Überprüfung der Funktionstüchtigkeit der zugehörigen elektro- und leittechnischen Ausrüstungen.

Bei diesen Tests wurden bisher folgende Störungen festgestellt:

Bei der am 6. April 1986 durchgeführten Wiederholungsprüfung des APRM-Neutronenflusskanals "A" erfolgte eine Fehlauslösung von fünf der für die SRI-Funktion ausgewählten Kontrollstäbe. Die Ursache konnte auf eine defekte Kabelverbindung zurückgeführt werden. Diese Kabelverbindung versorgt über die SRI-Kontakte die Scramsolenoide der Stabgruppe 3B mit elektrischer Energie. Mit dem Ersatz des defekten Kabelstücks wurde die Störung behoben.

Während eines APRM-Kanalfunktionstestes kam es am 3. Oktober 1990 zu einer fehlerhaften "Backup-Scramauslösung" infolge eines geschlossen gebliebenen Hilfskontaktes des entsprechenden Scramrelais. Aufgrund des Ereignisses wurden alle Hilfskontaktpakete der Relais durch neue ersetzt. Die neuen Hilfskontaktpakete verfügen über einen konstruktiv verbesserten Betätigungsmechanismus. Zudem werden die Kontakte der Scramrelais überwacht, so dass eine Fehlstellung des Hilfskontaktpaketes im HKR ersichtlich ist.

Am 4. Oktober 1989 löste der während eines Kanalfunktionstestes geprüfte Kanal der Dampfleitungsmonitore keinen Halbscram aus. Grund hierfür war ein Nichtabfallen des entsprechenden Relais, obwohl der Spulenstromkreis ordnungsgemäss unterbrochen wurde. Das Relais wurde ersetzt.

Anlässlich des am 29. August 1986 vorgenommenen SEHR-Logikfunktionstestes der Div. 51 verzeichnete man ein Startversagen der SEHR-Hauptpumpe, da ein elektronisches Verzögerungsglied in der Pumpenstartlogik den automatischen Start verhinderte. Der fehlerhafte Bauteil wurde ersetzt.

Während dem Funktionstest des RHR-A-Systems liess sich am 23. Februar 1988 die RHR-A-Pumpe aufgrund einer defekten Antriebsteuerkarte für die "Hand-Einschaltung" vom HKR aus nicht starten; die Steuerkarte musste ersetzt werden. Der Befehlspfad der Automatikbefehle war von der Störung nicht betroffen.

Anlässlich einer am 5. Juni 1991 durchgeführten Überprüfung von Becken-Temperaturgebern verzeichnete man bei der Inbetriebnahme des Notnebenkühlwassersystems "A", infolge eines fehlerhaften Antriebsteuerbausteins, ein Startversagen der Notkühlwasserpumpe. Das Ereignis erforderte den Austausch des Bauteils.

Bei den aufgetretenen Fehlern handelte es sich um Zufallsfehler. Die beiden ersten Ereignisse führten zu sicherheitsgerichteten Fehlauslösungen und sind für die Anlagensicherheit wenig bedeutend. Beim dritten Ereignis lag eine Verminderung der Redundanz für die durch die Dampfleitungsüberwachung vorgesehene Scramauslösung vor. Bedeutender waren die restlichen drei Ereignisse, welche zum Ausfall einzelner Redundanzen von Sicherheitssystemen führten. Durch die aus den Ereignissen gewonnenen Erfahrungen und den dazu getroffenen Massnahmen konnte bei praktisch gleichem Testumfang die Ereignisrate durch Fehler bei Testdurchführungen gesenkt werden. Obwohl die für die

Sicherheitssysteme eingesetzte Leittechnik nicht mehr dem letzten Stand der Technik entspricht, erfüllt sie die an sie gestellten Aufgaben zuverlässig.

5.4.1.4 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf die Leittechnik

Infolge der Leistungserhöhung sind keine Änderungen im Aufbau und in der Auslegungsphilosophie der Leittechnik erforderlich.

Die Leittechnik der Sicherheitssysteme bleibt mit Ausnahme des RPS unverändert. Die Leistungserhöhung wirkt sich für das RPS so aus, dass aufgrund des höheren Betriebsdruckes im RDB der Auslösewert für den Druckscram neu eingestellt werden muss. Das Signal für die Scramüberbrückung bei schnellem Schliessen der Turbinenregelventile oder die Verriegelung der SRI-Auslösung bei Turbinenschnellschluss bei einer Turbinenleistung < 35% (Radkastendruck) wird prozentual zur Nennleistung gleichbleiben. Der Einstellwert (bisher 19,3 bar) muss voraussichtlich angepasst werden.

Da die leistungsbezogenen, in % der Nennleistung ausgedrückten Grenzwerte unverändert bleiben, wirkt sich die Leistungserhöhung nicht auf die Auslösewerte aus. Eine Ausnahme bildet der durchflussabhängige thermische Leistungsscramgrenzwert, welcher sich als Funktion des Kerndurchflusses ändert. Die Leittechnikgrenzwerte der übrigen Sicherheitsleittechnik werden durch die Leistungserhöhung nicht beeinflusst.

5.4.2 Systeme zur Kernkühlung und zur Nachwärmeabfuhr

5.4.2.1 Hochdruckkernsprühsystem

5.4.2.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Hochdruckkernsprühsystem gehört zu den Kernnotkühlsystemen des Kernkraftwerkes Leibstadt. Der Betrieb des Hochdruckkernsprühsystems ist dabei unabhängig vom Betrieb anderer Kernnotkühlsysteme. Bei Ausfall des Speisewassersystems und Ausfall des RCIC-Systems erfüllt das Hochdruckkernsprühsystem die Funktion der Notspeisewasserversorgung.

Die Einspeisung in den RDB erfolgt über zwei Halbkreisleitungen innerhalb des Kernmantels. Das Hochdruckkernsprühsystem wird automatisch initialisiert bei:

- Reaktorniveau tief (Level 2)
- Drywelldruck hoch

Zudem ist eine Handinitialisierung vom Hauptkommandoraum oder von der Notsteuerstelle aus mit Funktionsgruppensteuerung möglich. Das Hochdruckkernsprühsystem wird bei Erreichen von Reaktorniveau hoch (Level 8) abgeschaltet, um ein Fluten der Frischdampfleitungen und eine Beeinträchtigung der Funktionstüchtigkeit der Sicherheits-/Entlastungsventile zu vermeiden. Sollte nach erfolgter

Abschaltung wieder Reaktorniveau tief (Level 2) erreicht werden, so wird das Hochdruckkernsprühsystem wieder eingeschaltet.

5.4.2.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Hochdruckkernsprühsystem wird periodisch Kanal-, Logik- und Systemfunktionstests unterzogen, bei denen die Betriebsbereitschaft des Systems und seiner Komponenten geprüft wird. Bei diesen Tests gab es keine sicherheitstechnisch relevanten Beanstandungen.

Die Hochdruckkernsprühpumpe wurde in der Revision 1989 einer präventiven Instandsetzung unterzogen, um anderweitig festgestellten Korrosionsangriffen an den Zugstangen vorzubeugen.

1993 wurde als Konsequenz aus einem Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Barsebäck (Verstopfung von Saugkörben der Notkühlsysteme durch abgerissene thermische Isolationsmaterialien) der Saugkorb des Hochdruckkernsprühsystems gegen einen wesentlich grösseren ausgetauscht (siehe Kap. 3.3.4).

Im bisherigen Betrieb des Kernkraftwerks Leibstadt sind keine sicherheitstechnisch relevanten Probleme am Hochdruckkernsprühsystem aufgetreten.

5.4.2.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Hochdruckkernsprühsystem

Die Leistungserhöhung auf 3600 MW_{th} hat über folgende Parameter Einfluss auf die Betriebsweise des Hochdruckkernsprühsystems:

- Druckerhöhung um 1,38 bar und Erhöhung der Toleranzen der Federeinstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile von 1 auf 3%,

- Erhöhung der Nachwärmeleistung proportional zur Leistungserhöhung (von geringerer Bedeutung für das HPCS, da die Hauptaufgabe in der Aufrechterhaltung eines geforderten Füllstandes im RDB besteht).

Die durch den Gesuchsteller durchgeführten Störfallanalysen (LOCA, Transienten mit Speisewasserausfall) zeigen, dass das Hochdruckkernsprühsystem seine ihm zugedachten Aufgaben auch unter diesen veränderten Bedingungen erfüllt (vgl. Kap. 7.2). Eine Überprüfung der Hochdruckkernsprühpumpe und der Rohrleitungen und Überwachungssysteme ergab, dass das System ohne anlagetechnische Änderungen alle verlangten Funktionen auch bei erhöhtem Reaktordruck wahrnehmen kann.

5.4.2.2 Niederdruckkernsprühsystem

5.4.2.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Niederdruckkernsprühsystem (LPCS) dient auslegungsgemäss im Zusammenwirken mit den anderen Kernnotkühlsystemen der Nachwärmeabfuhr aus dem Reaktorkern bei einem Kühlmittelverluststörfall zur Sicherstellung einer Brennstabhüllrohrtemperatur < 1200°C .

Der Betrieb des Niederdruckkernsprühsystems wird automatisch ausgelöst bei

- Reaktorniveau tief (Level 1)

oder

- Drywelldruck hoch.

Das System kann zudem von Hand mit Funktionsgruppensteuerung vom Kommandoraum oder von der Notsteuerstelle A ausgelöst werden.

Jede dieser beiden Auslösungen des Niederdruckkernsprühsystems löst auch das Niederdruckkernflutsystem Strang A (LPCI-A) aus.

5.4.2.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Niederdruckkernsprühsystem wird periodisch Kanal-, Logik-, und Systemfunktionstests unterzogen, bei denen die Betriebsbereitschaft des Systems und seiner Komponenten geprüft wird.

Bei den bisher durchgeführten Tests kam es zu keinen sicherheitstechnisch relevanten Beanstandungen.

1993 wurde als Konsequenz aus einem Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Barsebäck (Verstopfung von Saugkörben der Notkühlsysteme durch abgerissene thermische Isolationsmaterialien) der Saugkorb des Niederdruckkernsprühsystems gegen einen wesentlich grösseren ausgetauscht (siehe Kap. 3.3.4).

5.4.2.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Niederdruckkernsprühsystem

Die vom Gesuchsteller durchgeführten Störfallanalysen zu Kühlmittelverluststörfällen zeigen, dass das Niederdruckkernsprühsystem auch nach der beantragten Leistungserhöhung auf 3600 MWth in der Lage ist, die ihm zugedachten Aufgaben zu erfüllen (vgl. Kap. 7.2). Lediglich die Einspeisearmatur ist zu überprüfen, um sicherzustellen, dass die ursprüngliche Auslegungsspezifikation auch nach der Leistungserhöhung erfüllt bleibt. Danach war vorgesehen, dass dieses Ventil auch gegen den maximal

möglichen Reaktordruck (Feder-Einstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile) öffnen kann (ursprünglich 81 bar). Mit der Reaktordruckerhöhung und der Änderung der Toleranz dieser Einstellwerte von bisher 1 auf neu 3% ändert sich dieser Gegendruck. Diese Überprüfung muss vor einer Reaktordruckerhöhung bzw. der Freigabe der Änderung der Toleranz der Einstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile abgeschlossen werden. Obwohl ein zeitgleiches Auftreten eines Druckes der den Feder-Einstellwerten der Sicherheits-/Entlastungsventile entspricht und einer Einspeiseanforderung für das Niederdruckkernsprühsystem sehr unwahrscheinlich ist, muss diese Überprüfung vor einer Reaktordruckerhöhung bzw. vor der Freigabe der Änderung der Toleranz der Einstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile abgeschlossen werden.

5.4.2.3 Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystem (RHR)

5.4.2.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystem RHR führt die vom Kern unter normalen und anomalen Abstellbedingungen produzierte Nachwärme ab. Das RHR-System besteht aus verschiedenen Untersystemen und kann in fünf verschiedenen Betriebsarten eingesetzt werden, von denen drei sicherheitsrelevant sind.

Niederdruck-Kernflutfunktion (LPCI)

In dieser Funktion dient es im Zusammenwirken mit den anderen Notkühlsystemen zur Kernnotkühlung bei einem Kühlmittelverluststörfall, wobei eine maximale Brennstabhüllrohrtemperatur < 1200°C sichergestellt werden muss.

Das LPCI-Untersystem besteht aus drei Strängen A, B und C mit je einer Hauptpumpe, welche über separate strangzugeordnete Leitungen und jeweils einen separaten Saugkorb Wasser aus dem Kondensationsbecken ansaugen und im Reaktordruckbehälter innerhalb des Kernmantels einspeisen.

Die LPCI-Initialisierung erfolgt divisionsgetrennt. Division 11 startet über die LPCS-Logik (LPCS+LPCI Strang A). Division 21 startet LPCI-B und C. Eine automatische Initialisierung der LPCI-Betriebsart erfolgt bei:

- Reaktorniveau tief (Level 1)

oder

- Drywelldruck hoch.

Das LPCI-System (alle drei Stränge) kann vom Hauptkommandoraum aus bedient werden. Der Strang A kann von der Notsteuerstelle A, die Stränge B und C können von der Notsteuerstelle B aus manuell gestartet werden.

LPCI-A wird von Divison 11 und LPCI-B und C von Division 21 mit Strom versorgt.

Kondensationsbeckenkühlfunktion

Bei dieser Betriebsart des Nachwärmeabfuhrsystems RHR wird die Wärmeabfuhr aus dem Kondensationsbecken bei einem Auslegungsstörfall mit Wärmeeintrag in das Kondensationsbecken sichergestellt.

Die Kondensationsbeckenkühlfunktion des Nachwärmeabfuhrsystems kann auch verwendet werden, um die Temperatur im Kondensationsbecken während des Normalbetriebes in den durch die Technische Spezifikation vorgegebenen Grenzen zu halten (32°C).

Dampfkondensationsfunktion

Diese Funktion des Nachwärmeabfuhrsystems kann in Verbindung mit dem Notspeisewassersystem (RCIC) verwendet werden, um bei einer Isolation des nuklearen Dampferzeugungssystems (z.B. nach einem Scram) Dampf mit reduziertem Druck und reduzierter Temperatur aus den Hauptdampfleitungen in den RHR-Wärmetauschern A oder B zu kondensieren. Diese Betriebsart ist nicht sicherheitstechnisch relevant.

Kaltfahrfunktion

In der Kaltfahrfunktion führt das Nachwärmeabfuhrsystem RHR die Nachwärme aus dem Reaktordruckgefäss ab, wenn die Anlage abgestellt ist und Vorbereitungen für einen Brennstoffwechsel oder für Unterhaltsarbeiten getroffen werden. Dabei entnimmt eine Pumpe das Wasser einer Umwälzschleife und fördert es über eine Speisewasserleitung zum Reaktor zurück. Bei Nichtverfügbarkeit dieser Betriebsart, z.B. infolge des Nichtöffnens einer Absperrarmatur (Einzelfehler), kann mit den RHR-Pumpen und Wärmetauschern ein Kreislauf zwischen dem Kondensationsbecken und dem Reaktor gebildet werden. Dabei wird das gekühlte Beckenwasser über die Flutleitungen direkt in den Kernbereich eingespeist. Über die Frischdampfleitungen und offen gehaltene Sicherheits-/Entlastungsventile (SRV) strömt das Wasser in das Kondensationsbecken zurück.

Kühlung des Brennelementlagerbeckens

Das Nachwärmeabfuhrsystem RHR kann in Ergänzung des Brennelementlagerbeckenkühl- und Reinigungssystems (FPCCU) zur Kühlung des Brennelementlagerbeckens herangezogen werden (vgl. Kap. 5.5.4). Eine Notwendigkeit hierfür besteht nur, wenn der gesamte Reaktorkern ausgeladen werden muss (z.B. zur Behebung der Folgen eines Störfalles). Die dabei vom Nachwärmeabfuhrsystem abzuführenden Wärmelasten sind deutlich geringer als beim Kaltfahren der Anlage (geringere Nachzerfallswärme), so dass diese Funktion auch nach erfolgter Leistungserhöhung sichergestellt ist.

5.4.2.3.2 Ergebnisse wiederkehrender Prüfungen und Betriebserfahrungen

Das Nachwärmeabfuhrsystem wird periodisch Logikfunktions-, Kanalfunktions- und Systemfunktionstests unterzogen. Die bisher durchgeführten Funktionstests ergaben keine sicherheitstechnisch relevanten Beanstandungen am Nachwärmeabfuhrsystem. 1993 wurden als Konsequenz aus einem Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Barsebäck (Verstopfung von Saugkörben der Notkühlsysteme durch abgerissene thermische Isolationsmaterialien) die Saugkörbe des Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystems gegen wesentlich grössere ausgetauscht (siehe Kap. 3.3.4).

5.4.2.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystem

Der Einfluss der Leistungserhöhung ist je nach Betriebsart des Nachwärmeabfuhrsystems unterschiedlich. Die Leistungserhöhung wirkt sich dabei über die erhöhte Nachwärmeabfuhr, die geplante Reaktordruckerhöhung und über die vorgesehene Erhöhung der Toleranz der Federeinstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile (SRV) aus, da die LPCI-Einspeisearmaturen entsprechend ursprünglicher Auslegungsspezifikation gegen den Anregedruck der Sicherheits-/Entlastungsventile öffnen können müssen. Ob die LPCI-Einspeisearmaturen dieser Auslegungsanforderung auch nach der Leistungserhöhung genügen, muss durch eine vom Gesuchsteller vorzunehmende Überprüfung festgestellt werden. Obwohl ein zeitgleiches Auftreten des Druckes, der den Federeinstellwerten der Sicherheits-/Entlastungsventile entspricht, und einer Einspeiseanforderung für das Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystem sehr unwahrscheinlich ist, muss diese Überprüfung von einer Reaktordruckerhöhung bzw. vor einer Freigabe der Änderung der Toleranz der Einstellwerte der Sicherheits-/ Entlastungsventile abgeschlossen werden.

Die vom Gesuchsteller eingereichten Störfallanalysen zeigen, dass das Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystem auch nach erfolgter Leistungserhöhung in der Lage ist, seine Funktion zu erfüllen (vgl. Kap. 7.2).

Die Überprüfung der Auslegung des RHR-Wärmetauschers durch den Gesuchsteller hat ergeben, dass die durch die Leistungserhöhung bedingte erhöhte Nachwärmefreisetzung durch das Niederdruckkernflut- und Nachwärmeabfuhrsystem in den vorgesehenen Betriebsarten abgeführt werden kann.

5.4.2.4 Automatisches Druckentlastungssystem (ADS)

5.4.2.4.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das automatische Druckentlastungssystem (ADS) gewährleistet beim Auftreten von Lecks das schnelle, kontrollierte Entlasten des Reaktordruckgefässes auf ein Druckniveau, welches ein Einspeisen der Niederdruckkernnotkühlsysteme LPCS und LPCI ermöglicht.

Bei abgestelltem Reaktor kann über die ADS-Ventile Wasser vom Reaktordruckgefäss (Niveau über dem Stutzen der Frischdampfleitungen) in das Kondensationsbecken geleitet werden. Diese Betriebsart kann verwendet werden, wenn beim Kaltfahrbetrieb durch eine Störung die Ansaugung des Nachwärmeabfuhrsystems von der Umwälzleitung nicht möglich ist (vgl. Kap. 5.4.2.3).

Das automatische Druckabbausystem (ADS) besteht aus 8 der 16 Sicherheits-/Entlastungsventile (SRV), der ADS-Steuerlogik und der Steuerluftversorgung der Ventile.

Die 16 Sicherheits-/Entlastungsventile sind federbelastete Ventile, die zusätzlich mit einem Druckluftzylinder ausgerüstet sind, welcher ein Öffnen der Ventile bei einem Druck unterhalb des Federeinstellwertes ermöglicht. Der Druckluftzylinder wird über elektromagnetische Vorsteuerventile von Hand oder automatisch betätigt.

Die acht, für die ADS-Funktion bestimmten Sicherheits-/Entlastungsventile sind mit je sechs Vorsteuerventilen ausgerüstet:

- zwei Vorsteuerventile (B und D) für ECCS-ADS-Auslösung
- zwei Vorsteuerventile (A und C) für SEHR-ADS-Auslösung
- zwei Vorsteuerventile (E und F) für Druckbegrenzung.

Eine automatische Auslösung des ECCS-ADS erfolgt bei

- Drywelldruck hoch

und

- Reaktorniveau tief (Niveau 1)

unter Verwendung weiterer Hilfskriterien, wobei zunächst ein Vorbereitungssignal gebildet wird, mit dem zugleich die Vorbereitungszeit (105 Sekunden) für das Auslösen des Logikkanals gestartet wird, sofern sich der Kanal nicht im Test befindet. Die Verzögerungszeit erlaubt es dem Bedienpersonal, sich zu entschliessen, ob nicht durch intermittierendes Betätigen der beiden RESET/INHIBIT-Tasten im Hauptkommandoraum die anschliessende ADS-Auslösung hinausgeschoben werden soll. Dieses Hinausschieben ist allerdings nur zulässig, wenn die Gewähr besteht, dass das geforderte Wasserniveau im Reaktordruckbehälter kurzfristig wiederhergestellt werden kann. Die Möglichkeiten für eine Verzögerung sind eng begrenzt, da das SEHR-ADS ohne Verzögerung bereits 120 Sekunden nach

Unterschreiten von Reaktorniveau 1 die ADS-Ventile öffnet. Wird die RESET/INHIBIT-Taste nicht gedrückt, so wird nach Ablauf der Verzögerungszeit das Auslösesignal durchgeschaltet.

Neben der Möglichkeit der automatischen Auslösung kann das ADS auch von Hand ausgelöst werden.

5.4.2.4.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Es werden periodisch Logik-, Kanal- und Systemfunktionstests des automatischen Druckabbausystems durchgeführt.

In den ersten beiden Betriebsjahren wurden an den Sitzen von Sicherheits-/Entlastungsventilen Leckagen festgestellt. Keine der Leckagen führte jedoch zu grösseren Beschädigungen der Dichtflächen.

Im November 1986 wurde die Anlage zur Reparatur eines Abblaseventiles abgefahren, da neben der Undichtheit an einem Ventilsitz die Undichtheit eines Vakuumbrechers in der zugehörigen Abblaseleitung festgestellt wurde, so dass der austretende Dampf direkt in das Drywell und nicht in das Kondensationsbecken abgeführt wurde.

In Auswertung dieser Ereignisse wurde durch KKL das Einstellverfahren der Abblaseventile verbessert, sowie eine periodische Dichtheitsprüfung der Vakuumbrecher und der Austauscharmaturen (es werden jährlich vier Sicherheits-/Entlastungsventile ausgetauscht) eingeführt. Nach Einführung dieser Massnahmen sind keine weiteren sicherheitstechnisch bedeutsamen Störungen an den Sicherheits-/Entlastungsventilen aufgetreten.

5.4.2.4.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das automatische Druckabbausystem

Im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung werden auf Grund der Druckerhöhung im Reaktorkühlkreislauf die SRV-Ansprechwerte erhöht. Zudem wird die zulässige Toleranz der Federeinstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile von 1 auf 3% erhöht. Die Ansprechwerte für das ADS bleiben hingegen unverändert. Rechnungen des Gesuchstellers für eine Leistung von 3600 MW haben gezeigt (vgl. Kap. 7.2), dass das ADS einen genügenden Druckabbau gewährleistet, selbst wenn unterstellt wird, dass eines der acht Ventile ausser Betrieb ist. Nach Auffassung der HSK ist das System somit auch nach der Leistungserhöhung in der Lage, die geforderten Funktionen zu erfüllen.

5.4.2.5 Notstandsystem (SEHR)

5.4.2.5.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Notstandsystem hat die Aufgabe, sicherzustellen, dass der Reaktor und das Containment unter Notstandsbedingungen während mindestens zehn Stunden ohne manuelle Eingriffe gekühlt wird. Es ist weiterhin dafür vorgesehen, die anderen Notkühl- und Nachwärmeabfuhrsysteme unter Kühlmittelverluststörfallbedingungen zu unterstützen und damit das Instandhaltungskriterium für die Kernnotkühlsysteme zu erfüllen; es soll dabei die Nachwärme nach einem Kühlmittelverluststörfall aus dem Containment über das Kondensationsbecken abführen.

Die Komponenten des SEHR-Systems sind in besonders gesicherten Zonen (SEHR-Gebäude, Containment) untergebracht. Eine manuelle Bedienungsmöglichkeit besteht nur in der SEHR-Steuerstelle. Der Reaktor kann aus jedem möglichen Betriebszustand mit Hilfe der vom SEHR ansteuerbaren Entlastungsventile (SEHR-ADS) drucklos gefahren und während mehrerer Stunden durch das SEHR so gekühlt werden, dass die Brennstabhüllrohrtemperatur 1200°C nicht übersteigt. Das System hat eine eigene Wärmesenke, bestehend aus redundanten Kühlwasserkreisläufen mit jeweils eigenem Grundwasserbrunnen, wodurch sichergestellt ist, dass die Temperatur des Kondensationsbeckens bei einem Kühlmittelverluststörfall 85°C und im Notstandsfall 90°C nicht überschreitet. KKL hat während des Stillstandes 1995 eine Erneuerung der SEHR-Grundwasserfassung vorgenommen, um die in der Vergangenheit beobachteten Erschöpfungserscheinungen beim SEHR-Brunnen des Strang A zu beheben. Zugleich wurden notwendige Anpassungen für den Betrieb mit erhöhter Reaktorleistung ausgeführt. Dazu wurde ein neuer Brunnen (Horizontalbrunnen) als Ersatz für den bisherigen Brunnen A gebaut. Zugleich wurden die Grundwasserpumpen in beiden Strängen ersetzt, wodurch die Förderkapazität erhöht wurde. Damit ist sichergestellt, dass auch nach der Leistungserhöhung auf 3600 MW_{th} die zulässigen Grenzwerte für die Kondensationsbecken-Temperatur nicht überschritten werden.

Das Notstandsystem ist dank der Aufteilung in zwei redundante Teilsysteme (A und B) in der Lage, seine Sicherheitsfunktion auch bei Ausfall einer aktiven mechanischen oder Ausfall einer elektrischen Komponente (Einzelfehlerkriterium) zu erfüllen.

Das System kann elektrisch autonom betrieben werden, da jedes der beiden redundanten Eigenbedarfssysteme über eine eigene Dieselgeneratorgruppe (Divisionen 51 und 61) mit allem notwendigen Zubehör einschliesslich einer Kraftstoffreserve, sowie über 24V- und 220V-Gleichstrombatterien verfügt.

Das SEHR-System kann in folgenden Betriebsarten verwendet werden:

- Containmentkühlung (CC)
- Reaktorkernkühlung (RCC)
- Reaktorkern- und Containmentkühlung (RCCC).

Die Auslösung des SEHR-Systems in der Containmentkühlungs-Betriebsart (CC) erfolgt automatisch bei:

- Kondensationsbecken-Temperatur hoch (> 48°C) und Türverriegelung
oder
- Kondensationsbecken-Temperatur zu hoch (>53°C)
oder
- Spannungsverlust

Die Auslösung des SEHR-Systems in der Reaktorkern- und Containmentkühlungs-Betriebsart (RCCC) erfolgt automatisch bei:

- Kondensationsbecken-Temperatur zu hoch (>53°C) und Türverriegelung
oder
- Reaktorniveau kleiner Niveau 1

Für die Kondensationsbecken-Temperaturwerte hoch und zu hoch wird jeweils der höchste von je fünf Temperaturwerten pro Division ausgewählt.

Bei der Initialisierung einer SEHR-Division wird automatisch eine Initialisierung der entsprechenden Betriebsart der anderen Division ausgelöst.

5.4.2.5.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Es werden periodisch Logik-, Kanal- und Systemfunktionstests des Notstandssystems TF durchgeführt.

Während eines Systemfunktionstests im Oktober 1991 wurden Erschöpfungserscheinungen am SEHR-A-Grundwasserbrunnen festgestellt. Eine Überprüfung ergab eine zunehmende Verschlechterung des Brunnenzustandes. Die Überprüfung, die entsprechend der Auslegungsspezifikation unter Annahme einer maximalen Grundwassertemperatur von 12,9°C durchgeführt wurde, ergab zugleich, dass die minimal erforderliche Grundwassermenge, die für ein Funktionieren des SEHR erforderlich ist, gegenüber der ursprünglichen Auslegung reduziert werden kann, so dass ein Weiterbetrieb möglich ist. Zwischenzeitlich hat sich gezeigt, dass die Grundwassertemperatur 16,5°C erreichen kann. Bei Überschreitungen der Auslegungsgrundwassertemperatur von 12.9°C, die allerdings nur zeitlich stark begrenzt auftreten, war nicht sichergestellt, dass der SEHR-Strang A in der Lage ist, bei einem Notstandsfall die maximal zulässige Temperatur im Kondensationsbecken einzuhalten. Die von KKL während des Stillstandes 1995 vorgenommene Ertüchtigung der Grundwasserfassung berücksichtigte die beobachteten höheren Grundwassertemperaturen und genügt den Erfordernissen eines Leistungsbetriebs bei 3600 MW.

Weiterhin wurden bei Funktionstests folgende Störungen festgestellt, deren Ursachen zwischenzeitlich behoben werden konnten:

- Ausfälle der Notstromdiesel
- Auftreten einer inneren Ventilleckage an Rücklaufarmaturen
- Verkleben von Ventilsitzen an Sicherheitsventilen kleiner Nennweite im Grundwasserkreislauf
- Blockieren von Keilplattenschiebern beim Schliessvorgang.

Während des bisherigen Betriebes kam es wiederholt zum Ausfall eines der SEHR-Diesel bei den periodisch durchgeführten Tests. 1992 kam es infolge einer Ölleckage zu einer schweren Schädigung des Diesels der Division 51 (Kap. 4.1.2). 1994 kam es zu einer Abschaltung des Diesels der Division 61 während des Systemfunktionstests infolge eines zu niedrigen Kolbenkühlöldrucks. Ursache war die Verwendung einer fehlerhaften Schnellkupplung in der Druckmessleitung. 1995 kam es zum Ausfall des Diesels der Division 51 infolge eines mechanischen Schadens an der Turboladerdruckleitung. Die aufgetretenen Schäden wurden behoben. Bei den regelmässig durchgeführten Tests wurden ansonsten keine sicherheitstechnisch bedeutsamen Probleme festgestellt.

1993 wurde als Konsequenz aus einem Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Barsebäck (Verstopfung von Saugkörben der Notkühlsysteme durch abgerissene thermische Isolationsmaterialien) der Saugkorb des Notstandsystems gegen einen wesentlich grösseren ausgetauscht (siehe Kap. 3.3.4).

5.4.2.5.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notstandssystem

Die Leistungserhöhung beeinflusst über folgende Faktoren die Auslegung und den Betrieb des Notstandssystems:

1. Die Erhöhung des Reaktordruckes und die Erhöhung der Toleranz der Federeinstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile von ±1% auf ±3% haben zur Folge, dass die Einspeisearmaturen durch einen höheren Differenzdruck belastet werden können. Das führt zur Notwendigkeit der Überprüfung der Auslegung dieser Armaturen. Obwohl ein zeitgleiches Auftreten eines Druckes, der den Feder-Einstellwerten der Sicherheits-/Entlastungsventile entspricht und einer Einspeiseanforderung für das Notstandsystem sehr unwahrscheinlich ist, muss diese Überprüfung vor einer Reaktordruckerhöhung bzw. vor der Freigabe der Änderung der Toleranz der Einstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile abgeschlossen werden.

2. Die Leistungserhöhung auf 3600 MW führt zu einer entsprechend proportionalen Erhöhung der Nachwärmeabfuhr, die vom Notstandsystem abgeführt werden muss. Durch die Ertüchtigung der SEHR-Grundwasserfassung hat KKL die Voraussetzungen geschaffen, diese erhöhte Nachwärmeabfuhr unter Einhaltung der zulässigen maximalen Temperatur des Kondensationsbeeckenwassers sicherstellen zu können.

5.4.2.6 Notspeisewassersystem (RCIC)

5.4.2.6.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Notspeisewassersystem (RCIC) hat die Aufgabe, die Kernkühlung bei Ausfall des betrieblichen Speisewassersystems sowie des Hochdruckkernsprühsystems sicherzustellen. Es ist kein Kernnotkühlsystem für Kühlmittelverluststörfälle, gehört jedoch zu den Sicherheitssystemen des Kernkraftwerkes Leibstadt, da es die Funktion einer Notspeisewasserversorgung wahrnimmt. Bei Speisewasserausfall muss es eine Absenkung des Reaktorniveaus verhindern, die zu einer Auslösung der Niederdrucknotkühlsysteme führt (Niveau 1).

Die RCIC-Pumpenförderung ist drehzahlgeregelt. Der Antrieb erfolgt durch eine Dampfturbine.

Das RCIC-System wird automatisch gestartet bei Reaktorniveau tief (Niveau 2). Es kann mittels Funktionsgruppensteuerung vom Hauptkommandoraum oder der Notsteuerstelle A aus handinitialisiert werden. Weiterhin ist ein Handstart vor Ort durch manuelles Öffnen des Dampfabsperr- und Einspeiseschiebers möglich.

5.4.2.6.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Notspeisewassersystem wird periodisch Kanal-, Logik- und Systemfunktionstests unterzogen.

Bei den Funktionstests des RCIC traten häufig Störungen auf, die Instandsetzungsmassnahmen erforderten. So fiel z.B. 1990 das RCIC bei einer Anforderung nach einem Scram mit Speisewasserausfall aus und zwar infolge des in Offenstellung blockierten Turbinenregelventiles auf Grund einer bei der Montage erfolgten Verwechslung der Hydraulikleitungen. 1993 musste das Wiederanfahren der Anlage nach dem Brennelementwechsel auf Grund eines Fehlers am RCIC unterbrochen werden. 1995 öffnete der Einspeiseschieber nicht. Ursache war ein bis dahin nicht entdeckter Verdrahtungsfehler. Während des Stillstands 1995 versagte die Überdrehzahlsicherung der RCIC-Antriebsturbine beim Test und musste ersetzt werden.

Die festgestellten Störungen waren auf Fehler in der Wartung sowie auf Leckagen an unterschiedlichen Abdichtelementen sowie auf Störungen regelungstechnischer Bauelemente zurückzuführen. Sie stehen in keinem direkten Zusammenhang mit der Reaktorleistung bzw. mit dem Dampfdruck am Turbineneintritt.

Die HSK beurteilt die Betriebserfahrungen mit dem Notspeisewassersystem als unbefriedigend und fordert KKL auf, weitere Massnahmen zur Reduzierung der Störanfälligkeit des Systems vorzuschlagen.

5.4.2.6.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notspeisewassersystem

Das im KKL installierte Notspeisewassersystem ist genau gleich dimensioniert wie das RCIC-System in einer BWR/6-Standardanlage, welches seine Funktion bis zu einer Leistung von 3729 MW_{th} erfüllen kann. Die für KKL vorgesehene Leistung von 3600 MW_{th} ist somit abgedeckt. Der Gesuchsteller hat ausserdem in seinem Sicherheitsbericht Ergebnisse einer berechneten Transiente mit Speisewasserausfall vorgelegt, wobei nur das RCIC-System verfügbar war, die belegen, dass die Kapazität des RCIC-Systems auch nach der Leistungserhöhung ausreichend ist.

Die Realisierung der vorgesehenen Reaktordruckerhöhung, sowie die Veränderung der Toleranzen der Federeinstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile von 1 auf 3% bedingen eine Überprüfung und möglicherweise Modifikationen an einigen Armaturen des Notspeisewassersystems. Obwohl ein zeitgleiches Auftreten eines Druckes, der den Feder-Einstellwerten der Sicherheits-/Entlastungsventile entspricht, und einer Einspeiseanforderung für das Notspeisewassersystem unwahrscheinlich ist, muss diese Überprüfung vor einer Reaktordruckerhöhung bzw. vor der Freigabe der Änderung der Toleranz der Einstellwerte der Sicherheits-/Entlastungsventile abgeschlossen werden.

Im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung hat der Reaktorlieferant GE Befürchtungen hinsichtlich einer erhöhten Wahrscheinlichkeit für einen Überdrehzahltrip der Turbine beim Start des Systems geäussert und schlägt daher die Installation einer Bypassleitung vor dem RCIC-Dampfzufuhrventil sowie Änderungen der Turbinenregelung vor. Der Gesuchsteller hat daraufhin Versuche durchgeführt und die Ergebnisse der HSK vorgestellt; diese zeigen, dass diese Befürchtungen des Reaktorlieferanten nicht zutreffen.

5.4.3 Abschaltsysteme

5.4.3.1 Hydraulisches Steuerstabantriebssystem (CRD-System)

5.4.3.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das hydraulische Steuerstabantriebssystem hat folgende Aufgaben:

- Sicherstellen des Einschiessens der Steuerstäbe bei einer Reaktorschnellabschaltung oder bei einem Einwurf vorgewählter Steuerstäbe (SRI)
- Versorgung der Steuerstabantriebe mit Kühlwasser
- Sicherstellen des Ein- und Ausfahrens der Steuerstäbe für die Leistungsregelung sowie für die abbrandabhängige Kompensation der Überschussreaktivität mittels Steuerstäben durch Bereitstellung von Fahrwasser und Gewährleistung entsprechender Druckverhältnisse in den Ein- und Ausfahrleitungen der Steuerstabantriebe.

5.4.3.1.2 Ergebnisse wiederkehrender Prüfungen und Betriebserfahrungen

Das Steuerstabantriebssystem wird periodisch verschiedenen Systemfunktionstests unterzogen.

1989 wurden Undichtheiten an einer Schweissnaht eines Support Risers (Verbindungsrohrstück zur Ladewasserleitung) einer Steuerstabantriebseinheit festgestellt. Bei einer Überprüfung wurden weitere Anzeigen an anderen Support Risers gefunden. Seit diesem Zeitpunkt erfolgen periodische Schweissnahtprüfungen; dabei wurden in den letzten Jahren wiederholt Anzeigen gefunden. 1994 wurden metallurgische Untersuchungen an einem betroffenen Support Riser durchgeführt, die auf eine Wechselbiegebeanspruchung hindeuten. KKL hat 1995 die betroffenen Support Riser repariert und führt gegenwärtig eine Optimierung der Konstruktion durch, die schrittweise in den nächsten Jahren realisiert werden wird.

In der Anfangsphase des Anlagenbetriebes traten Probleme beiden CRD-Pumpen hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit auf Grund von Vibrationen auf. In der Zwischenzeit konnte die Standzeit der Pumpen auf zwei Jahre erhöht werden. Die Vibrationen an den CRD-Pumpen werden überwacht. Die erreichte Standzeit der Pumpen erscheint der HSK auch heute als nicht besonders befriedigend. Der Sachverhalt ist jedoch sicherheitstechnisch auf Grund des Vorhandenseins von zwei CRD-Pumpen nicht bedeutsam. Lediglich hinsichtlich der Durchführung von Accident-Management-Massnahmen bei einem hydraulisch bedingten (Teil)ATWS könnten sich bei Nichtverfügbarkeit einer Pumpe Einschränkungen ergeben, da hierfür der Parallelbetrieb beider Pumpen als eine mögliche Massnahme vorgesehen ist.

Am 4. Februar 1987 schlossen bei einem Funktionstest die beiden Absperrventile der Scramablassbehälter nicht. Ursache war ein mechanischer Defekt am gemeinsamen Pilotventil. Die Ursache konnte durch Austausch des Ventils gegen einen verbesserten Typ behoben werden.

Im Zusammenhang mit einem meldepflichtigen Ereignis (vgl. Kap. 4.1.2) - dem Anfahren der Reaktoranlage ohne funktionsbereitem Reaktorschnellabschaltsystem auf Grund eines geschlossenen Ladewasserventiles - wurde durch die HSK eine umfassende Überprüfung der hydraulischen Zustände des Steuerstabantriebssystems auf der Basis spezieller KKL-Scramtests für hydraulisch bedingte ATWS durchgeführt. Im Ergebnis konnten Accident-Management-Massnahmen für diesen Fall festgelegt und eine insgesamt positive Bewertung des Systemverhaltens vorgenommen werden. Eine Wiederholung dieses Ereignisses ist durch Nachrüstung einer Verriegelung, die ein Anfahren mit geschlossenem Ladewasserventil verhindert, ausgeschlossen worden. Zudem wurde das Alarmierungskonzept überarbeitet und verbessert, um zu verhindern, dass der Reaktoroperateur wichtige Alarme bei Anstehen der Alarmursache quittieren kann.

5.4.3.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Steuerstabantriebssystem

Der Einfluss einer Leistungserhöhung auf das Steuerstabantriebssystem wurde durch den Gesuchsteller untersucht und für vernachlässigbar befunden. Die vorgesehene Erhöhung des Reaktordruckes beeinträchtigt den Betrieb des Steuerstabantriebssystems nicht. Sie führt zu einer geringfügigen, sicherheitstechnisch nicht bedeutsamen Erhöhung der Zeit für ein vollständiges Einschiessen der Steuerstäbe bei einer Schnellabschaltung. Die HSK schliesst sich dieser Beurteilung des Gesuchstellers an.

5.4.3.2 Vergiftungssystem

5.4.3.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Vergiftungssystem ist ein redundantes, unabhängiges Abschaltsystem, welches dafür ausgelegt ist, den Reaktor durch Boreinspeisung (Neutronengift) von Vollast in den kalten, unterkritischen Zustand zu fahren und in diesem Zustand zu halten, ohne dass die Steuerstäbe verfahren werden müssen. Hinsichtlich seiner Funktion stellt es ein unabhängiges Backup-System für das Einfahren der Steuerstäbe mit dem Steuerstabantriebssystem dar.

Das Vergiftungssystem wird manuell in Betrieb genommen. Bei einer Initialisierung läuft das Vergiftungssystem wie folgt an:

- Die Saugventile öffnen und die Sprengladungen der Explosionsventile werden gezündet
- Die Pumpen starten, sobald die Saugventile vollständig geöffnet sind.

Für eine wirksame Vergiftung des Reaktorkerns mit diesem System werden nach vorliegenden Analysen ca. zwei Minuten benötigt.

5.4.3.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Vergiftungssystem wird periodisch verschiedenen wiederkehrenden Funktionsprüfungen unterzogen.

Auf Grund anfänglicher Probleme mit der Einperlmessung zur Niveaubestimmung im Bortank auf Grund von Auskristallisation im Einperlrohr wurde eine neue Messeinrichtung (Ultraschall und Schwimmermessung) installiert. Mit Ausnahme dieses Problems traten während des bisherigen Betriebes keine sicherheitstechnisch relevanten Störungen auf.

Das nutzbare Volumen der Bortanks wurde 1991 vergrössert, da der Einsatz von SVEA-Brennelementen eine höhere Boreinspeisemenge zur Erfüllung der Systemfunktion erfordert.

5.4.3.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Vergiftungssystem

Mit der Leistungserhöhung des Kernkraftwerkes Leibstadt ist eine neue Kernauslegung verbunden. Dies macht die Bestimmung des für ein Abschalten mit dem Vergiftungssystem notwendigen Borvorrats in den Bortanks für die Bedingungen nach Leistungserhöhung notwendig. Diese Auslegung wird bei jeder Kernbeladung überprüft. Auf Grund der 1991 vorgenommenen Vergrösserung des nutzbaren Volumens der Bortanks kann jedoch davon ausgegangen werden, dass gegebenenfalls notwendige Anpassungen des Borvorrats ohne technische Probleme vollzogen werden können.

Die vom Gesuchsteller beantragte Erhöhung des Reaktordruckes sowie der Toleranz der Ansprechwerte der Sicherheits/Entlastungsventile von 1 auf 3% führen zu einer Erhöhung des maximalen Förderdruckes der beiden Pumpen bei Parallelbetrieb von bisher 85,3 auf 89,7 bar. Dies führt zu einer geringen Verschiebung des Arbeitspunktes der Pumpen bei Parallelbetrieb, ohne dass die auslegungsgemäss spezifizierte Einspeisemenge unterschritten wird. Die Einstellung der Sicherheitsventile des Vergiftungssystems mit einem minimalen Ansprechwert von 93,6 bar bietet einen genügenden Sicherheitsabstand zum maximalen Förderdruck, um ein Fehlanregen oder ein "Ventilflattern" bei instationären Strömungsverhältnissen (z.B. beim Pumpenstart) auszuschliessen.

Das Vergiftungssystem ist somit geeignet, seine Funktion auch nach der beantragten Leistungserhöhung zu erfüllen.

5.5 VERSORGUNGS- UND HILFSSYSTEME

5.5.1 Kühlwassersysteme

Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens werden lediglich die sicherheitstechnisch wichtigen Kühlwassersysteme beurteilt.

5.5.1.1 Nebenkühlwassersystem

5.5.1.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das Nebenkühlwassersystem hat die Aufgabe, die in den Wärmetauschern verschiedener Reaktor- und Turbinenzwischenkühlkreisläufe sowie in verschiedenen Hilfskreisläufen (Ventilationskühler) anfallende Wärme bei normalen Betriebsverhältnissen und bei Auslegungsstörfällen in den Rhein abzuführen.

Das Nebenkühlwassersystem besteht aus drei voneinander unabhängigen Kühlkreisläufen:

- aus zwei nuklearen Kühlkreisläufen Loop "A" und "B", die in bezug auf die sicherheitstechnischen Funktionen des Systems im Störfall zueinander redundant sind, mit jeweils zwei Nebenkühlwasserpumpen,
- aus einem Kühlkreislauf für nicht sicherheitsrelevante Verbraucher Loop "0" mit vier Nebenkühlwasserpumpen.

Von sicherheitstechnischer Bedeutung sind die nuklearen Nebenkühlwasserkreisläufe A und B, deren Funktion bei einem Ausfall das Notnebenkühlwassersystem übernimmt, weshalb sie nicht gegen das Sicherheitserdbeben, sondern nur gegen Betriebserdbeben ausgelegt wurden und im LOCA-Fall nicht notstromversorgt sind. Bei Nichtverfügbarkeit des Nebenkühlwassersystems wird das Notnebenkühlwassersystem direkt auf den nuklearen Zwischenkühlkreislauf aufgeschaltet.

Das Kühlwasser, welches dem Rhein entnommen wird, fliesst durch freies Gefälle nach mechanischer Reinigung zu den Nebenkühlwasserpumpen. Von dort wird es auf die Leitungen der nuklearen Kühlkreisläufe A und B sowie des konventionellen Kühlkreislaufes "0" verteilt und in das Kraftwerk gefördert.

Die drei Teilströme der Kreisläufe A, B und 0 vereinigen sich wieder im Überlaufbecken, von wo ein Teil des Wassers zur Kühlturmzusatzwasser-Aufbereitungsanlage geleitet wird. Der übrige Teil fliesst in den Rhein.

5.5.1.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Da das Nebenkühlwassersystem im Kraftwerksnormalbetrieb in Betrieb ist (in der Regel wird periodisch zwischen Kühlkreislauf A und B umgeschaltet), können wesentliche Systemkomponenten direkt überwacht werden. Teilweise erfolgen zusätzliche Tests im Zusammenhang mit den Systemfunktionstests für das nukleare Zwischenkühlwassersystem. Die Schmierwasserpumpen der Nebenkühlwasserpumpen werden vierzehntägig einem Systemfunktionstest unterzogen.

Während des bisherigen Betriebs des Kernkraftwerks Leibstadt traten keine sicherheitstechnisch relevanten Störungen im nuklearen Nebenkühlwassersystem auf.

5.5.1.1.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Nebenkühlwassersystem

Von sicherheitstechnischer Bedeutung ist das nukleare Nebenkühlwassersystem. Durch die Leistungserhöhung ändern sich die in den jeweiligen Betriebsarten abzuführenden Wärmelasten. Die Erhöhung der abzuführenden Wärmelasten ist durch die erhöhte Wärmeabfuhr vom nuklearen Zwischenkühlwassersystem bedingt.

Eine Überprüfung durch die HSK hat ergeben, dass die zusätzlichen Wärmelasten nach erfolgter Leistungserhöhung vom nuklearen Nebenkühlwassersystem abgeführt werden können. Verändern werden sich allenfalls die tatsächlich erreichbaren Abkühlzeiten; diese bleiben jedoch innerhalb der Auslegungsgrenzen. Das nukleare Nebenkühlwassersystem ist somit auch nach erfolgter Leistungserhöhung in der Lage, die ihm zugedachten Funktionen zu erfüllen.

5.5.1.2 Nukleares Zwischenkühlwassersystem

5.5.1.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Das nukleare Zwischenkühlwassersystem (NICCW) führt die in der Reaktoranlage anfallende Abwärme im Normalbetrieb und bei Auslegungsstörfällen an das Nebenkühlwassersystem (Kap. 5.5.1.1) ab. Die Kreisläufe des Zwischenkühlwassersystems bilden dabei eine Aktivitätsbarriere zwischen dem Reaktorkühlkreislauf und dem Nebenkühlwasser.

Das nukleare Zwischenkühlwassersystem ist in drei Kreisläufe aufgeteilt, wovon die Kreisläufe A und B auf Grund der angeschlossenen Kühlstellen von sicherheitstechnischer Bedeutung sind, während der Kreislauf 0 lediglich betriebstechnische Aufgaben zu erfüllen hat.

Eine generelle Auslegung des nuklearen Zwischenkühlwassersystems gegen das Sicherheitserdbeben (EK I) ist nicht erforderlich, da bei einem Ausfall die Reaktoranlage mit Hilfe des Notnebenkühlwassersystems (ESW) abgefahren werden kann, welches gegen das Sicherheitserdbeben ausgelegt ist. Lediglich die Isolationsventile und die notnebenkühlwasserseitigen Wärmetauscher sind gegen das Sicherheitserdbeben ausgelegt und in die Sicherheitsklasse 2 eingestuft.

Die beiden geschlossenen, zueinander redundanten, sicherheitsrelevanten Kreisläufe A und B verfügen über je zwei Pumpen, die das Kühlwasser von zwei notnebenkühlwasserseitigen Wärmetauschern über die Wärmetauscher der den Kreisläufen zugeordneten Systeme fördern. Der Kreislauf 0 wird entweder vom Kreislauf A oder B mit Kühlwasser versorgt. Er verfügt nicht über eigene Umwälzpumpen und Zwischenkühlwasserwärmetauscher.

Der Kreislauf 0 kann mit Motorschiebern gegenüber den Kreisläufen A und B abgetrennt werden, die aus sicherheitstechnischen Gründen gegeneinander verriegelt sind, um eine Entleerung beider sicherheitstechnisch wichtigen Kreisläufe A und B bei einem Leitungsbruch im Kreislauf 0 auszuschliessen.

Die Kreisläufe A und B sind mit je einem belüfteten Hochbehälter ausgerüstet, um eine genügende Pumpenzulaufhöhe zu gewährleisten. Beide Kreisläufe sind mit vollentsalztem Wasser gefüllt.

Für die Einspeisung von Korrosionsinhibitoren (Hydrazin) sind beide Kreisläufe mit je einem Chemikalienendosierbehälter versehen.

Die Inbetriebnahme der Kreisläufe A und B, wie auch die Wärmetauscherumschaltung resp. -Zuschaltung erfolgt über Funktionsgruppensteuerungen. Die Zu- und Umschaltung des Kreislaufes 0 erfolgt ebenfalls über Funktionsgruppensteuerungen.

5.5.1.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das nukleare Zwischenkühlwassersystem wird periodisch Logik-, Kanal- und Systemfunktionstests unterzogen.

Zudem werden periodisch Inspektionen der NICCW-Wärmetauscher (alle zwei Jahre) durchgeführt. Bei einer Inspektion im Jahre 1986 wurde eine Beschädigung der Beschichtung des Rohrbodens festgestellt. Durch Anwendung einer neuen Beschichtung konnten die aufgetretenen Probleme behoben werden. Zeitweilig traten im Zwischenkühlwassersystem Probleme mit dem Verkleben von Sicherheitsventilen auf, die auf eine ungünstige Materialpaarung Gehäuse- und Kegelsitz zurückzuführen waren. Ein Übergang auf andere Materialpaarungen und eine Verkürzung der Prüfintervalle an Sicherheitsventilen mit auffälligem Verhalten führten zur Lösung der aufgetretenen Probleme.

Mit Ausnahme der erwähnten Vorkommnisse, deren Ursachen behoben werden konnten, sind die bisher gesammelten Betriebserfahrungen mit dem nuklearen Zwischenkühlwassersystem als gut zu bezeichnen.

5.5.1.2.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das nukleare Zwischenkühlwassersystem

Die geplante Leistungserhöhung führt zu einer Erhöhung der abzuführenden Wärmelasten. Eine Überprüfung durch die HSK zeigte, dass die erhöhten Wärmelasten ohne anlagetechnische Änderungen abgeführt werden können. Allenfalls ist mit einer Verlängerung der tatsächlichen Abkühlzeit der Reaktoranlage gegenüber den Verhältnissen vor der Leistungserhöhung zu rechnen. Dies wäre sicherheitstechnisch ohne Bedeutung. Zudem ist auf Grund der Betriebserfahrungen von KKL die tatsächliche Wärmeabfuhrkapazität des Zwischenkühlwassersystems höher als im Minimum gefordert. Dafür wird KKL bis zur Freigabe der ersten Stufe der Leistungserhöhung entsprechende Messergebnisse vorlegen.

5.5.1.3 Notnebenkühlwassersystem

5.5.1.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Die Aufgabe des Notnebenkühlwassersystems besteht in der Wärmeabfuhr aus den für ein sicheres Abfahren der Reaktoranlage notwendigen Systemen bei Ausfall des Nebenkühlwassersystems und/oder des nuklearen Zwischenkühlwassersystems. Das System dient der Kühlwasserversorgung

der Wärmetauscher des Notstromdieselanlage, der Raumkühler der Notsteuerstellen sowie der Wärmetauscher des Zwischenkühlwassersystems.

Das Notnebenkühlwassersystem ist in drei Stränge aufgeteilt. Zwei Stränge A und B sind vom Aufbau her weitgehend identisch. Der dritte Strang dient zur Kühlung des Hochdruckkernsprühsystems HPCS und ist kleiner dimensioniert als die beiden anderen Stränge. Das HPCS verfügt nur über diese Kühlungsart.

Die wesentlichen Bestandteile jedes Stranges sind:

- Notnebenkühlwasserpumpen (Stränge A und B mit je einer Hauptpumpe, einer Dieselkühlwasserpumpe und einer Druckhaltepumpe, HPCS-Strang mit Dieselkühlwasserpumpe und Druckhaltepumpe) mit Rohrleitungen, Armaturen und kleinem Druckwindkessel
- Notkühltürme mit Ventilator(en)
- Zusatzwasserbrunnen mit Grundwasserpumpe
- Chemikalienanlage mit Chemikalienbehälter und Dosierpumpen

Die Notkühlwasserstränge A und B haben je eine Hauptpumpe, die zur Raumluftkühlung der Notsteuerstellen A resp. B und zur Kühlung der normalerweise vom nuklearen Zwischenkühlwassersystem versorgten sicherheitstrelevanten Systeme dient. Dabei wird das Kühlwasser in einem geschlossenen Kreislauf von den Notkühltürmen über die zu versorgenden Kühlstellen zurück zu den Notkühltürmen gefördert. Die Dieselkühlwasserpumpen der Stränge A und B versorgen die Kühler der Notstromdiesel (Division 11 resp. Division 21) mit Kühlwasser.

Die Dieselkühlwasserpumpe im Notnebenkühlwasserstrang des HPCS versorgt neben den Notstromdieselkühlern (Division 31) auch die Öl- und Sperrwasserkühler der HPCS-Hauptpumpe, den HPCS-Raumkühler und den HPCS-Elektroraumkühler.

Die in allen drei Kreisläufen angeordneten Druckhaltepumpen halten die Kreisläufe gefüllt und unter Druck.

Die drei Stränge des Notnebenkühlwassersystems sind ausserhalb des Reaktorhilfsanlagengebäudes örtlich voneinander getrennt angeordnet, wodurch sichergestellt ist, dass bei einem Flugzeugabsturz nur ein Strang seine Funktion verlieren kann.

Alle Gebäude, in denen sich Ausrüstungen des Notnebenkühlwassersystems befinden, sowie Komponenten und Rohrleitungen des Notnebenkühlwassersystems sind für das Sicherheitserdbeben ausgelegt (EK I). Das Notnebenkühlwassersystem ist in die Sicherheitsklasse 3 eingestuft.

Die elektrische Versorgung des Systems erfolgt von der Schiene BM, die notstromgesichert ist (Versorgung von Notstromdieselanlage möglich). Die drei Stränge des Notnebenkühlwassersystems

werden durch je eine Druckhaltepumpe gefüllt gehalten, um beim Anfahren des Systems Belastungen durch Wasserschläge zu vermeiden.

Das Notnebenkühlwassersystem ist für die Wärmeabfuhr im Post-LOCA-Betrieb bei Ausfall des Nebenkühlwassersystems und/oder des nuklearen Zwischenkühlwassersystems ausgelegt. Es kann zusätzlich zum Fluten des Reaktordruckbehälters während einer Post-LOCA-Periode verwendet werden und zwar über eine Querverbindung von Notnebenkühlwasserstrang B zum RHR-Strang B (Accident-Management-Massnahme).

Die Inbetriebnahme des Notkühlsystems ist über Funktionsgruppensteuerung vom Hauptkommandoraum, den Notsteuerstellen und von örtlichen Leitständen möglich.

5.5.1.3.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Notnebenkühlwassersystem wird periodisch Funktionstests unterzogen. Bei den im bisherigen Betrieb der Anlage durchgeführten Tests ergaben sich keine sicherheitstechnisch relevanten Beanstandungen.

5.5.1.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf das Notnebenkühlwassersystem

Die geplante Leistungserhöhung des KKL beeinflusst die Funktion des Notnebenkühlwassersystems in erster Linie über die zu erwartende Erhöhung der Nachwärmeleistung nach einem Abschalten der Reaktoranlage.

Diese Erhöhung der Nachwärmeleistung ist proportional zur Leistungserhöhung. Nach Angabe von KKL und bestätigt durch eine Überprüfung durch die HSK für die sicherheitstechnisch bedeutsamen Betriebsarten - Wärmeabfuhr nach einem Kühlmittelverluststörfall, erzwungenes Abfahren und Kühlung der Notsteuerstellen - sind die vorhandenen Stränge A und B bereits ausreichend ausgelegt. Die Wärmeabfuhr vom HPCS ist unabhängig von der Reaktorleistung. Aus sicherheitstechnischer Sicht bestehen keine Bedenken gegen die Leistungserhöhung. Die Funktion des Notnebenkühlwassersystems kann auch nach der Leistungserhöhung uneingeschränkt sichergestellt werden.

5.5.1.4 Notstandnebenkühlwassersystem

Das Notstandnebenkühlwassersystem dient ausschliesslich der Kühlwasserversorgung des Notstandssystems. Die Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung und der vorliegenden Betriebserfahrungen sind im Abschnitt zum Notstandssystem SEHR dargestellt (Kap. 5.4.2.5).

5.5.2 Stromversorgung

Die interne Stromversorgung besteht aus zwei Betriebssträngen sowie fünf den Sicherheitssystemen zugeordneten Notstromanlagen.

5.5.2.1 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Um die Funktionstüchtigkeit der Stromversorgungssysteme, vor allem der Notstrom- resp. Notstandstromversorgungssysteme zu prüfen, werden periodische Tests durchgeführt. Aufgrund der bei diesen Prüfungen eingetretenen meldepflichtigen Ereignisse wurden die jeweils erforderlichen korrigierenden Massnahmen so durchgeführt, dass einmal aufgetretene Störungsursachen sich nicht mehr wiederholten. Die Ausfallhäufigkeit der Dieselanlagen in KKL liegt im internationalen Vergleich im Bereich des Durchschnitts. Die HSK wird weiterhin der Verbesserung der Zuverlässigkeit der Dieselanlagen ihre Aufmerksamkeit schenken.

5.5.2.2 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung

Der Aufbau der Eigenbedarfsanlage wird bei der Leistungserhöhung nicht verändert. Die Leistungsreserve der Eigenbedarfstransformatoren ist gross genug, um den erhöhten Leistungsbedarf diverser Antriebe im sekundären Kondensat- und Speisewassersystem (z.B. für die Speisewasserpumpen, Kondensatpumpen, Vorwärmerkondensatpumpen, Generatordichtölpumpen, Hydraulikpumpen der neuen Bypassventile), im Generator-Dichtölsystem sowie im Steuerflüssigkeitssystem der Turbinen-Bypassventile abzudecken. Die durch die erhöhte Pumpenleistung geforderte Antriebsleistung der grossen Speisewasserpumpen- oder Kondensatpumpenantriebe liegt auch nach der Leistungserhöhung innerhalb der früheren Auslegung. Bei den Generator- und Blockschutzfunktionen müssen bestimmte Auslösewerte neu eingestellt werden.

Auf die Leistungsbilanzen der Notstrom- resp. Notstandstromversorgungen wirkt sich die Leistungserhöhung nicht aus.

5.5.3 Lüftungsanlagen

5.5.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Nachstehend wird ein zusammenfassender Überblick über die wesentlichen Lüftungsanlagen des Kernkraftwerkes Leibstadt gegeben. Das Notabluftsystem und das H_2-Mischsystem sind Sicherheitssysteme. Die Anlagen zur Raumluftkühlung der ECCS-, RCIC-, NICCW- und SEHR-Räume sind sicherheitstechnisch relevant, da sie zur Gewährleistung zulässiger Umgebungsbedingungen für die in diesen Räumen befindlichen Komponenten dieser Sicherheits- oder sicherheitsbezogenen Systeme

dienen. Dementsprechend sind diese Anlagen sicherheitstechnisch klassiert. Die anderen Anlagen sind Betriebssysteme.

1. Umluftkühlanlage Drywell

Hierbei handelt es sich um eine Anlage mit rein betrieblicher Funktion. Sie besteht aus drei Systemen mit je zwei redundanten Ventilatoren. Die Aufgabe der Anlage besteht in der Wärmeabfuhr aus dem Drywell an das nukleare Zwischenkühlwassersystem und im Halten einer mittleren Temperatur von 57 °C innerhalb des Drywells. Bei einem LOCA wird die Anlage bei einer Raumtemperatur von 102°C abgestellt, das nukleare Zwischenkühlwassersystem wird isoliert (Reaktorniveau tief, Level 2 oder Drywelldruck hoch).

2. Umluftkühlanlage Containment

Hierbei handelt es sich um eine Anlage mit betrieblicher Funktion. Sie besteht aus drei Systemen mit je zwei redundanten Ventilatoren. Die Aufgabe der Anlage besteht in der Einhaltung einer maximal zulässigen Raumtemperatur in den RWCU-Räumen von 65°C und in den anderen Räumen in der Sicherstellung einer konstanten Raumtemperatur im Normalbetrieb von 30°C. Während und nach einem LOCA ist die Anlage nicht in Betrieb.

3. Containmentlüftungsanlage

Diese betriebliche Lüftungsanlage besteht aus einem Zu- und einem Abluftstrang mit je zwei redundanten Ventilatoren. Sie unterstützt das Notabluftsystem bei der Spülung des Containments durch die Bereitstellung der Zuluft. Dabei kann sie mit unterschiedlichen Luftmengen betrieben werden.

4. Umluftanlage Annulus

Dieses betriebliche System, welches aus zwei Einheiten mit je zwei Ventilatoren besteht, dient der Verhinderung von Kondenswasser an der Reaktorgebäudeinnenseite.

5. Fortluftsystem Annulus

Dieses aus zwei redundanten Einheiten mit je einem Ventilator bestehende betriebliche System dient der Unterdruckhaltung im Annulus und der Gewährleistung der Luftzirkulation durch ECCS- und RWCU-Räume, durch den Dampftunnel und ausgewählte SEHR-Räume. Die Zuluftversorgung erfolgt mittels der Reaktorhilfsanlagengebäudelüftung. Bei Störfällen wird das System abgeschaltet und das Notabluftsystem (SGTS) in Betrieb genommen (vgl. Kap. 5.3.2.6).

6. Notabluftsystem (SGTS)

Das Notabluftsystem ist von sicherheitstechnischer Bedeutung und wird ausführlicher im Kap. 5.3.2.6 beurteilt.

7. Wasserstoff-Mischsystem

Das System besteht aus zwei redundanten Einheiten mit je einem Ventilator und dient der Verringerung der Wasserstoffkonzentration im Drywell durch Einblasen von Containmentluft mit Überdruck nach einem Kühlmittelverluststörfall. Dieses System ist von sicherheitstechnischer Bedeutung und wird im Kap. 5.3.2.4 beurteilt.

8. Lüftungsanlage für Reaktorhilfsanlagengebäude und Brennelementlager

Dieses System dient der Sicherstellung einer maximalen Raumtemperatur in den Räumen des Reaktorhilfsanlagengebäudes und des Brennelementlagergebäudes von 30°C.

Die Lüftungsanlage besteht aus einer Zuluftanlage und getrennten Abluftanlagen mit jeweils zwei redundanten Ventilatoren. Bei Luftkontamination in einem der Gebäude erfolgt bei reduzierter Zuluftmenge die Spülung des betroffenen Gebäudes mit dem Notabluftsystem.

Die Umluftkühlanlagen in den ECCS-, RCIC- und NICCW-Räumen haben sicherheitstechnische Bedeutung, da sie die zulässigen Umgebungsbedingungen für den Betrieb dieser Systeme sicherstellen. Die Temperatur in diesen Räumen darf 65°C nicht überschreiten. Eine längerandauernde Abweichung von den zulässigen Umgebungsbedingungen kann Ausfälle von Komponenten und damit eine Beeinträchtigung von Sicherheitseinrichtungen verursachen.

9. SEHR-Lüftungsanlage

Die SEHR-Lüftungsanlage dient u.a. der Sicherstellung zulässiger Umgebungsbedingungen für den Betrieb des SEHR-Systems und hat daher sicherheitstechnische Bedeutung. Eine länger andauernde Abweichung von den zulässigen Umgebungsbedingungen könnte zum Ausfall oder Fehlverhalten von Komponenten führen. Im Bedarfsfall laufen daher in den SEHR-Pumpenräumen, Elektroräumen, Dieselräumen und im gemeinsamen Wärmetauscherraum Umluftkühleinheiten an. Diese Umluftkühleinheiten sind sicherheitstechnisch klassiert.

Das Spülen der SEHR-Räume erfolgt mittels einer Spülluftanlage (Zuluft) und dem Annulus-Fortluftsystem.

10. Lüftungsanlage für Radwaste- und Abgasgebäude

Dieses Betriebssystem besteht aus einem Zuluftstrang mit zwei redundanten Ventilatoren und drei Abluftsträngen mit je zwei redundanten Ventilatoren. Die Aufgabe dieser Anlage besteht in der Entlüftung des kontrollierten und des unkontrollierten Zonenteils, sowie der Labors und Garderoben. Durch eine geeignete Druckstaffelung zwischen dem kontrollierten (Unterdruck) und dem nicht kontrollierten Bereich wird die Ausbreitung luftgetragener Aktivität verhindert.

11. Lüftungsanlage Maschinenhaus

Die Lüftungsanlage des Maschinenhauses besteht aus einer Zu- und Abluftanlage mit je 4x33%- Ventilatoren und dient der Aufrechterhaltung arbeitsschutztechnisch und aus Sicht des Aggregateschutzes zulässiger Temperaturen im Maschinenhaus. Die Anlage wurde vor der Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Leibstadt gegenüber dem ursprünglichen Projekt modifiziert, um durch einen gezielten Einsatz des Abluftsystems Dampfleckagen eines bestimmten Bruchspektrums (bis 3 % der Nenndampfmenge) kontrolliert über den Kamin abzuführen und die Integrität des Maschinenhauses zu erhalten. Damit kommt der Lüftungsanlage Maschinenhaus eine gewisse sicherheitstechnische Bedeutung zu.

12. Lüftungsanlage für die Heisse Werkstatt (HWS) und das Dekontaminationszentrum (DZ)

Diese Lüftungsanlage besteht aus den drei Teilsystemen
- Lüftung HWS
- Lüftung DZ
- Kälteanlage.

Sie dient der Einhaltung zulässiger Raumtemperaturen und der Sicherstellung eines Gebäudeunterdruckes gegenüber der Atmosphäre als Aktivitätsbarriere sowie der Absaugung belasteter Luft (Säurenebel, andere aggressive Medien) aus den genannten Gebäudeteilen.

5.5.3.2 Ergebnisse wiederkehrender Prüfungen und Betriebserfahrungen

Die betrieblichen Lüftungsanlagen befinden sich im Normalbetrieb häufig oder sogar ständig in Betrieb, so dass keine längerfristig unbemerkten, verdeckten Fehler auftreten können. Zu den Betriebserfahrungen mit dem Notabluftsystem wurde im Kap. 5.3.2.6 Stellung genommen. Während des Jahresstillstandes 1995 wurde bei einem Test festgestellt, dass nicht sichergestellt ist, dass die Lüftungsanlagen in den ECCS - Räumen bei einem Notstromfall und nachfolgenden LOCA automatisch mit dem Pumpenstart anlaufen. Ein Start würde allerdings zu einem späteren Zeitpunkt durch ein Signal „Raumtemperatur Hoch" erfolgen. Dessenungeachtet hat die HSK KKL aufgefordert, diese Abweichung zum Design bis zum Abschluss des Brennelementwechsels 1996 zu untersuchen und gegebe-

nenfalls zu beheben. Auf Grund des beobachteten allmählichen Temperaturanstiegs im Maschinenhaus durch zunehmende Isolationsverluste wurden durch KKL strömungstechnische Verbesserungen im Zuluftsystem der Maschinenhauslüftungsanlage vorgenommen, um den Volumenstrom zu erhöhen. Weiterhin wird eine Optimierung der Abluftanlage untersucht. Insgesamt sind gute Erfahrungen beim Betrieb der Luft- und Kälteanlagen zu verzeichnen.

5.5.3.3 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung auf die Lüftungsanlagen

Ein Einfluss der geplanten Leistungserhöhung auf die Lüftungsanlagen kann sich ergeben, wenn die Leistungserhöhung einhergeht mit einer Erhöhung der Verlustwärme von Rohrleitungen und Komponenten, was zu höheren, von den Lüftungsanlagen abzuführenden Verlustwärmemengen führen kann. Diese Frage wurde detailliert vom Gesuchsteller untersucht. Diese Untersuchung hat ergeben, dass sich im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung nur eine geringfügige Erhöhung der Verlustwärmemengen ergeben wird, die innerhalb der Auslegungstoleranzen der Lüftungsanlagen liegt. Für sicherheitstechnisch bedeutsame Anlagen ergeben sich keine Beeinträchtigungen für die Funktion der Lüftungsanlagen, da die Erhöhung der Verlustwärmemengen unterhalb von einem Prozent der derzeitigen Verlustwärmemengen liegt.

Eine Einschränkung in dieser Hinsicht ergibt sich für die Lüftungsanlage des Maschinenhauses. Hier werden bereits im jetzigen Betrieb an verschiedenen Stellen die ursprünglichen Auslegungstemperaturen teilweise erheblich überschritten. Dies ist aus dem Blickwinkel der nuklearen Sicherheit nicht von Bedeutung. Aus Gründen des Arbeitsschutzes (Instandhaltung während des Betriebes) empfiehlt die HSK jedoch, durch isolationstechnische Massnahmen die Temperaturen an den bekannten "hot spots" zu reduzieren.

Ein weiterer Einfluss der Leistungserhöhung ergibt sich auf die Lüftungsanlage im Maschinenhaus durch die Erhöhung der Nenndampfmenge mit der Leistungserhöhung. Diese führt zu einer Reduzierung des mit der Lüftungsanlage beherrschbaren Leckspektrums in bezug auf die Nenndampfmenge (nur noch bis ca. 2,6% der Nenndampfmenge). Sicherheitstechnisch ist diese Veränderung jedoch von geringer Bedeutung, da bei Erreichen eines Überdruckgrenzwertes im Maschinenhaus eine Reaktorschnellabschaltung (0E-Scram) ausgelöst wird, was die generierte Frischdampfmenge reduziert und gleichzeitig auch zu einem Turbinenschnellschluss führt, wodurch ein grosser Teil der Dampfleitungen im Maschinenhaus isoliert wird. Bei einem Leck vor dem Turbineneinlassventil > 6% der Nennfrischdampfmenge kommt es auf Grund des absinkenden Frischdampfdrucks zu einer Frischdampfisolation.

5.5.4 Brennelementlagerung und -kühlung

5.5.4.1 Brennelementlagerung

Das Kernkraftwerk Leibstadt verfügt über insgesamt vier Brennelementlagerbecken:

- ein Brennelementlagerbecken im Containment (Kompaktlager)
- zwei Brennelementlagerbecken im Brennelementlagergebäude für bestrahlte Brennelemente (bis 2050 Brennelemente)
- ein Brennelementlagerbecken im Brennelementlagergebäude für frische Brennelemente (Trockenlager)

Im Kompaktlager innerhalb des Stahlcontainments (auf Kote +28m) können bis zu 660 Brennelemente gelagert werden. Das Lager wird nur während eines Brennelementwechsels genutzt. Dieses Lager wurde nach der Inbetriebnahme des Kernkraftwerks nachgerüstet. Mit der Nachrüstung des Kompaktlagers sind die Voraussetzungen geschaffen worden, um z.B. nach einem Störfall den gesamten Kern auszuladen und diesen kurzzeitig im Kompaktlager einzulagern. Zudem könnte bei der Durchführung der wiederholten Druckprüfung des Reaktordruckbehälters der Reaktorkern im Kompaktlager für die Dauer der Prüfung eingelagert werden. Normalerweise wird während einer Umladung nur ca. ein Fünftel aller Brennelemente ausgeladen.

Die durchgeführten Kritikalitätsuntersuchungen haben gezeigt, dass eine ausreichende Unterkritikalität der vier Brennelementlagerbecken gewährleistet ist, wenn der k_∞-Wert der eingesetzten Brennelemente bei 20°C höchstens 1,31 beträgt. Die Einhaltung dieses Grenzwertes wird jeweils vor dem erstmaligen Einsatz eines neuen Brennelementtyps nachgewiesen. Eine Erhöhung des zulässigen k_∞-Werts bedarf einer Freigabe durch die HSK.

5.5.4.2 Kühlung und Reinigung der Brennelementlagerbecken

Für die Kühlung und Reinigung der Brennelementlagerbecken steht das Kühl- und Reinigungssystem (FPCCU) zur Verfügung. Für die Kühlung können ebenfalls die RHR-Systeme (A oder B) verwendet werden.

5.5.4.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Die Aufgabe des Kühl- und Reinigungssystems (FPCCU) besteht in der Abfuhr der Nachwärme der gelagerten Brennelemente an eine externe Wärmesenke und in der Reinigung des Beckenwassers bezüglich fester und gelöster Verunreinigungen durch mechanische und chemische Filter, um die spezifizierte Wasserqualität einzuhalten und die Aktivitätskonzentration des Beckenwassers zu begrenzen.

Die in den Brennelementlagerbecken des Brennelementlagergebäudes bzw. im Containmentbecken (bestehend aus Reaktorgrube, Wasserabscheiderlagerbecken, Dampftrocknerlagerbecken, Brennelementlagerbecken und Brennelementtransportbecken) abgegebene Nachwärme der abgebrannten Brennelemente wird über zwei parallel geschaltete Wärmetauscher an den nuklearen Zwischenkühlkreislauf (Loop 0) weitergegeben. Das gekühlte Wasser wird anschliessend im Anschwemmfilter gereinigt und entsalzt und über Diffusoren in die Lagerbecken zurückgeführt. Das Kühl- und Reinigungssystem ist zweisträngig aufgebaut und verfügt über eine zusätzliche dritte Reservepumpe. Normalerweise genügt ein Strang, um die Beckenwassertemperatur unterhalb von 40°C zu halten. Lediglich bei sehr ungünstigen Wärmeabfuhrbedingungen (Temperatur im Zwischenkühlkreislauf 32°C, Wassertemperatur des Rheins 23°C) ist der Betrieb von zwei Strängen betrieblich vorgesehen.

Das Kühl- und Reinigungssystem (FPCCU) ist gegen Betriebserdbeben ausgelegt. Die Stromversorgung erfolgt von den Schienen 10/20 BC.

Eine für das Sicherheitserdbeben (SSE) ausgelegte direkte Verbindung vom Lagerbecken zum Nachwärmeabfuhrsystem (RHR A und B), die manuell aufgeschaltet werden kann, dient zur Sicherstellung der Kühlung der Brennelementlagerbecken im Brennelementlagergebäude bei einem Ausfall des Kühl- und Reinigungssystems (FPCCU). Für die Kühlung des Kompaktlagers im Reaktorgebäude (Kote +28m) wurde eine gegen das Sicherheitserdbeben ausgelegte Verbindung zum Nachwärmeabfuhrsystem (RHR A und B) und eine separate Rückführleitung in das Lagerbecken nachgerüstet. Über diese Verbindung erfolgt die Kühlung des Kompaktlagers mittels einer der RHR-Pumpen während eines Brennelementwechsels. Es ist möglich, zeitgleich einen Strang des RHR-Systems für die Reaktorabfahrkühlung und den anderen Strang für die Containmentlagerbeckenkühlung einzusetzen. Im LOCA-Fall wird die Kühlfunktion des RHR für das Containmentlagerbecken von der sicherheitstechnisch wichtigeren Funktion der Nachwärmeabfuhr aus dem Reaktor und dem Kondensationsbecken übersteuert. Für den Fall des Eintritts eines Störfalls während eines Brennelementwechsels, der eine Nachwärmeabfuhr aus dem Reaktor erforderlich macht, ist es möglich, mit einem RHR-Strang sowohl den (offenen) gefluteten Reaktor als auch das Containmentlagerbecken zu kühlen.

5.5.4.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Das Kühl- und Reinigungssystem der Brennelementlagerbecken (FPCCU) ist ein Betriebssystem und ständig zur Kühlung zwischengelagerter Brennelemente im Brennelementlagergebäude in Betrieb, so dass keine unbemerkten, verdeckten Fehler auftreten können. Während des bisherigen Betriebes sind keine sicherheitstechnisch bedeutsamen Störungen am Kühl- und Reinigungssystem der Brennelementlagerbecken aufgetreten.

5.5.4.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf Brennelementlagerung und Lagerbeckenkühlung

Die Leistungserhöhung beeinflusst in erster Linie über die erhöhte Nachwärme die Bedingungen der Brennelementlagerung und -kühlung. Dabei ist mit einer Erhöhung der von den Kühlsystemen abzuführenden Nachwärmefreisetzung proportional zur geplanten Leistungserhöhung (14,7 %) zu rechnen, wenn die gleichen Berechnungsgrundlagen wie bei der ursprünglichen Auslegung verwendet werden. Das FPCCU wurde ursprünglich nach dem ANS-Standard 5.0 von 1971 für die Nachwärmeleistung ausgelegt. Dieser ergibt höhere Werte für die Nachwärmeleistung als der heute verwendete ANS-Standard 5.1 von 1979, so dass die ursprüngliche Auslegung Reserven beinhaltet. Eine Überprüfung ergab, dass das FPCCU auch nach der Leistungserhöhung in der Lage ist, seine Aufgaben zu erfüllen.

Das nachgerüstete Containmentbeckenkühlsystem wurde bereits nach dem ANS-Standard 5.1 ausgelegt. Dabei wurde eine thermische Nennleistung von 3452 MW zugrunde gelegt. Technisch ist die Kühlkapazität jedoch durch die Wärmeabfuhrkapazität eines RHR-Wärmetauschers begrenzt, die ca. 36 MW beträgt. Dies bedeutet, dass ein vollständiges Ausladen des Reaktorkerns in das Kompaktlager möglich ist, sobald die Nachwärmefreisetzung < 1% der Nennleistung wird. Dies ist bereits ca. drei Stunden nach erfolgter Reaktorabschaltung der Fall. Da das in Vorbereitung einer Kernausladung notwendige Abkühlen der Reaktoranlage bereits erheblich mehr Zeit in Anspruch nimmt, ergeben sich aus der Leistungserhöhung keinerlei Einschränkungen für die Nutzung der Brennelementlager und die Brennelementlagerbeckenkühlung.

Die Sicherheit der Brennelementlager gegen Kritikalität hängt nicht von der Nachzerfallswärmeleistung der Brennelemente und somit auch nicht von der Reaktorleistung ab und ist durch die Einhaltung des zulässigen k_∞-Wertes gegeben.

5.6 AUSGEWÄHLTE REGELSYSTEME

Störungen in Regelsystemen können zur Auslösung von Störfällen führen, die durch Sicherheitssysteme zu beherrschen sind, weshalb durch die HSK eine Überprüfung der Auslegung ausgewählter, sicherheitstechnisch bedeutsamer Regelsysteme im Hinblick auf die nach der Leistungserhöhung zu erwartenden Betriebsparameter vorgenommen wurde. Diese Überprüfung wird während der Inbetriebnahmephase zur Aufnahme des Leistungsbetriebes mit erhöhter Leistung fortgesetzt, wozu die HSK ausgewählte Inbetriebnahmeversuche fordert (Kap. 9).

5.6.1 Leistungsregelung

5.6.1.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Die Leistung des KKL-Siedewasserreaktors kann durch die Position der Steuerstäbe und die Kühlmittelumwälzmenge geregelt werden. Gewöhnlich wird die Reaktoranlage mit einem vorgewählten Steuerstabmuster betrieben. In Abhängigkeit vom Abbrand des Reaktorbrennstoffes werden während des Zeitraumes zwischen zwei Brennstoffwechseln periodisch Anpassungen des Steuerstabmusters vorgenommen, um eine optimale Brennstoffausnutzung zu erreichen. Die Veränderung der Position der Steuerstäbe erfolgt mit Hilfe des Steuerstabantriebssystems (siehe Kap. 5.4.3.1).

Bei einem festgelegten Steuerstabmuster erfolgt die Reaktorleistungsregelung mit Hilfe des Reaktor-Umwälzmengen-Regelsystems. Durch Veränderung der Umwälzmenge kann die Reaktorleistung innerhalb des zulässigen Betriebskennfeldes verändert werden (Abb. 2-1). Abb. 5-7 zeigt den prinzipiellen Aufbau der Umwälzregelung und das Zusammenwirken der einzelnen Regler.

Im Leistungsbetrieb können verschiedene Betriebsarten der Reaktorleistungsregelung verwendet werden.

a) Durchflussreglerbetrieb

Mit den beiden Durchflussreglern in HAND-Betrieb kann jedes Regelventil einzeln über die Veränderung des HAND-Sollwertes in jede beliebige Position gefahren werden. Dies stellt das unterste Niveau der Umwälzmengenregelung mit einem Regelbereich von 0 bis 100% Ventilstellung dar. Bei 0% Ventilstellung befindet sich das Regelventil in der Minimalstellung, wobei durch eine mechanische Begrenzung immer eine Mindestfördermenge der Umwälzpumpe gewährleistet bleibt. Im HAND-Betrieb wird die gemessene Umwälzmenge für die Regelung nicht berücksichtigt. Der HAND-Betrieb wird für den Start der Umwälzpumpen oder die Umschaltung von reduzierter Drehzahl auf Schnellauf verwendet.

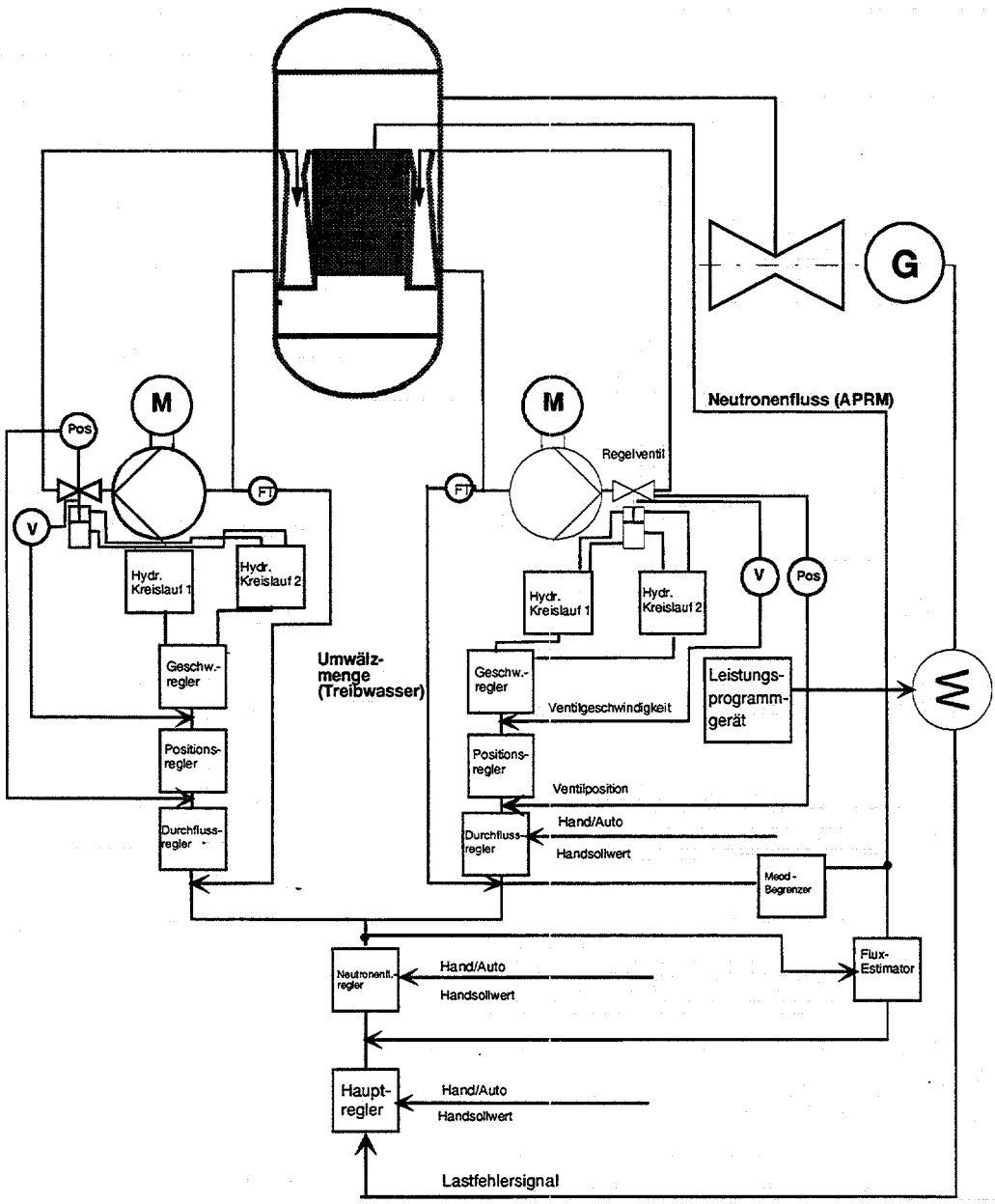


Abbildung 5-7
Umwälzregelung
Übersichtsschaltbild

b) Neutronenflussreglerbetrieb

Die Änderung der Umwälzmenge (und damit der Reaktorleistung) mit dem Neutronenflussregler ist nur möglich, wenn beide Durchflussregler auf AUTO umgeschaltet sind. Mit dem Neutronenflussregler in HAND-Betrieb werden mit dem HAND-Sollwert beide Regelventile gleichzeitig verfahren, um die gewünschte Umwälzmenge zu erreichen. Die Rückmeldung des gemessenen Neutronenflusses wird dabei nicht berücksichtigt. Der Regelbereich geht von 0 bis 100% Ventilposition.

Die Umwälzregelung im Kernkraftwerk Leibstadt wird normalerweise mit dem Neutronenflussregler im AUTO-Betrieb gefahren, wobei der Regelbereich aus Stabilitätsgründen auf 40 bis 100% begrenzt ist, d.h. die thermische Reaktorleistung wird permanent auf den Sollwert eingeregelt.

c) Hauptreglerbetrieb

Mit dem Hauptregler in HAND-Betrieb und Neutronenfluss- und Durchflussregler in AUTO-Betrieb wird die Umwälzmenge entsprechend dem HAND-Sollwert eingestellt. Dadurch wird die Reaktorleistung bestimmt. Der Hauptregler des Turbinenregelsystems TURBOTROL (Vordruckregelung, siehe Abb. 5-8) steht dabei auf Nachlauf und folgt dem IST-Wert der Reaktorleistung, d.h. er stellt die Abnahme der gesamten Leistung sicher. Dies ist die bisher meist praktizierte Betriebsart.

Bei der Betriebsart "Koordinierter Lastbetrieb" wird der Hauptregler auf Automatik geschaltet, wobei dafür die Treibwassermenge zwischen 48 und 100% betragen muss (48% Treibwassermenge entsprechen je nach Stabmuster ca. 70% Reaktorleistung). In dieser Betriebsart wird die geforderte Generatorleistung via Turbinenhauptregler und Umwälzregelung eingestellt. Die Umwälzmenge wird bei Abweichungen vom Generatorsollwert (Lastfehlersignal, siehe Abb. 5-7) so lange verändert, bis der Istwert dem Sollwert entspricht. In dieser Betriebsart ist zusätzlich der Frequenzregler des Turbinenregelsystems TURBOTROL in Eingriff (s. Abbildung 5-8), d.h. bei Frequenzabweichungen im 420kV-Netz wird der Generatorleistungssollwert korrigiert und die Reaktorleistung automatisch nachgeführt.

Die Betriebsart "Koordinierter Lastbetrieb" ist vorgesehen für Laständerungen im Leistungsbereich <95% der Nennleistung (automatischer Lastfolgebetrieb). Ein Lastfolgebetrieb wird aber bisher nicht praktiziert und ist gegenwärtig von KKL auch nicht vorgesehen.

5.6.1.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Die Einrichtungen zur Leistungsregelung befinden sich während des Normalbetriebs ständig in Betrieb, so dass keine unbemerkten Fehler auftreten können. Die Umwälzmengenregelung, wie auch die beiden Regelventile werden periodischen Systemfunktionstests (alle 18 Monate) unterzogen, um ein korrektes Reglerverhalten sicherstellen zu können. Die Einrichtungen zur Leistungsregelung haben sich im bisherigen Anlagenbetrieb bewährt. Die Durchflussregelung mittels Regelventilen hat gelegentlich zu mechanischen Problemen an den Ventilen geführt (vgl. Kap. 5.2.2.2), weshalb KKL Untersuchungen über einen Übergang zu einer drehzahlgeregelten Umwälzmenge durchführt. Diese Untersuchungen werden unabhängig von der geplanten Leistungserhöhung fortgesetzt.

5.6.1.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Leistungsregelung

Die Erhöhung der thermischen Reaktorleistung und der damit in Zusammenhang stehende Umbau der Hochdruckteilturbine bedingen Anpassungen im Leistungsregelsystem. Der prinzipielle Aufbau des Sy-

stems muss dabei nicht verändert werden. Die Einstellwerte der Regler müssen an das etwas veränderte Anlagenverhalten angepasst werden. Dabei sind teilweise auch Anpassungen der Instrumentierung erforderlich. Diese Änderungen werden, soweit sie sicherheitstechnisch relevant sind, durch die HSK im Freigabeverfahren behandelt. Die endgültige Überprüfung der Reglereinstellungen erfolgt in der Inbetriebnahmephase nach Erhöhung der Leistung.

5.6.2 Turbinenregelung und Turbinenbypasssystem

5.6.2.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Abb. 5-8 gibt einen Überblick über das elektronische Regelsystem der Turbine und das Zusammenwirken der verschiedenen Regeleinrichtungen. Das Regelsystem besteht aus dem Druckregler, dem Turbinenregler und dem Wasserabscheider/Zwischenüberhitzer (WAZÜ)-Regler. Als Stellglieder für den Druckregler dienen die Einlassventile (EV) und die Bypassventile (BV), für den Turbinenregler die Einlassventile und die Abfangklappen (AK) und für den WAZÜ-Regler die Heizdampfventile (HV).

Das System hat folgende Aufgaben:

- automatische Drucksollwertführung des Reaktordruckes für Höher - und Tieferfahren z.B. bei An- und Abfahren
- automatisches Hochfahren der Turbogruppe
- automatisches Belasten der Turbogruppe
- Steuerung der Abfangklappen
- Optimales Anfahren des Wasserabscheiders/ Zwischenüberhitzers (WAZÜ)

Dabei müssen folgende Grössen geregelt werden:

- Frischdampfdruck vor dem Turbinenregelventil
- Drehzahl
- Elektrische Leistung
- WAZÜ-Heizdampfdruck

Einfluss auf die Sicherheit hat die Frischdampfregelung (Vordruckregelung), da Schwankungen des Reaktordrucks über eine Veränderung des Dampfblasengehalts zu Änderungen der Reaktivität des Reaktorkerns führen können, die von den Sicherheitseinrichtungen beherrscht werden müssen.

Für die Frischdampfmenge gibt es folgende sicherheitstechnisch bedeutsame Begrenzungen:

1. Eine Begrenzung über das Turbinenregelsystem TURBOTROL, die zu einem Öffnen der Bypassventile bei 105% der Nenndampfmenge führt und zugleich den Durchfluss durch die Turbineneinlassventile begrenzt. Die sich aus dieser Begrenzung ergebende maximale Frischdampfmenge beträgt ca. 117% der Nennfrischdampfmenge, davon strömen ca. 13% über die geöffneten Turbinenbypassventile in den Kondensator.

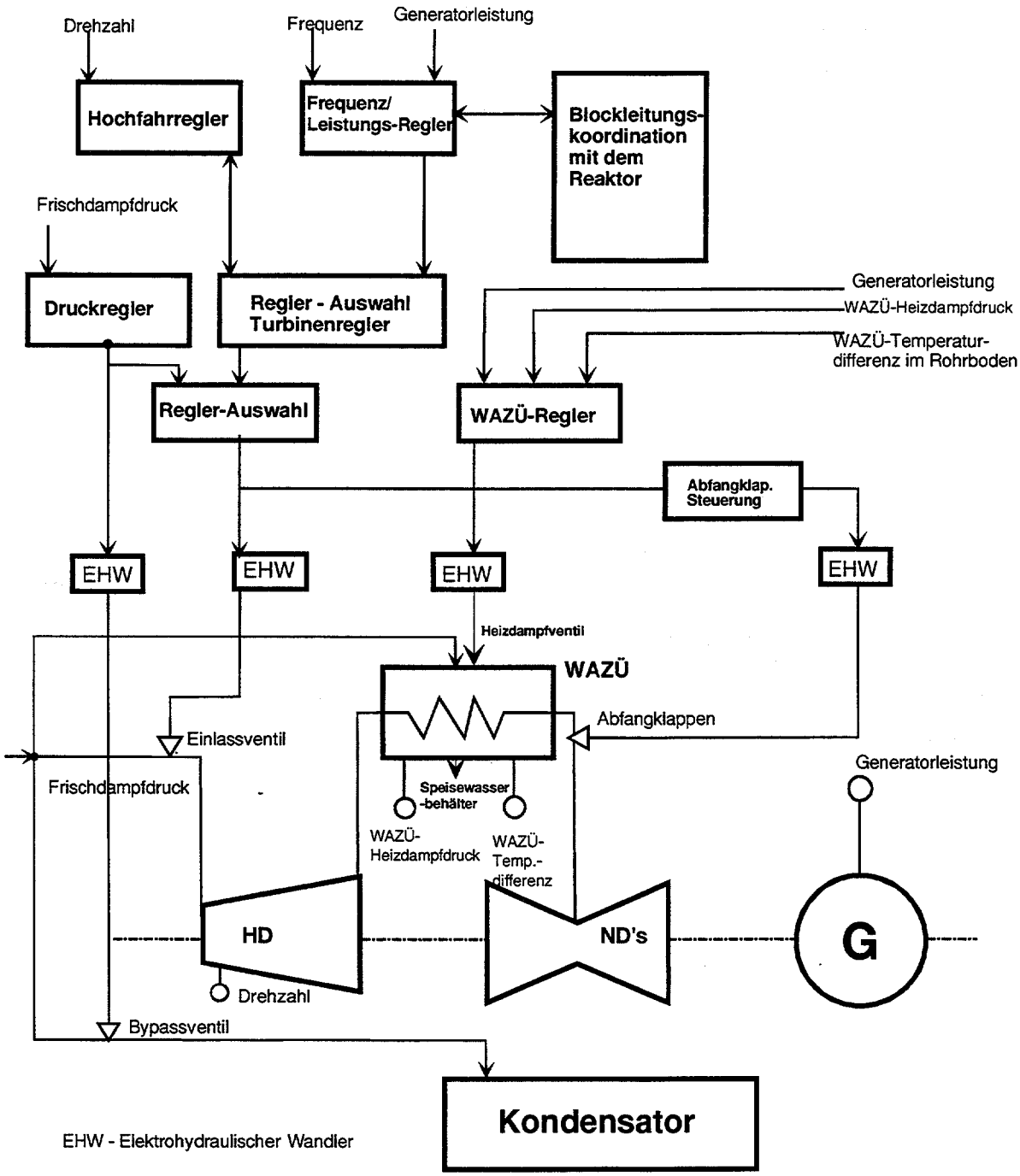


Abb. 5-8
Elektronisches Regelsystem der Turbine
Übersichtsschaltbild

2. Ausserdem ist die Frischdampfmenge im Falle eines Fehlers der Begrenzungseinrichtung im TURBOTROL über den Totalhub der Turbineneinlassventile auf ca. 115% (zuzüglich gegebenenfalls einen über geöffnete Bypassventile abströmenden Anteil) begrenzt.

Durch diese Begrenzungen wird eine unbegrenzte Leistungserhöhung bei einer Transiente mit Leistungsanstieg im Reaktor (im Falle des Versagens des ersten Reaktorschutzsignales) ausgeschlossen, da jede weitere Erhöhung der im Reaktor erzeugten Frischdampfmenge zu einer Druckerhöhung führt, die eine Reaktorschnellabschaltung über das Signal Reaktordruck hoch auslöst (Bei Umleitung von Dampf in den Kondensator zudem noch Auslösen eines SRI infolge Kondensatordruck hoch möglich), was für die Beurteilung von Störfallfolgen von Bedeutung ist.

5.6.2.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Die Turbinenregeleinrichtungen befinden sich während des Normalbetriebs ständig in Betrieb, so dass unbemerkte Fehler nicht auftreten können. Die Bypassregeleinrichtungen werden mindestens einmal jährlich beim Abfahren der Anlage in Betrieb genommen, so dass ihre Funktionstüchtigkeit ebenfalls periodisch überprüft wird.

Das Turbinen- und Bypassregelsystem hat sich im bisherigen Anlagenbetrieb bewährt. 1984 kam es während der Inbetriebsetzung zu einem fehlerhaften vollständigen Öffnen aller vier Bypassregelventile, als bei abgeschaltetem Reaktor und einem Druck von 20 bar versucht wurde, eine Betriebsweise mit automatischer Frischdampfdruckregelung (geregeltes Abfahren über die Bypassventile) herzustellen. Ursache war ein Auslegungsfehler in der Logik, der dazu führte, dass bei zwei gestörten Auslösekanälen ein Voll-Auf-Befehl für die Bypassregelventile gegeben wurde. Der Fehler wurde korrigiert.

1989 kam es infolge eines Fehlers eines elektronischen Bausteins im Elektrohydraulischen Wandler (EHW) zu einer Scramauslösung, da die Bypassregelventile nach erfolgtem teilweisem Schliessen der Turbinenregelventile nicht öffneten. Ursache für dieses Ereignis war ein Auslegungsfehler, der zu einem Auslösen der Schnellschliessüberwachung der Turbinenregelventile führte, bevor die Selbstüberwachung der EHW zu einem Wegschalten des fehlerhaften Kanals hätte führen können, was dieses Ereignis vermieden hätte. Zudem wurde anlässlich dieses Ereignisses festgestellt, dass der Druckregler, der in diesem Fall das Öffnen der Bypassventile bewirkt hätte, nicht in der Lage war, mit derartigen elektronischen Störungen fertig zu werden. Diese Auslegungsschwächen wurden inzwischen behoben.

5.6.2.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Turbinenregelung und das Turbinenbypasssystem

Die Leistungserhöhung beeinflusst in erster Linie über eine allfällige Erhöhung des Reaktordrucks und der Frischdampfmenge die Turbinenregelung und das Turbinenbypasssystem. Der prinzipielle Aufbau der Regeleinrichtungen bleibt jedoch auch nach der Leistungserhöhung unverändert. Die Erhöhung der Frischdampfmenge erfordert ein höheres Schluckvermögen der Turbine und hat einen Umbau der Hochdruckteilturbine zur Folge. KKL hat sich entschlossen, im Zuge dieses Umbaus auch die bisherigen Turbineneinlassregelventile gegen baugleiche aber grössere auszutauschen, da damit eine Ver-

besserung des Wirkungsgrades erreicht werden kann. Die Begrenzung der Frischdampfmenge mit dem TURBOTROL wird ebenfalls angepasst. Sicherheitstechnisch ist das von Bedeutung, da eine Begrenzung einer Leistungsexkursion bei einem Ausfall des ersten Reaktorschutzsignales durch die Begrenzungen der Frischdampfmenge mit dem TURBOTROL bzw. durch das Schluckvermögen der Turbine (Totalhub des Turbinenregelventiles) auf einem höheren absoluten Leistungsniveau als bisher erfolgt. Dies kann die möglichen Störfallfolgen beeinflussen. Andererseits ist ein derartiges Ereignis als auslegungsüberschreitend anzusehen und besitzt eine niedrige Eintrittshäufigkeit. Es erscheint jedoch zweckmässig, eine Untersuchung der Auswirkungen einer derartigen Transiente vorzunehmen.

Das Turbinenbypasssystem muss auch nach der Leistungserhöhung in der Lage sein, 110% der Nennfrischdampfmenge über die vier kombinierten Bypassregel- und Absperrventile in den Hauptkondensator abzublasen. Eine Überprüfung der vorhandenen Ventile hat gezeigt, dass diese die geforderte höhere Abblasekapazität nicht gewährleisten können. Sie werden daher gegen baugleiche, aber grössere Bypassregelventile ausgetauscht, die eine erhöhte Abblasekapazität aufweisen und nach Auffassung von KKL den Anforderungen bei einer Leistungserhöhung bis auf 3600 MW genügen.

Die Leistungserhöhung und der Umbau der Hochdruckteilturbine bedingen Anpassungen der Einstellungen der Regler. Eine Überprüfung des auslegungsgemässen Funktionierens der Regeleinrichtungen und insbesondere des Turbinenbypasssystems erfolgt während der Inbetriebnahme nach Abschluss der Umbauarbeiten sowie im Rahmen eines speziellen Programms von Inbetriebnahmeversuchen bei Aufnahme des Betriebs mit erhöhter Leistung. Diese Inbetriebnahmeversuche werden durch die HSK begleitet (Kap. 9.2).

5.6.3 Speisewasserregelung

5.6.3.1 Aufbau, Funktion und Auslegungsgrundlagen

Die Speisewasserregelung regelt die notwendige Speisewassermenge zum Reaktor, um das Wasserniveau im Reaktordruckbehälter im Leistungsbetrieb auf dem vorgewählten Sollwert zu halten.

Dabei muss durch die Speisewasserregelung sichergestellt werden, dass der Reaktorkern zur Sicherung der Kernkühlung stets mit Wasser überdeckt bleibt und dass kein unzulässig hoher Mitriss von Wasser durch den Wasserabscheider in die Dampfleitung eintritt, was zu einer übermässigen Beanspruchung von Turbinenschaufeln führen kann (zu hohes Wasserniveau) resp. kein übermässiger Dampfeintrag von den Wasserabscheidern in die Ansaugströmung der Reaktorumwälzpumpen (zu niedriges Wasserniveau) erfolgt, was zu einer Reduzierung der Unterkühlung des Kühlmittels beim Kerneintritt führen kann. Bei Reglerstörungen kommt es zur Anregung von Sicherheitssystemen (Niveau hoch oder Niveau tief).

Jede der drei vorhandenen Speisewasserpumpen ist in der Lage bei Vollast der Anlage 50% der Nennspeisewassermenge zu fördern, so dass im Normalbetrieb nur zwei Pumpen in Betrieb sind, während die dritte als Reserve dient. Falls eine der laufenden Pumpen ausfällt, kann die verbleibende kurzzeitig 80% der Nennspeisewassermenge fördern, womit verhindert wird, dass das Wasserniveau im Reaktordruckbehälter allzu stark absinkt. Die Speisewasserregelung erhöht in diesem Fall kurzfristig so lange die Drehzahl der verbliebenen Pumpe und damit deren Fördermenge, bis die Zuschaltung der Reservepumpe erfolgt ist.

5.6.3.2 Ergebnisse von Wiederholungsprüfungen und Betriebserfahrungen

Die Speisewasserregelung ist eine betriebliche Einrichtung, die sich während des Normalbetriebs ständig in Eingriff befindet. Störungen in der Regelung machen sich somit direkt im Verhalten der Anlage bemerkbar (spätestens beim Ansprechen von Sicherheitssystemen).

Im bisherigen Betriebsverlauf kam es wiederholt zu Störungen in der Speisewasserregelung, die jedoch keine sicherheitstechnische Bedeutung hatten, sondern nur zu einer Reduzierung der Verfügbarkeit der Anlage führten. 1990 kam es bei einem Ausfall aller drei Speisewasserpumpen nicht zu erforderlichen Auslösung des entsprechenden 0E-Scrams. Ursache war ein Verdrahtungsfehler, der dazu führte, dass eine der Pumpen als in Betrieb befindlich vorgetäuscht wurde. Der Fehler wurde behoben. Es werden periodisch (während der Jahresrevision) Prüfungen der 0E-Scram-Auslösesignale durchgeführt.

5.6.3.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Speisewasserregelung

Die Erhöhung der Speisewassermenge von bisher 1698 kg/s auf 1990 kg/s bedingt Anpassungen der Einstellwerte der Speisewasserregelung und hat Einfluss auf die Regelkapazität der Speisewasserregelung, wenn, wie bis zu einer Reaktorleistung von 3515 MW vorgesehen, keine Anpassung der Förderkapazität der Speisewasserpumpen vorgenommen wird (siehe Kap. 5.2.4.3). Dies ist bei einem Speisewasserpumpenausfall von Bedeutung, da es zu einem stärkeren Absinken des Wasserniveaus im Reaktordruckgefäss bis zum (nicht automatisch erfolgenden) Zuschalten der Reservepumpe kommen kann. Sicherheitstechnisch gesehen ist diese Veränderung des Anlageverhaltens unbedenklich, solange es dadurch nicht zu einer Scramauslösung kommt (Reaktorniveau tief, Level-3-Auslösung). Vor einer Leistungserhöhung ist jeweils von KKL nachzuweisen, dass die Speisewasserregelung den Anforderungen genügt. Das Verhalten der Speisewasserregelung wird während der Inbetriebnahmephase zur Aufnahme des Betriebs mit erhöhter Leistung überprüft, wo entsprechende Versuche vorgesehen sind (Kap. 9).

5.7 REAKTORWASSER-REINIGUNGSSYSTEM, WASSERCHEMIE SOWIE SYSTEME ZUR BEHANDLUNG VON FLÜSSIGEN UND GASFÖRMIGEN ABGABEN

5.7.1 Funktion und Betriebserfahrung

5.7.1.1 Reaktorwasser-Reinigungssystem (RWCU)

Durch die Verdampfung in einem Siedewasserreaktor ergibt sich eine Anreicherung der Korrosionsprodukte im Reaktorwasser. Zur Erhaltung einer sehr tiefen Gleichgewichtskonzentration wird ein konstanter Prozentsatz des Wassers durch Wärmetauscher und anschliessend über Ionentauscher gefahren, die die Verunreinigungen zurückhalten. Die Abkühlung in den Wärmetauschern ist notwendig, da Ionentauscher keine Reaktortemperaturen aushalten könnten. Neben der Entfernung von Korrosionsprodukten erfüllt das RWCU-System eine Strahlenschutzaufgabe durch die Rückhaltung speziell des radioaktiven Aktivierungsprodukts Co-60.

Ursprünglich wurde vor allem auf die Rückhaltung von ionischen Verunreinigungen (Natrium, Chlorid) und von Korrosionsprodukten geachtet. Schon bei der Inbetriebnahme wurde festgestellt, dass die Strahlenschutzaufgabe nur knapp ausreichend erfüllt wird. Allerdings ist es aus räumlichen Gründen praktisch unmöglich, das RWCU-System mit vertretbarem Aufwand auf einen signifikant grösseren Durchsatz umzubauen.

5.7.1.2 Abgasanlage

Zur Erhaltung des Kondensatorvakuums müssen Gase kontinuierlich abgesaugt werden. Das Aufbereitungssystem in Siedewasserreaktoren muss vor allem die Abgabe von radioaktiven Edelgasen verzögern sowie den durch Radiolyse entstandenen molekularen Wasserstoff wieder zu Wasser rekombinieren. Bis zum Rekombinator wird das Wasserstoffrisiko (Zündung respektive Explosion) durch Zumischung von Dampf kontrolliert und dieser Dampfanteil anschliessend auskondensiert.

5.7.1.3 Entstehung und Transport des radioaktiven Kobalts

Radioaktives Kobalt stellt im KKL das grösste radiologische Problem dar. Kobalt 60 (Halbwertszeit 5,27 Jahre), das durch Neutronenaktivierung aus inaktivem Kobalt entsteht sowie Kobalt 59 (Halbwertszeit 70,78 Tage) aus Nickel sind die beiden signifikanten Isotopen. Eine der Hauptquellen für das inaktive Kobalt im Reaktorwasser-Kreislauf ist der Abrieb von Stellit enthaltenden Komponenten. Kobalt als Korrosionsprodukt wird auf den Brennelementen abgelagert und dort aktiviert. Im Kern befindliche kobalthaltige Teile werden direkt aktiviert. Korrosionsprodukt-Kobalt kann aber nach der Aktivierung abgelöst werden und verteilt sich somit auch ausserhalb des Druckgefässes in Rohren und Armaturen der Umwälzschleifen.

5.7.1.4 Bisherige Anlagemodifikationen

Seit der Inbetriebnahme hat KKL verschiedene Änderungen zur Verbesserung der radiologischen Situation vorgenommen. Besonders zu erwähnen ist die Einführung des Systems GEZIP im Jahre 1990. GEZIP erlaubt durch die Einspeisung von Zink ins Speisewasser eine Reduktion des radioaktiven Kobalts auf den inneren Wänden des Rezirkulationssystems, wodurch die Gamma-Dosisleistung und damit die Kollektivdosis während der Revisionsarbeiten im Drywell reduziert werden konnte. Seit 1992 wurde die Effektivität durch die Verwendung von Zink mit tiefem Zn-64-Anteil erhöht, denn dadurch wird die Produktion von radioaktivem Zn-65 deutlich reduziert.

Eine zum Teil realisierte aber noch nicht abgeschlossenen Verbesserung der Rückhaltung der Filter der Kondensatreinigungsanlage (KRA) reduzierte die Konzentration der Korrosionsprodukte, insbesondere des Eisens, im Kondensat.

Das nach einem ziemlich neuen Konzept erstellte System zur Behandlung der Abgase zeigte am Anfang einige Schwächen, die aber ausgeräumt werden konnten. Heute drängt sich keine Modifikation dieser Anlageteile auf.

5.7.1.5 Wasserchemie

Grundsätzlich soll das Wasser in einem Siedewasserreaktor so rein wie möglich sein. Der einzige zugegebene Bestandteil ist das erwähnte Zink in sehr tiefer Konzentration.

5.7.2 Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung

5.7.2.1 Auswirkung auf Verunreinigungen

Im Kapitel 6.2.1.2 wird gezeigt, dass kaum eine quantitative Aussage zur Zunahme der Erosions- und Resuspensionsraten gemacht werden kann. Es wird konservativ eine zur Leistungserhöhung überproportionale Zunahme der Korrosionsprodukte und somit auch des Kobalts von 25 % angenommen. Die in Realisierung befindliche Verbesserung der KRA-Filter sollte eine eventuelle Zunahme der Eisen-Eintragungsrate durch das Kondensat ausgleichen.

5.7.2.2 Reaktorwasser-Reinigungssystem (RWCU)

Das RWCU-System kann eine eventuelle Zunahme der Korrosionsprodukte und der ionischen Verunreinigungen aufnehmen. Der nominale Durchsatz sinkt durch die Leistungserhöhung von 1,14 % auf 0,97 %. Die Leitfähigkeit und der Chloridgehalt liegen immer weit unterhalb der Limiten (Monatsmittel 0,08 µS/cm rsp. 1 ppb). Da die Strahlenschutzfunktion des RWCU aber nicht signifikant verbessert werden kann, ist es unabdingbar, dass alternative Massnahmen (siehe Kapitel 5.7.2.6 sowie 6.2.1.2)

dafür sorgen, dass Dosisleistungen insbesondere an den Umwälzschleifen in einem akzeptablen Rahmen bleiben.

5.7.2.3 Behandlung der Abgase

Sowohl Wasserstoff wie auch die radioaktiven Edelgase werden wahrscheinlich proportional zur Leistungserhöhung zunehmen. Die Abgaben der Abgase bewegen sich aber heute um einige Prozente der Abgabelimiten, sodass daraus keine Probleme entstehen. Der Wasserstoffrekombinator arbeitet heute bei 300 °C. KKL sieht einen Betrieb bei 320 °C vor, und die Auslegung der Anlage kann die Zunahme der Verbrennungswärme um 14,7 % ohne weiteres verarbeiten. Die Konzentration an radioaktiven Aerosolen im Dampf kann aber zunehmen, wenn der Wasserabscheider im Reaktordruckbehälter eine aufgrund der Leistungserhöhung vergrösserte Wassermenge in Form von Tröpfchen passieren lässt.

5.7.2.4 Behandlung der Abwässer

Die diskontinuierliche betriebene Abwasser-Aufbereitungsanlage des KKL verfügt über genügend Kapazität, um eine eventuelle proportionale Zunahme zu verkraften.

5.7.2.5 Wasserchemie

Die Leistungserhöhung hat keine Auswirkungen auf die im KKL übliche Wasserchemie.

5.7.2.6 Radiologische Probleme

Bei der Untersuchung einer eventuellen Verschlechterung der radiologischen Verhältnisse zeigte eine Simulationsrechnung eine Zunahme der Dosisleistung an den Umwälzschleifen über 10 Jahre um einen Faktor 1,7 bis 2,4, wenn keine Gegenmassnahmen getroffen werden. Dies würde eine deutliche Überschreitung des Richtwertes von 2 mSv/h an den Umwälzschleifen bedeuten, wie er in der Betriebsbewilligung festgeschrieben wurde. Im weiteren wäre auch das Optimierungsgebot der Strahlenschutzgesetzgebung sicher nicht eingehalten. Gegeben durch das Alter der Oxidationsschichten der Umwälzschleife (erhöhte Inertheit) und aufgrund weiterer Massnahmen wie die gezeigte Zink-Einspeisung ist aber realistisch bewertet eine deutlich kleinere Zunahme der Umwälzschleifen-Dosisleistung zu erwarten. Im Kapitel 6.2.1.2 wird gezeigt, dass mit einer Steigerung auf rund 2,5 mSv/h gerechnet werden muss, was mit den dort erwähnten zusätzlichen Massnahmen erlauben wird, den Richtwert auch nach der Leistungserhöhung einzuhalten.

5.8 STRAHLENSCHUTZMESSTECHNIK

Die Umgebungsbedingungen und die physikalischen Eigenschaften der zu messenden Medien, der radiologischen Überwachung der Leckagen, der Kühlwasser- und Hilfsdampfsysteme sowie der im Betrieb zugänglichen Räume und der Abgaben ändern sich durch die Leistungserhöhung nicht.

Die Strahleninstrumentierungen für den Normalbetrieb, für den Unfall und für die Aktivitätsüberwachung der Frischdampf- und Abgasleitungen sind für weit höhere als die nach einer Leistungserhöhung zu erwartenden Strahlenpegel ausgelegt. Die Messbereiche der Strahlenschutzmessgeräte gehen, je nach eingesetzten Detektoren, über einen Bereich von vier oder fünf Dekaden und sind so festgelegt, dass die gemäss den technischen Spezifikationen geltenden Grenzwerte im unteren Teil des Messbereiches liegen. Somit sind die installierten Strahlenmessgeräte auch für die infolge der Leistungserhöhung geringfügig höheren Strahlenpegel geeignet.

5.9 KONTROLLIERTE ZONE UND ABSCHIRMUNGEN

Im Kap. 6.2.1.3 wird gezeigt, dass die betrieblichen Abläufe des Strahlenschutzes durch die Leistungserhöhung kaum beeinflusst werden. Permanente Abschirmungen sind so dimensioniert, dass die Dosisleistungserhöhung nicht ins Gewicht fällt. Auf die Notwendigkeit von neuen temporären Abschirmungen während des Stillstands wird im Kap. 6.2.1.2 eingegangen.

Das jetzt existierende Zonenkonzept muss hinsichtlich der Kontaminationszonen nicht geändert werden und höchstens Dosisleistungs-Gebiete, d.h. Beschränkungen der Aufenthaltszeit, müssen eventuell an einzelnen Stellen den neuen Dosisleistungen angepasst werden. Hier ist insbesondere der Bereich des Maschinenhauses zu betrachten. Kontrollgänge innerhalb der Turbinenabschirmung, wo die Dosisleistung aufgrund der eventuell überproportional erhöhten N-16-Aktivität ansteigen wird, müssen neu optimiert werden.

Diese Bemerkungen beziehen sich ausdrücklich nur auf die Verhältnisse innerhalb der kontrollierten Zone. Auf die neuen Verhältnisse in der Umgebung wird im Kap. 6.2.2. eingegangen.

6. VERHALTEN DER ANLAGE IM NORMALBETRIEB BEI ERHÖHTER LEISTUNG

6.1 NORMALBETRIEB DER GESAMTANLAGE

Der Einfluss der Leistungserhöhung auf den Normalbetrieb der Anlage bedeutet in erster Linie, dass bei Nennlast höhere Energie- und Massenströme umgesetzt werden. Aus diesem Grunde musste eine Reihe von betrieblichen Komponenten wie Turbosatz, Vorwärmung etc. an die neuen Verhältnisse angepasst werden. Da aber als Normalbetrieb gemäss Richtlinie HSK-R-100 alle Zustände definiert sind, welche in Übereinstimmung mit den Betriebsvorschriften und Auslegungsgrundlagen der Anlage stehen, gehören neben dem Nennlastbetrieb auch Teillastbetrieb, An- und Abfahren und BE-Wechsel sowie Inbetriebsetzungsversuche zum Normalbetrieb.

Während eine höhere Nennlast (bzw. gleichprozentige Teillast) einen entsprechend höheren Neutronenfluss sowie höhere Speisewasser- und Frischdampfdurchflüsse erfordert, die der Leistungserhöhung etwa proportional sind, ist beim An- und Abfahren und BE-Wechsel nur mehr eine höhere Nachwärmeleistung wirksam. Da letztere zeitabhängig ist, entspricht die Auswirkung der Leistungserhöhung auf diese Betriebszustände lediglich einer zeitlichen Vorverschiebung gegenüber den Verhältnissen bei bisheriger Leistung. Unter Umständen sind betrieblich gewünschte rasche Abfahrvorgänge etwas verzögert durchzuführen.

Für den Nennlastzustand ergeben die höheren Energie- und Massenströme zwar höhere Strömungsgeschwindigkeiten, die wichtigen Prozessparameter wie Druck und Temperartur im Reaktor ändern sich jedoch nur unwesentlich. Die Auswirkungen aller geänderten Parameter sind in den entsprechenden Kapiteln über Komponenten bzw. Systeme bewertet.

Für die wichtigen Betriebs-Regelungen bedeutet die Leistungserhöhung, dass zur Ausregelung von Störungen schneller reagiert werden muss, da die Anforderungen zur Störungsbeherrschung unverändert gelten. Durch entsprechende Inbetriebsetzungsversuche soll das korrekte Regelverhalten nachgewiesen werden (siehe Kap. 9). Aufgrund der Erfahrung des Reaktorherstellers bzw. des Anlagenbetreibers kann davon ausgegangen werden, dass die Anforderungen erfüllt werden.

Die Einhaltung der wichtigen Betriebsgrenzen des Reaktorkerns wie kritisches Leistungsverhältnis und die lineare Stableistung wird mit Hilfe der Kernüberwachung administrativ sichergestellt. Die einzuhaltenden Grenzen sind schon jetzt durch Reload-Licensing-Berechnungen zyklusspezifisch festgelegt, die Leistungserhöhung bewirkt keine grundsätzliche Änderung der Vorgehensweise.

Auch nach der Leistungserhöhung werden, wie schon jetzt, während des Leistungsbetriebs und auch bei anderen Betriebszuständen Prüfungen durchgeführt, um die Verfügbarkeit der Sicherheitseinrich-

tungen zu verifizieren. Umfang und Frequenz der Prüfungen sind in den Technischen Spezifikationen festgelegt.

6.2 RADIOLOGISCHE AUSWIRKUNGEN DES NORMALBETRIEBS

6.2.1 Auswirkungen auf den operationellen Strahlenschutz

6.2.1.1 Dokumentation des Gesuchstellers

Der Einfluss der Leistungserhöhung auf den operationellen Strahlenschutz, insbesondere auf Personendosen, wird im Sicherheitsbericht Leistungserhöhung (KKL 1992) nicht explizit angesprochen. Im folgenden wird aber aufgezeigt, dass eine Leistungserhöhung durchaus Auswirkungen hat, die zusammen mit den neuen, tieferen Dosislimiten sowohl für Personen wie auch für Ortsdosisleistungen in der Umgebung Herausforderungen an den Strahlenschutz stellen.

6.2.1.2 Strahlenschutz während der Stillstandsphasen

Über die bisherigen Erfahrungen im Strahlenschutz wird im Kap. 4.3 eingegangen. Unter anderem wird gezeigt, dass die mittlere Dosisleistung an den Umwälzschleifen während des Stillstands seit 1989 von rund 4 mSv/h kontinuierlich auf etwa die Hälfte abgenommen hat. Mindestens seit 1991 zeigt sich die gleiche Tendenz für die im Drywell während des Stillstands akkumulierte Kollektivdosis von damals rund 0.8 Personen-Sv auf ca. die Hälfte.

Der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Drywell-Dosisleistung ist nicht im Detail quantitativ erfassbar. Im Kap. 4.3 wurde gezeigt dass die mittlere Dosisleistung an den Umwälzschleifen nach 1990 wahrscheinlich einen Gleichgewichtswert von rund 5 mSv/h erreicht hätte, wenn nicht die dort erwähnten dosisreduzierenden Massnahmen eingeleitet worden wären. Heute liegt dieser Wert bei ca. 2 mSv/h, was auch dem Richtwert in der Auflage Nr. 16 (Kap. 3.1.1) der Betriebsbewilligung für das KKL entspricht.

Die Leistungserhöhung könnte aufgrund der stärkeren Aktivierung der Korrosionsprodukte im Reaktorwasser eine erhöhte Dosisleistung an den Umwälzschleifen bewirken, wobei die Co-60-Aktivität dominiert. Zur leistungsproportionalen Aktivierungszunahme (14,7%) wäre eine weitere Erhöhung der Dosisleistung möglich, einerseits durch eine Steigerung der Korrosionsprodukt-Eintragungsrate und andrerseits durch zusätzliche Erosionskorrosion. Gemäss Informationen des Betreibers sind ab Stillstand 1995 weitere Schritte zur Reduktion des Kobalt-Eintrags wie der Ersatz von Steuerstäben mit kobaltarmen Strukturmaterialien (vier Stäbe/Jahr) sowie eine Stabilisierung der Zinkkonzentration im Reaktorwasser auf 5 ppb geplant. Da der Durchsatz durch die Umwälzschleifen bei der Leistungserhöhung

nicht erhöht wird, kann in den dosisrelevanten Teilen der Anlage von einer unveränderten Resuspensionsrate ausgegangen werden.

Bei der Eintragungsrate fehlen insbesondere zur Veränderung der Crud-Ablösung zuverlässige Modelle und Daten. Eine Simulationsrechnung zeigt keine signifikante Zunahme der Erosionskorrosion, sagt aber mehrfach aus, dass diese Aussage kaum belastbar ist. Mangels Daten wird deshalb hier der Einfluss beider Effekte überproportional auf einen konservativen Wert von je 25% abgeschätzt. Ohne zusätzliche dosisreduzierende Massnahmen muss aufgrund der drei gezeigten Parameter konservativ mit einer Gleichgewichts-Dosisleistung von 3 bis 3,5 mSv/h an den Umwälzschleifen gerechnet werden. Realistisch aufgrund von Erfahrungswerten aus andern Anlagen dürfte die Dosisleistung auf nicht mehr als 2,5 mSv/h steigen. Dabei wird von einem Basiswert von 2 mSv/h im Jahre 1994 ausgegangen; der Effekt der Dekontamination der Umwälzschleifen wird also nicht berücksichtigt.

Unabhängig von der Abschätzung der Dosisleistungs-Zunahme zeigt sich in jedem Fall, dass das Hauptgewicht im operationellen Strahlenschutz darauf gelegt werden muss, dass durch zusätzliche Massnahmen während der Stillstandsarbeiten im Drywell wie:

- Zusätzliche temporäre Abschirmungen
- Optimierung der bisher angebrachten Abschirmungen
- Vermehrter Einsatz von fernbedienten Werkzeugen
- Detailliertere, in mehreren Arbeitsschritten optimierte Arbeitsplanung
- Vermehrte Ausbildung und vermehrtes Training des Personals

durch die Leistungserhöhung nicht ein signifikanter Anteil der in den letzten Jahren erreichten Dosisreduktion preisgegeben wird.

Geht man davon aus, dass entsprechend dem internationalen Trend die Jahres-Kollektivdosen weiter gesenkt werden sollten, und berücksichtigt man, dass die maximale Personendosis durch die neue Strahlenschutzverordnung (StSV) auf 20 mSv festgesetzt wurde, zeigt es sich, dass weitergehende Massnahmen zur Dosisleistungsreduktion notwendig sind. Dies gilt umsomehr, als KKL weitere Vorhaben realisieren will, die die radiologische Situation in der Anlage verschlechtern können, wie etwa Abbranderhöhung, Wasserstoffchemie etc.

6.2.1.3 Kollektivdosen des Personals

Die Kollektivdosis des Personals wird nicht nur während des Stillstands beeinflusst. Die Leistungserhöhung von 14,7% verursacht im Maschinenhaus während des Betriebs eine fast ausschliesslich durch N-16 hervorgerufene Dosisleistungserhöhung von rein rechnerisch 21%. Dies beruht auf der Annahme, dass sich gegenüber der heutigen Leistung die physikalisch-chemischen Parameter des Wasser-Dampf-Gemischs im Kern nicht ändern. Die überproportionale Erhöhung ergibt sich hauptsächlich durch die verkürzte Verweilzeit dieses kurzlebigen Isotops im abgeschirmten Teil

(Dampftunnel etc.) der Anlage. Unter Einschluss der ebenfalls erhöhten Dosen aufgrund der Arbeiten ausserhalb des Maschinenhauses (Abfallbewirtschaftung, Wasseraufbereitung, Kontrollgänge) ergeben sich, vernünftig konservativ gerechnet, die in der folgenden Tabelle gezeigten geschätzten Jahres-Kollektivdosen, wobei als bisheriger Wert in etwa das Mittel der Kollektivdosen der letzten fünf Jahre genommen wurde:

Tab. 6-1 Geschätzter Einfluss der Leistungserhöhung auf Betriebs-, Stillstands- und Jahres-Kollektivdosen

	Bisheriger Wert [Personen-Sv]	Einfluss der Leistungs-erhöhung [Personen-Sv]	Kollektivdosis nach Leistungs-erhöhung [Personen-Sv]
Betriebsphase	0,6	0,2	0,8
Stillstandsarbeiten	1,4	0,3	1,7
Summe	2,0	0,5	2,5

Die betrieblichen Abläufe des Strahlenschutzes im KKL wie:

- Zoneneinteilung
- Ortsdosimetrie
- Garderobenbetrieb
- Inkorporationskontrollen
- Jobticket - und EPD-Einsatz
- Strahlenschutz-Belehrung und -Betreuung
- Kontaminationsüberwachung

werden durch die Leistungserhöhung nicht signifikant beeinflusst. Dagegen wird die Einhaltung der Individualdosis von 15 mSv als interner operationeller KKL-Richtwert sicher erschwert werden.

Über die Auswirkung der erhöhten N-16-Aktivität auf die Umgebung und insbesondere auf die Verhältnisse beim Ausbildungs- und Informationszentrum wird im Kap. 6.2.2 eingegangen.

6.2.1.4 α-/γ-Kontaminationen aufgrund defekter Brennstäbe

Auf die Auswirkungen der Brennstabdefekte, die im Mai 1994 zu einer Zwischenabstellung führten, wird im Kap. 4.2 eingegangen. Bei den heute geltenden Betriebsbedingungen wurde zwischen HSK und KKL ein Konsens in der Beurteilung von neuen Brennstabdefekten erreicht. Es wurden Kriterien zur Festlegung einer Zwischenabstellung formuliert, wenn die Systemkontamination durch Spaltstoffe und/oder Spaltprodukte ein aus Sicht des Strahlenschutzes nicht mehr tolerierbares Niveau erreicht.

Die Leistungserhöhung dürfte auf das Auftreten und die Schwere von Brennelementdefekten kaum einen erhöhenden Einfluss haben (siehe Kap. 4.2), hingegen kann die Konzentration der in das Reaktorwasser freigesetzten Aktivstoffe erhöht werden. Die heute schon ergriffenen Massnahmen zum Schutz des Personals, insbesondere hinsichtlich einer effizienten Überwachung der α-Kontaminationen, sollten es ermöglichen, den zusätzlichen Einfluss einer Leistungserhöhung abzufangen. Wesentlich ist dabei, dass Kriterien zur Entfernung defekter Brennelemente festgelegt werden, wenn das in den Kreislauf freigesetzte Uranoxid einen bestimmten Wert übersteigt.

6.2.1.5 Zusammenfassende Beurteilung und Auflagen

Der durch verschiedene Massnahmen (Zinkeinspeisung, strahlenschutzorientierte Arbeitsplanung, Training des Personals etc.) erreichte hohe Stand des Strahlenschutzes könnte von der Leistungserhöhung teilweise betroffen werden. Um die guten Strahlenschutzergebnisse auch nach einer Leistungserhöhung weiterhin erzielen zu können, sind folgende Schritte zu unternehmen, die die HSK als Auflagen formuliert:

- Um bei Arbeiten in der kontrollierten Zone die Bedingungen des Strahlenfeldes nicht zu verschärfen, sind die bereits ergriffenen Schritte weiterzuführen und Massnahmen zu ergreifen, die geeignet sind, den Effekt der Leistungserhöhung auf die Kollektivdosis abzufangen, und die Einhaltung des Dosisleistungsrichtwerts von 2 mSv/h erlauben. (Auflage)

- Die HSK verlangt nach Auswertung der Daten jeder Stufe der Leistungserhöhung einen Bericht, der zeigt, wie die Auswirkungen der Leistungserhöhung auf Kollektiv- und Individualdosen für Betriebs- und Revisionsphasen kompensiert werden konnten. (Auflage)

- Die HSK verlangt aus Sicht des Strahlenschutzes eine Überprüfung der heute geltenden Kriterien (Optimierungsstudie) für den Leistungsbetrieb mit defekten Brennstäben respektive der Richtwerte für eine Zwischenabstellung, um die Auswirkungen von Brennstabdefekten auf Individual- und Kollektivdosen zu beschränken. (Auflage)

6.2.2 Abgaben radioaktiver Stoffe und ihre Auswirkungen auf die Umgebung

Die in der Verfügung des EVED vom 15. Februar 1984 für das Kernkraftwerk Leibstadt in der Auflage 2 festgelegten Abgabelimiten sind nach der Inkraftsetzung (1. Oktober 1994) der Strahlenschutzverordnung (StSV) an diese angepasst worden (Tab. 6-2). Mit diesen Anpassungen haben sich die Limiten praktisch nur wenig geändert. Diese Abgabelimiten gelten unverändert auch bei erhöhter Leistung.

Tab.6-2 Limiten für die Abgaben radioaktiver Stoffe an die Umwelt gemäss HSK-Brief vom 28. September 1994

a) Abgabe an die Atmosphäre:

Nuklidgruppe	**Jahresabgabelimite (Bq/Jahr)**	**Kurzzeitabgabelimite**
Edelgase (bezogen auf CA=$2 \cdot 10^5$ Bq/m^3)	$2 \cdot 10^{15}$	$4 \cdot 10^{13}$ Bq/Tag
Jod-131	$2 \cdot 10^{10}$	$4 \cdot 10^9$ Bq/Woche
Aerosole mit $T_{1/2}$>8 Tage (γ,β, ohne Jod)	$2 \cdot 10^{10}$	$2 \cdot 10^9$ Bq/Woche

b) Abgabe mit dem Abwasser:

Nuklidgruppe	**Jahresabgabelimite (Bq/Jahr)**	**Kurzzeitabgabelimite**
Abwässer ohne Tritium (bezogen auf LE=$2 \cdot 10^2$ Bq/kg)	$4 \cdot 10^{11}$	
Tritium	$2 \cdot 10^{13}$	
Maximale Konzentration im Abwasser bei der Abgabe		100·LE (ohne Tritium)

CA= Richtwert für Daueraktivität in der Luft (Bq/m^3) für beruflich strahlenexponierte Personen gemäss StSV(Anhang 3)
LE= Freigrenze für die spezifische Aktivität in Bq/kg gemäss StSV (Anhang 3)

In Anwendung der Artikel 79, 80 und 81 der StSV werden die Abgaben radioaktiver Gase, Aerosole und Flüssigkeiten an die Umwelt vom Betreiber gemessen und dokumentiert. Die Vorschriften für die Kontrolle und die Überwachung der Abgaben und die Berichterstattung sind im „Reglement über die Abgaben radioaktiver Stoffe aus dem Kernkraftwerk Leibstadt und über die Umgebungsüberwachung" festgelegt. Darin ist auch die Zuständigkeit für die Kontrolle der Einhaltung der Vorschriften geregelt. Die HSK und die Sektion Überwachung der Radioaktivität des Bundesamtes für Gesundheitswesen (SUER/BAG) führen demgemäss parallel zum Betreiber stichprobenweise Messungen der radioaktiven Abgaben durch. Im Rahmen der Messgenauigkeit konnte bisher immer Übereinstimmung der Ergebnisse festgestellt werden.

Die tatsächlichen Abgaben und die Ergebnisse der im Rahmen des permanenten Probenahme- und Messprogramms der Umgebungsüberwachung erhobenen Messungen sind in den Jahresberichten der HSK, den jährlichen Zwischenberichten gemäss oben erwähntem Reglement sowie in den Berichten der KUeR respektive ab dem Jahre 1988 in den jährlichen Berichten des BAG über die „Umweltradioaktivität und Strahlendosen in der Schweiz" dokumentiert. Eine Bilanz der zehnjährigen Überwachung (1984 bis 1994) gibt der BAG-Bericht „Umwelt-Radioaktivität und Kernkraftwerke". Aufgrund der Messergebnisse ergibt sich folgendes Bild:

- Die jährlichen Abgaben aus dem KKL liegen seit der Betriebsaufnahme deutlich unterhalb 20% der erlaubten Jahresabgabegrenzwerte, und auch die Kurzzeitabgabegrenzwerte sind nie überschritten worden. Die höchsten Abgaben traten in den Betriebsperioden mit Brennelementschäden auf, wobei die Jahresabgabelimiten zu nicht mehr als 7% für Edelgase und 10% für Jod ausgeschöpft wurden.

- In den Stichproben von Erde, Gras, Milch, Trinkwasser, Getreide und Gemüse wurden keine Radionuklide festgestellt, die auf Abgaben mit der Abluft des Kernkraftwerks Leibstadt hinweisen. In Baumblättern aus dem Immissionsgebiet des KKL sind leicht erhöhte Kohlenstoff-14-Konzentrationen festzustellen. Im Rhein werden in Sediment- und Wasserpflanzenproben sowohl unterhalb wie oberhalb des KKL Spuren von radioaktiven Korrosionsprodukten gemessen.

- Die Ortsdosisleistung ist entlang der Umzäunung des KKL im Einflussbereich der Strahlung aus dem Maschinenhaus (Skyshine) während des Leistungsbetriebs erhöht. Der höchste Beitrag zur Ortsdosis liegt im Bereich des Ausbildungs- und Informationszentrums und betrug 1994 im Freien 2,2 mSv pro Jahr. In diesem Zentrum beträgt in dem Fensterbereich, welcher dem Maschinenhaus zugewendet ist, die Ortsdosis bis 1,5 mSv pro Jahr. Die maximalen, durch den Betrieb des Kraftwerks hier verursachten Jahresdosen betragen 0,8 mSv, liegen also unterhalb der in Art. 59 und auch unterhalb der in Art. 102 der StSV geforderten Werte von 1 mSv. Dieser Teil des Gebäudes gehört zum überwachten Bereich des KKL-Areals, wo gemäss Art. 59 der StSV die Ortsdosis 1 mSv pro Jahr, bei nicht dauerndem Aufenthalt 5 mSv pro Jahr nicht überschreiten darf. Das Erdgeschoss und der 1. Stock, in denen das Informationszentrum untergebracht ist, sind der Öffentlichkeit und dem Informationspersonal zugänglich. Hier gilt der Immissionsgrenzwert von 1 mSv pro Jahr gemäss Art. 102 der StSV.

Im Hinblick auf die Erhöhung der Nennleistung lassen sich die radiologischen Auswirkungen auf die Umgebung im Normalbetrieb wie folgt beurteilen:

- Abgase aus dem Kondensator

  Bei intakten Brennstoffhüllrohren ist der Einfluss der Leistungserhöhung auf die radioaktiven Abgaben unbedeutend. Aus den Erfahrungen beim Betrieb mit defekten BE (Kap. 4.2) lässt sich schliessen, dass der in der Tech. Spez. (TSL) festgelegte Grenzwert der I-131-Aktivitätskonzentration im Reaktorkühlmittel genügend tief angesetzt ist, um die Abgabelimiten für Edelgase, Jod und Aerosole im Normalbetrieb nicht zu verletzen. Zur Minderung der Kurzzeitabgaben von I-131 beim Abfahren und beim Wiederanfahren nach kurzen Zwischenabschaltungen ist jedoch der vom KKL im letzten Stillstand praktizierte Einsatz von mobilen Aktivkohlefiltern mit vorgeschaltetem Kühler in der Abluft des Anfahrsaugers notwendig.

- Fortluft aus der kontrollierten Zone

  Erfahrungsgemäss sind die Abgaben mit der Fortluft aus der kontrollierten Zone gering. Jod und Edelgasabgaben über diesen Pfad werden im Leistungsbetrieb durch die Menge der Leckagen in die Raumluft bestimmt. Der leistungsproportionalen Erhöhung der Aktivitätskonzentrationen kommt aufgrund der kleinen Abgabemengen nur geringe Bedeutung zu. Dasselbe gilt für die Aerosolabgaben, die erfahrungsgemäss durch Arbeiten an kontaminierten Komponenten dominiert werden. Die notwendigen Massnahmen zum Schutz des Personals vor Kontaminationen (Kap. 6.2.1.4) ermöglichen zusätzlich eine Einschränkung der Aerosolabgaben mit der Abluft aus der kontrollierten Zone.
  Es ist zu erwarten, dass die in Baumblättern im Immissionsgebiet des KKL festgestellte Erhöhung der Kohlenstoff-14-Konzentration, die als radiologisch nicht relevant zu beurteilen ist, leistungsproportional zunimmt.

- Abwasser

  Da die Behandlung der radioaktiven Abwässer tankweise erfolgt, ist es jederzeit möglich, Abwässer mit erhöhter Aktivitätskonzentration mit Hilfe des Rückstandsverdampfers erneut zu reinigen und somit allfällig leistungsbedingt höhere Abgaben zu vermeiden.

- Direktstrahlung

  Die Strahlung aus dem Maschinenhaus ist proportional zur Konzentration des N-16 (Halbwertszeit ca. sieben Sekunden) im Frischdampf in den Turbinen. Diese ändert sich unter Berücksichtigung der Erfahrungswerte aus dem Kernkraftwerk Mühleberg (KKM) ungefähr proportional zur Leistung. Die theoretisch mögliche überproportionale N-16-Aktivität im Maschinenhaus, wie sie im Kap. 6.2.1.3 erwähnt wird, konnte also im KKM nicht festgestellt werden. Der Ortsdosisleistungsbeitrag durch die Strahlung des N-16 dürfte sich somit auf ca. 2,5 mSv/a entlang der Umzäunung des KKL beim Ausbildungs- und Informationszentrum, auf ca.0,9 mSv/a an dessen meistexponierten Arbeitsplätzen, welche wie oben dargelegt zum Betriebsareal gehören, erhöhen. Im allgemein zugänglichen Bereich des Gebäudes wird der Beitrag etwa 10% kleiner sein. Diese Werte sind gemäss StSV zulässig.

Insgesamt können die Auswirkungen der Leistungserhöhung auf die Abgaben und die Umgebung somit als gering bezeichnet werden. Anhand der regelmässig erhobenen und in den Monatsberichten dokumentierten Werte über die radioaktiven Abgaben und die Ortsdosisleistungen kann diese Aussage überprüft werden. Falls während der schrittweisen Erhöhung der Leistung wesentliche Abweichungen von den Prognosen festgestellt werden, müssen im Sinne der Optimierung nach Artikel 6 der StSV Gegenmassnahmen getroffen werden.

6.3 ENTSORGUNG DER RADIOAKTIVEN ABFÄLLE

6.3.1 Bisherige Praxis

Beim Betrieb des Kernkraftwerkes entstehen verschiedenartige radioaktive Abfälle. Aktivitätsmässig am bedeutendsten sind die erschöpften Harze und die Konzentrate aus den Wasserreinigungssystemen. Aus der Instandhaltung des Kernkraftwerkes fallen in relativ grossen Mengen Mischabfälle an, die sortiert werden in brennbare, pressbare und unbrennbare/unpressbare. Weitere Abfallsorten entstehen beim Ersatz von Komponenten sowie bei Umbauten und Nachrüstungen.

Die entstehenden Rohabfälle müssen erfasst, in eine endlagerfähige Form gebracht (Konditionierung) und bis zur Endlagerung zwischengelagert werden. Jedes anwendbare Konditionierungsverfahren wird von der HSK geprüft und freigegeben. Die entsprechenden Anforderungen sind in der Richtlinie HSK-R-14 beschrieben.

Im KKL werden die Pulverharze und die Verdampferkonzentrate zusammen zementiert. Es ist vorgesehen, die Kugelharze zu mahlen und nach demselben Verfahren zu zementieren. Weitere Verfahren zur Zementierung von reinen Konzentraten bzw. von einem Gemisch aus Harzen, Konzentraten und Schlämmen werden zur Zeit untersucht.

Die brennbaren Mischabfälle werden zum PSI zwecks Veraschung in der Versuchsverbrennungsanlage geführt. Die resultierende Asche wird im PSI zementiert und anschliessend zum KKL zurückgeführt. Nach Inbetriebnahme der Verbrennungsanlage der ZWILAG wird diese Konditionierung dort geschehen.

Die pressbaren Abfälle werden in periodischen Kampagnen (alle drei bis vier Jahre) mittels einer mobilen Hochdruck-Kompaktieranlage verpresst und zementiert. An diesen Kampagnen nehmen jeweils alle schweizerischen KKW-Betreiber teil. Die mobile Anlage wurde bisher im KKL aufgestellt. In der Konditionierungsanlage der ZWILAG ist ein entsprechender Raum vorgesehen. Nach Inbetriebnahme dieser Anlage soll die Hochdruckverpressung dort stattfinden.

Die periodisch anfallenden, nicht wiederverwendbaren Brennelementkästen werden kampagnenweise im Brennelementlagerbecken gepresst und geschnitten. Das Schnittgut wird anschliessend zementiert. Dasselbe Verfahren wird im KKM eingesetzt. Die dabei als Sekundärabfall anfallenden Filterelemente der Unterwasserschere werden ebenfalls zementiert.

KKL verfügt über Einrichtungen, mit welchen kontaminierte Komponenten zwecks Inaktivfreigabe dekontaminiert werden. Ausgediente Kerneinbauten (Steuerstäbe, Messlanzen, Anfahrquellen etc.) werden zwecks Abklingen der Radioaktivität im Brennelementlagerbecken unkonditioniert gelagert. Sie müssen in nächster Zeit ebenfalls in eine zwischen- und zugleich endlagerfähige Form gebracht wer-

den. Anlässlich der Jahresrevisionen 1993 und 1994 wurden grössere Komponenten ausgebaut (Niederdruck-Vorwärmer, Niederdruck-Turbinen, etc.). Diese Komponenten werden zur Zeit im Hinblick auf spätere Dekokntamination bzw. endlagergerechte Konditionierung zwischengelagert.

Die konditionierten Abfälle werden im Zwischenlager gelagert, das Ende 1993 zu rund 50% gefüllt war. Die verbleibende Kapazität reicht für etwa zehn weitere Betriebsjahre. Weitere Lagerkapazität werden bei Bedarf die zu errichtenden Lagerhallen des Zentralen Zwischenlagers (ZZL) in Würenlingen bieten. Anschliessend sollen die Abfallgebinde in das Endlager für schwach- und mittelaktive Abfälle geführt werden.

Die bisher aus dem Reaktor entladenen abgebrannten Brennelemente werden im Lagerbecken zur Kühlung gelagert. Sie werden zu einem späteren Zeitpunkt zur Wiederaufbereitung nach Frankreich bzw. Grossbritannien geführt. Die zurückzunehmenden Wiederaufarbeitungsabfälle werden später in den entsprechenden Lagerhallen des ZZL untergebracht. Die Wiederaufarbeitungsverträge decken nur einen Teil der zu erwartenden Brennstoffmenge ab. Zukünftige ausgediente Brennelemente sollen in die entsprechende Halle des ZZL zur längeren Zwischenlagerung gebracht werden.

Die im KKL angewendeten Konditionierverfahren entsprechen dem Stand der Technik und den Anforderungen der Richtlinie HSK-R-14. Die nach HSK-R-14 erforderliche Dokumentation der mit diesen Verfahren hergestellten Abfallgebindetypen muss vervollständigt werden. Für zukünftig benötigte Konditionierungsverfahren müssen die Typenprüfungen nach HSK-R-14 zwecks Freigabe durchgeführt werden.

Die Versuchsverbrennungsanlage des PSI darf nur noch beschränkte Zeit und nur mit begrenzter Kapazität betrieben werden. Wie in den anderen KKW häufen sich auch im KKL brennbare Abfälle, die auf die Verarbeitung wartend, unkonditioniert gelagert werden müssen. Die HSK hat einer vorübergehenden Pufferlagerung brennbarer Rohabfälle zugestimmt. Auch die grossen Komponenten, die anlässlich der Revisionen 1993 und 1994 ausgebaut wurden, werden auf temporären Lagerplätzen gelagert. Solche Lagerungen von Rohabfällen und kontaminierten Komponenten sind aus Strahlenschutz- und sicherheitstechnischen Gründen nicht optimal und sollten daher nur für eine bestimmte Zeit stattfinden, bevor eine Entsorgung durchgeführt wird.

6.3.2 Einfluss der Leistungserhöhung

Für die Leistungserhöhung müssen der Hochdruckteil der Turbine sowie die Bypassventile ersetzt werden. Wegen der Kontamination der Einzelteile durch den Frischdampf werden bei diesem Austausch radioaktive Abfälle anfallen und entsprechend behandelt werden.

Es ist zu erwarten, dass der Anfall an erschöpften Harzen und Konzentraten aus den Wasserreinigungssystemen nach der Leistungserhöhung um etwa 15 bis 20% ansteigen wird. Eine geringere Zu-

nahme ist bei den ausgeschiedenen Brennelementkästen zu erwarten. Der Anfall an Mischabfällen, insbesondere an brennbaren, dürfte hingegen von der Leistungserhöhung kaum beeinflusst werden. Die leichte Zunahme des Aufkommens gewisser Abfallsorten stellt keine Probleme hinsichtlich der Konditionierung. Die verbleibende Kapazität im KKL-eigenen Zwischenlager wird dadurch um ein bis zwei Jahre früher ausgeschöpft. Die Kapazität des ZZL sollte aber bis zur geplanten Inbetriebnahme eines SMA-Endlagers ausreichen.

Infolge der Leistungserhöhung wird der Verbrauch und auch der Entladeabbrand der Brennelemente leicht höher sein (Kap. 5.1.1.1). Dies wird sich nur marginal auf die zurückzunehmenden Wiederaufarbeitungsabfälle auswirken, da nur wenige dieser Brennelemente gemäss den bestehenden Verträgen zur Wiederaufarbeitung vorgesehen sind. Die zur Lagerung im ZZL verwendeten Transport- und Lagerbehälter müssen für den allenfalls höheren Abbrand der Brennelemente ausgelegt sein.

6.4 ZUSÄTZLICHE ANFORDERUNGEN AN DAS BETRIEBSPERSONAL

Es ist zu erwarten, dass bei erhöhter Leistung gewisse Abläufe in der Anlage schneller erfolgen und damit dem Betriebspersonal weniger Zeit für die Erkennung, Diagnose und Massnahmen lassen. Im Rahmen der Auslegung reagiert die Anlage auf Störungen automatisch, so dass kein sofortiges Eingreifen der Operateure notwendig ist (siehe dazu Kap. 7.2.1). In diesen Fällen werden keine erhöhten Anforderungen an das Betriebspersonal gestellt.

Mit dem neuerstellten Simulator des KKL hat das Schichtpersonal die Möglichkeit, Störfälle und andere Betriebsabläufe in Echtzeit und in einer originalgetreuen Kopie des Kommandoraums ablaufen zu lassen und dabei die notwendigen Handlungen zu üben.

Die Überwachung der thermischen Betriebsgrenzwerte (CPR, LHGR) des Brennstoffs ist eine Routinetätigkeit der Operateure. Eine Überschreitung solcher Grenzwerte hätte keine automatische Reaktion der Anlage zur Folge, weshalb schon bei der Annäherung an eine Betriebslimite eine Aktion der Operateure notwendig wird. Im Geradeausbetrieb variieren die thermischen Grössen nur sehr wenig und sehr langsam. Hingegen kann der Xenon-Aufbau bzw. -Abbrand nach Leistungsänderungen lokal zu einer relativ schnellen Änderung der thermischen Grössen und damit zur Gefahr der Verletzung der thermischen Betriebsgrenzwerte führen. Wenn die Leistung um 14,7% erhöht wird, erhöht sich auch der Neutronenfluss entsprechend. Dadurch steigt die Xenon-Sättigungskonzentration verglichen mit derjenigen bei der heutigen maximalem Leistung um höchstens 10%. Das bedeutet, dass sich die oben erwähnten thermischen Grössen nach Leistungsänderungen noch schneller ändern, weshalb eine erhöhte Aufmerksamkeit der Operateure nötig wäre.

Seit 1991 werden im KKL jedoch Leistungsänderungen mit Hilfe eines Kernsimulators (Kap. 5.1.2) vorausberechnet. Damit lassen sich Strategien für Leistungsänderungen festlegen, welche einen ge-

nügend grossen Abstand zu den thermischen Betriebslimiten erlauben und damit die Betriebsmannschaft nie vor kurzfristige Entscheide stellen. Das gilt auch für den Kern mit erhöhter Leistung.

In den Betriebsvorschriften ist zudem festgelegt, dass beim Verfahren von Steuerstäben und während einer grösseren Leistungsänderung ein Nuklearingenieur im Kommandoraum anwesend sein muss, welcher die notwendigen Aktionen vor Ort vorausberechnet und die erforderlichen Schritte festlegt. Beim Anfahren nach einer Abschaltung ist immer ein Nuklearingenieur im Kommandoraum, welcher die Betriebsweise des Kerns überwacht und nötigenfalls Massnahmen anordnet.

Die HSK stellt fest, dass das KKL für den Normalbetrieb über die notwendigen Instrumente (Betriebsvorschriften, Kernsimulator) verfügt, um den Betrieb des Reaktors so festzulegen, dass auch bei erhöhter Leistung keine besonderen Aktionen der Betriebsmannschaft bezüglich Kernüberwachung notwendig sind.

7. VERHALTEN DER ANLAGE BEI AUSLEGUNGSSTÖRFÄLLEN UND ERHÖHTER LEISTUNG

7.1 GRUNDLAGEN DER STÖRFALLANALYSEN

Gemäss Auslegung soll die Reaktoranlage Störfälle, die nach der Erfahrung während ihrer Lebensdauer zu erwarten oder nach menschlichem Ermessen nicht auszuschliessen sind, soweit beherrschen können, dass keine schwerwiegenden Auswirkungen in der Umgebung auftreten. Diese Ereignisse werden unter dem Sammelbegriff **Auslegungsstörfälle** zusammengefasst. Die Fragen,

- ob die Sicherheitseinrichtungen die erwartete Wirksamkeit während Störfällen zeigen,
- ob die Beanspruchungen der sicherheitstechnisch wichtigen Anlageteile innerhalb des spezifizierten Rahmens bleiben und
- welche Auswirkungen in der Anlage und in der Umgebung zu erwarten sind,

können nur beantwortet werden, indem der Ablauf massgebender Störfälle mittels Modellrechnungen analysiert wird.

Die Störfallanalysen sollen nachweisen, dass je nach Störfallkategorie die verschiedenen zulässigen Beanspruchungen (Auslegungsgrenzwerte) für den Reaktorkern, für den Reaktordruckbehälter und den Reaktorkühlkreislauf, für das Primärcontainment sowie die vorgeschriebenen radiologischen Richtwerte eingehalten werden. Dazu werden zum Teil umfangreiche und komplexe Rechenprogramme eingesetzt. Die exakte Erfassung der physikalischen Vorgänge in der Anlage und die genaue Darstellung aller relevanten Anlagesysteme ist allerdings nicht immer möglich und auch nicht nötig. Es genügt dann, konservative Vereinfachungen und Näherungen einzuführen.

Für den Sicherheitsnachweis werden konservative Ergebnisse verlangt. Damit wird sichergestellt, dass diese die tatsächlich auftretenden Konsequenzen eines Auslegungsstörfalls sicher abdecken und eine obere Grenze der zu erwartenden Beanspruchungen und Folgen (z.B. Anzahl beschädigter Brennstäbe) darstellen. Konservative Ergebnisse können gewonnen werden entweder durch Rechnungen mit Rechenmodellen und Eingabedaten, welche systematisch zu ungünstigeren Ergebnissen führen, als sie tatsächlich auftreten würden (sogenannte konservative Analysen), oder durch Rechnungen mit realistischen Rechenmodellen und Eingabedaten unter Berücksichtigung von Sicherheitszuschlägen, die aufgrund vorhandener Unsicherheiten in Rechenmodellen und der Streuung der Eingabedaten bestimmt werden.

Es wird eine begrenzte Anzahl Störfälle detailliert untersucht. Ein solches Vorgehen ist zulässig, sofern systematisch gerade jene Ereignisabläufe gesucht werden, welche die maximalen Beanspruchungen verursachen und maximale Anforderungen an die Anlage und die Sicherheitssysteme stellen (umhüllende Störfälle). Es orientiert sich u.a. am NRC Reg. Guide 1.70, welcher eine systematische

Aufzählung von Störfallursachen enthält[1]. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass alle Störungen im Rahmen der Auslegung beherrscht und damit die radiologischen Richtwerte in der Umgebung gemäss Richtlinie HSK-R-11[2] eingehalten werden.

Die im Sicherheitsbericht behandelten Störfälle wurden für die erhöhte Leistung von 3600 MW_{th} analysiert, sofern ein Einfluss der Reaktorleistung auf das Störfallverhalten erwartet werden konnte. Dabei wurden sowohl eine Kernbeladung mit nur GE-Brennelementen des Typs GE10 (60 Brennstäbe pro Brennelement), als auch eine Beladung mit nur ABB-Brennelementen des Typs SVEA-96 (96 Brennstäbe pro Brennelement) berücksichtigt. Störfälle, deren Ergebnisse massgeblich von den verschiedenen im Kern eingesetzten Brennelementtypen abhängen oder die zu den begrenzenden Beanspruchungen des Reaktorkerns führen, sind zudem zyklusspezifisch zu analysieren.

7.2 VERHALTEN DER ANLAGE BEI AUSLEGUNGSSTÖRFÄLLEN

7.2.1 Transienten

7.2.1.1 Einleitung

Die nachfolgende Charakterisierung resp. Klassifizierung der Transienten basiert auf dem Gutachten zur Betriebsbewilligung. Transienten können beschrieben werden als Störung des Gleichgewichts zwischen Wärmeerzeugung und Wärmeabfuhr im Reaktorkühlsystem, wobei Kühlmittelverluststörfälle ausgenommen sind. Eine solche Störung kann durch eine Vielzahl von Ereignissen ausgelöst werden, jedoch beeinflussen diese Ereignisse nur über wenige Betriebsparameter den Reaktor, nämlich über

- Frischdampfmenge
- Kerndurchfluss
- Speisewassermenge
- Speisewassertemperatur
- Steuerstabstellung

Störungen dieser Parameter äussern sich in der Veränderung folgender für Reaktorkern und Reaktordruckbehälter (RDB) direkt sicherheitsrelevanter Prozessgrössen:

- Reaktordruck
- Wasserniveau im Reaktordruckbehälter ("Reaktorniveau")
- Reaktorleistung

---

1 NRC Reg. Guide 1.70: Standard Format and Content of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants (November 1978)

2 HSK/KSA/KUeR-Richtlinie R-11: Ziele für den Schutz von Personen vor ionisierender Strahlung im Bereich von Kernkraftwerken (Mai 1980)

Das Reaktorschutzsystem überwacht diese Grössen und löst bei Erreichen der entsprechenden Grenzwerte die Reaktorschnellabschaltung (Scram) aus. Die in den Analysen verwendeten, konservativen Auslösegrenzwerte sind: Reaktordruck hoch (78,2 bar bei um 1,2 bar erhöhtem Betriebsdruck), Reaktorniveau tief (Niveau 3) oder hoch (Niveau 8), nukleare Leistung (Neutronenfluss) hoch (120% der Nennleistung) und durchflussabhängige simulierte thermische Leistung (Simulated Thermal Power, STP, verzögertes und gedämpftes Neutronenfluss-Signal) hoch (≤ 114% der Nennleistung). Die Reaktorschnellabschaltung ist somit die primäre Massnahme zur Beherrschung von Transienten. Die Zweckmässigkeit der gewählten Auslösegrenzwerte muss in den Transientenanalysen nachgewiesen werden. Zur Beherrschung bestimmter Transienten gibt es zusätzliche Auslösesignale, die von der direkten Störungsursache abgeleitet sind und somit zeitlich vor einer Überschreitung von Prozessgrössen anstehen. Dazu gehören Störungen wie das Schliessen von Frischdampfisolationsventilen (Main Steam Isolation Valves, MSIV), das Abschalten der Turbine (Turbinentrip) oder ein Lastabwurf des Generators. Bei den letzteren zwei Störungen spielt auch der 110%-Turbinenbypass eine Rolle, dessen Funktionsfähigkeit überwacht wird. Bei Störfällen, die mit Freisetzung von Radioaktivität aus den Brennstäben verbunden sind (z.B. Steuerstabfall), löst auch das Signal "hohe Aktivität in den Frischdampfleitungen", neben der Frischdampfisolation, eine Reaktorschnellabschaltung aus.

Die meisten Transienten sind als Betriebsstörungen (Störfälle der Ereigniskategorie 1 gemäss Richtlinie HSK-R-100) zu klassieren. Gemäss Kap. 5.1.1.2 ist für diese Betriebstransienten nachzuweisen, dass die Brennstabhüllrohre intakt bleiben. Letzteres ist gewährleistet, wenn der Sicherheitsgrenzwert für das kritische Leistungsverhältnis (SLMCPR) nicht unterschritten wird. (Bei der linearen Stableistung besteht ein grosser Abstand zwischen Betriebs- und Sicherheitsgrenzwert). Bei der Analyse der Betriebstransienten geht es also darum, diejenige(n) mit maximaler CPR-Abnahme (ΔCPR) zu finden und daraus den Betriebsgrenzwert OLMCPR abzuleiten. Eine solche Analyse ist abhängig von der jeweiligen Kernbeladung und ist damit Bestandteil des zyklusspezifischen Genehmigungsverfahrens (Reload Licensing Submittal). Da die Kernbeladung zum Zeitpunkt der Leistungserhöhung noch nicht im Detail bekannt ist, wurden die Analysen für Referenzkerne aus SVEA-96- resp. GE10-Brennelementen durchgeführt. Für den Zweck dieser Analysen - die Ermittlung der hinsichtlich CPR-Verhalten limitierenden Transiententypen - ist dieses Vorgehen gerechtfertigt.

Alle im Sicherheitsbericht für die bisherige Leistung dokumentierten Transienten, die von einer Leistungserhöhung beeinflusst werden können, wurden für die Leistung von 3600 MW_{th} neu analysiert. Die Analysen decken auch die für KKL erlaubten zusätzlichen Betriebsarten ab, zu denen neben der Erweiterung des Betriebskennlinienfeldes (Maximum Extended Operating Domain, MEOD) auch der Betrieb mit nur einem Umwälzstrang (Single Loop Operation, SLO) und die zur Zyklusverlängerung praktizierte Absenkung der Speisewassertemperatur (Final Feedwater Temperature Reduction, FFWTR) gehören. Die Analysen zeigten, dass die bisher den OLMCPR bestimmenden, d.h. limitierenden Transiententypen auch nach Erhöhung der Reaktornennleistung limitierend sind. Damit kann man sich bei der Beurteilung des Einflusses der Leistungserhöhung im wesentlichen auf diese limitie-

renden Betriebstransienten beschränken. Ergänzend werden einige spezielle Transienten ebenfalls diskutiert.

Die im Sicherheitsbericht zur Leistungserhöhung dokumentierten Transientenanalysen gehen von einer Erhöhung des Betriebsdruckes im RDB-Dampfdom um ca. 1,2 bar aus. Dementsprechend werden die Ansprechdrücke der Sicherheits-/Entlastungsventile (SRV) erhöht. Aus heutiger Erkenntnis können aber bis zur Leistungserhöhung auf 112% der bisherige Betriebsdruck (73,1 bar) und die SRV-Einstellung beibehalten werden. Der aktuelle Betriebsdruck wird bei den Berechnungen im Rahmen des zyklusspezifischen Genehmigungsverfahrens berücksichtigt.

7.2.1.2 Rechenmodelle und Randbedingungen

Für die Transientenanalyse sind vom Reaktorlieferanten (GE) die im HSK-Gutachten für KKM[3] beschriebenen Rechenmodelle verwendet worden. Es sind dies die Rechenprogramme REDY, ODYN, TASC und PANACEA, deren Einsatz vom zu analysierenden Transiententyp abhängig ist. Für Transienten mit starken Druck- oder Neutronenflussänderungen wird ODYN verwendet, das den Reaktorkern axial eindimensional beschreibt. Spezielle langsame Transienten, bei denen ausser der axialen auch die radiale Leistungsverteilung eine Rolle spielt, werden ergänzend mit dem dreidimensionalen quasistationären Kernmodell PANACEA analysiert, weil ODYN hier teilweise zu konservative Ergebnisse liefert. Für die anderen Transienten genügt im allgemeinen das einfachere Programm REDY mit punktkinetischer Modellierung des Kerns. Die Heisskanalanalyse, mit der die maximale Brennstoffbelastung und das ΔCPR bestimmt werden, erfolgt mit TASC.

Die genannten GE-Rechenmodelle sind für Reaktorkerne aus GE-Brennelementen ausreichend verifiziert. Mit diesen Modellen wurden jedoch auch Referenzkerne aus SVEA-96-Brennelementen analysiert. Weil die Modelle für solche Brennelemente insbesondere nicht die bestmöglichen Korrelationen für die kritische Wärmestromdichte verwenden, ergeben sich Abweichungen zu entsprechenden Analyseergebnissen des Brennelementlieferanten ABB. Das beeinträchtigt jedoch nicht die Aussagekraft der vorgelegten Analysen zur Leistungserhöhung, da die limitierenden Transienten ohnehin zyklusspezifisch untersucht werden. Die wesentlichen brennelementtypischen Einflüsse, wie Unterschiede im Brennstabdurchmesser und in der Dampfgehaltsverteilung innerhalb der Brennelemente, werden von den GE-Rechenmodellen erfasst. Auf diese Einflüsse wird bei der nachfolgenden Beurteilung verschiedener Transiententypen eingegangen.

---

[3] HSK 11/250: Gutachten zum Gesuch um unbefristete Betriebsbewilligung und Leistungserhöhung für das Kernkraftwerk Mühleberg (Oktober 1991)

Die Transientenanalysen gehen wie üblich davon aus, dass vor Störfalleintritt die massgebenden Betriebsgrenzwerte für die lineare Stableistung (LHGR resp. APLHGR) und das kritische Leistungsverhältnis (CPR) eingehalten sind.

Neben den oben genannten unterschiedlich konservativen Rechenmodellen wurden für die wesentlichen Eingabedaten konservative Werte benutzt. Typische Beispiele dafür sind die Schliesszeiten der Turbinenschnellschlussventile, Auslösewerte für den Scram und die Scram-Zeit.

Entsprechend internationaler Praxis wird angenommen, dass normalerweise das erste Reaktorschutzsignal die Reaktorschnellabschaltung auslöst. Als weitere Randbedingung ist das Einzelfehlerkriterium zu erwähnen, das in den GE-Analysen gemäss Praxis in den USA nur auf Sicherheitssysteme angewandt wird. Im Falle der Transienten betrifft dies praktisch nur das Reaktorschutzsystem, welches ohnehin auslegungsgemäss einzelfehlersicher ist. Betriebs- und Regelsysteme, die bei den Transienten eine grosse Rolle spielen, genügen im allgemeinen nicht dem Einzelfehlerkriterium. Die Überlagerung einer Transiente der Ereigniskategorie 1 mit einem zusätzlichen Regelungsfehler ist so unwahrscheinlich, dass sie nicht mehr in diese Ereigniskategorie einzustufen ist.

7.2.1.3 Druckstörungen

Bei Störfällen mit **raschem Druckanstieg**, hervorgerufen z.B. durch plötzliche Verringerung der abströmenden Frischdampfmenge, kommt es zu rascher Kompression der Dampfblasen. Infolge der Rückkopplung über den Reaktivitätskoeffizienten des Dampfblasengehaltes im Kühlmittel (Void-Koeffizient) nimmt die Reaktivität plötzlich zu, was zu einer kurzfristigen Leistungsspitze führt. Dieser Leistungsanstieg wird aber durch Rückkopplung über den Reaktivitätskoeffizienten der Brennstofftemperatur (Doppler-Koeffizient) begrenzt. Aufgrund der thermischen Zeitkonstante der Brennstäbe erfolgt die Wärmeabgabe an das Kühlmittel verzögert und gedämpft.

Bei erhöhter Reaktornennleistung ist der stationäre Dampfgehalt im Kern höher als bei der jetzigen Nennleistung, da der Nenndurchfluss durch den Kern unverändert bleibt. Während einer Transiente mit Druckerhöhung werden dann mehr Dampfblasen komprimiert, was mit grösserer Reaktivitätszufuhr und entsprechend höherem Leistungsanstieg verbunden ist. Der für ΔCPR massgebende Anstieg des Wärmeflusses an den Brennstaboberflächen erfolgt jedoch nicht in gleichem Masse. Beim Betrieb auf erhöhtem Leistungsniveau (114,7%) ist also nicht zu erwarten, dass die genannten Transienten wesentlich anders verlaufen.

Die wichtigsten Transienten mit rascher Druckerhöhung sind:

- Störung des Druckreglers
- Turbinentrip (mit resp. ohne Turbinen-Bypass)
- Generator-Lastabwurf (mit resp. ohne Turbinen-Bypass)

- Schliessen der Frischdampfisolationsventile

Aufgrund der generischen und zyklusspezifischen Analysen hat sich gezeigt, dass die Transiente "Generator-Lastabwurf mit 3/4 Bypass verfügbar" auch bei erhöhter Nennleistung die hinsichtlich ΔCPR begrenzende Transiente darstellt. Wegen ausreichender Verfügbarkeit des Turbinen-Bypass-systems wird in diesem Falle keine direkte Reaktorschnellabschaltung (über die Stellung der Turbinen-regelventile) ausgelöst. In den Analysen erfolgt eine Abschaltung erst durch zu hohen Neutronenfluss. Real wird in der Anlage allerdings eine Abschaltung vermieden, da mit dem Schliessen der Turbinen-regelventile gleichzeitig eine Leistungsreduktion durch Drosselung des Kerndurchflusses und Einwurf ausgewählter Steuerstäbe (Select Rod Insertion, SRI) erfolgt. Letzteres wird in den Sicherheitsanaly-sen nicht berücksichtigt, wohl aber in den Verfügbarkeitsanalysen (Scram-Vermeidung).

Die Tab. 7-1 enthält zum Generator-Lastabwurf die wichtigsten Ergebnisse für die gegenwärtige Nennleistung sowie für die beantragte Leistungserhöhung. Die Werte der angegebenen Hauptparame-ter sind wegen der oben genannten Rückkopplungseffekte und Brennstab-Zeitkonstanten vom Brenn-elementtyp abhängig. Die Analysen für 3138 MW_{th} wurden mit den Berechnungsmethoden von ABB für die Kernbeladungen von Zyklus 8 (1991/92) bis Zyklus 11 (1994/95) durchgeführt (Mischkerne aus SVEA-96-, GE10- und GE8B-Brennelementen), während die Analyse für 3600 MW_{th} auf GE-Rechen-modellen und Referenzkernen aus dem jeweiligen Brennelementtyp (SVEA-96 resp. GE10) beruht. Neben dem Effekt der Leistungserhöhung widerspiegelt Tab. 7-1 also auch den Einfluss unterschiedli-cher Berechnungsmethoden und Kernbeladungen sowie der Erhöhung des Betriebsdrucks um 1,2 bar.

Tab. 7-1 zeigt, dass die Leistungserhöhung zwar ein wesentlich höheres Maximum des Neutronen-flusses bewirkt, jedoch der Wärmefluss an das Kühlmittel nur wenig erhöht wird. Der Einfluss des im Referenzkern verwendeten Brennelementtyps ist ebenfalls ersichtlich. Der stärker negative Void-

Tab. 7-1 Maximalwerte wichtiger Parameter bei der Transiente "Generator-Lastabwurf mit 3/4 Bypass" (max. Kerndurchfluss)

Parameter	3138 MW_{th} (ABB-Analyse)				3600 MW_{th} (GE-Analyse)	
	Zyklus 8	Zyklus 9	Zyklus 10	Zyklus 11	Referenzkern	
					SVEA-96	GE10
Neutronenfluss	163 %	160 %	148 %	145 %	214 %	244 %
Wärmefluss	111 %	110 %	109 %	109 %	111 %	110 %
Reaktordruck	76,2 bar	76,2 bar	76,0 bar	75,8 bar	78,3 bar	78,3 bar
ΔCPR	0,09	0,08	0,07	0,07	0,13	0,09
Scram-Zeitpunkt	0,63 s	0,75 s	0,75 s	0,74 s	0,68 s	0,68 s

Koeffizient der GE10-Elemente bedingt ein höheres Neutronenflussmaximum als bei SVEA-96-Elementen. Da die GE10-Brennstäbe jedoch dicker sind als die SVEA-96-Stäbe, also eine grössere thermische Zeitkonstante besitzen, ist der Unterschied im Wärmefluss beider Brennelementtypen nur gering.

Die unterschiedlichen Berechnungsmethoden und Kernbeladungen erlauben keinen genauen Vergleich zwischen der bisherigen und der erhöhten Leistung. Trotzdem kann aus den Resultaten abgeleitet werden, dass durch die Leistungserhöhung das Verhalten der Anlage bei Druckstörungen nur wenig beeinflusst wird. Hinsichtlich CPR sind die gleichen Transiententypen wie vor der Leistungserhöhung limitierend und demzufolge zyklusspezifisch zu untersuchen. Das Anlageverhalten beim Turbinentrip sowie beim Generator-Lastabwurf wird bei den Inbetriebsetzungsversuchen zur Leistungserhöhung überprüft, allerdings mit SRI und Drosselung des Kerndurchflusses, so dass sich kein Scram ergeben sollte (Verfügbarkeitsaspekt).

7.2.1.4 Reaktorniveau-Störungen

Störungen mit **Niveauabsenkung** gefährden potentiell die Kühlung des Reaktorkerns. Innerhalb dieser Transientenkategorie führt der Ausfall der Speisewasserversorgung zur grössten Niveauabsenkung. Zur Beherrschung dieser Transiente erfolgt bei Reaktor-Niveau 3 zunächst eine Reaktorschnellabschaltung. Etwas später, bei Erreichen von Reaktor-Niveau 2, werden die beiden Hochdruckeinspeisesysteme RCIC und HPCS eingeschaltet, mit denen das durch die Nachwärme verdampfende Wasser ersetzt und eine Niveauabsenkung auf das Reaktor-Niveau 1 (Notkühlniveau) verhindert wird. Um das Ausmass der Niveauabsenkung zu begrenzen, wurde im Jahre 1989 eine vorgezogene Auslösung der Reaktorschnellabschaltung (0E-Scram) bei Ausfall aller drei Speisewasserpumpen nachgerüstet. In den Analysen wird dies nicht berücksichtigt.

Bei erhöhter Nennleistung verläuft diese Transiente etwas rascher. Die Reaktorschnellabschaltung erfolgt früher, und durch die höhere Nachwärmeleistung fällt das Reaktorniveau etwas stärker ab. Die CPR-Änderung bleibt nach wie vor vernachlässigbar klein. Gemäss Analyse reicht das RCIC wie bisher allein aus, das Niveau oberhalb des Notkühlniveaus zu halten.

Aus Gründen der betrieblichen Verfügbarkeit, aber auch um unnötige Belastungen der Anlage zu vermeiden, ist es wünschenswert, bei Ausfall von einer der beiden laufenden Speisewasserpumpen eine Reaktorschnellabschaltung durch tiefes Reaktorniveau zu verhindern. Da sich bei erhöhter Reaktornennleistung die kurzzeitig mögliche maximale Förderkapazität einer Speisewasserpumpe verringert (von 80 auf 65% der Nennspeisewassermenge), ist eine frühere und schnellere Drosselung der Umwälzmenge als bisher erforderlich. Auf diese Weise kann eine Reaktorabschaltung vermieden werden, falls die maximale Förderkapazität einer Speisewasserpumpe wenigstens ca. 70% beträgt. Letz-

teres ist nur bis zur Leistungserhöhung auf 112% gewährleistet. Darüber wäre mit einem Scram zu rechnen.

Störungen mit **Niveauanstieg** könnten durch erhöhten Wassermitriss die Turbine gefährden oder zu Kondensations- und Wasserschlägen in den Frischdampfleitungen führen. Dies wird durch Abschaltung von Turbine, Reaktor und Speisewasser sowie aller anderen Hochdruckeinspeisesysteme bei Erreichen des Reaktor-Niveaus 8 verhindert. Im Hinblick auf den Reaktorschutz sind dabei Störungen zu untersuchen, die gleichzeitig mit einer globalen Zunahme der Reaktorleistung einhergehen. Eine solche Störung ist das "Versagen der Speisewasserregelung" in Richtung maximaler Fördermenge. Die bisherigen, zyklusspezifischen Analysen haben gezeigt, dass diese Transiente bezüglich ΔCPR limitierend sein kann.

Bei dieser Transiente wird, ausgehend von Reaktor-Niveau 4, d.h. dem tiefsten stationär möglichen Niveau, eine schnelle Erhöhung der Speisewassermenge auf den maximal möglichen Wert angenommen. Neben einem Anstieg des Reaktorniveaus kommt es auch zu einer Abnahme der Kühlmitteltemperatur am Kerneintritt, wodurch die Reaktivität und damit die Reaktorleistung ansteigt und das CPR abnimmt. Die Transiente wird durch einen Scram infolge hohen Neutronenflusses oder infolge Erreichens von Reaktor-Niveau 8 beendet. Tab. 7-2 zeigt die Ergebnisse für den limitierenden Fall mit abgesenkter Speisewasser-Temperatur (FFWTR). Der niedrigere Maximalwert des Neutronenflusses bei erhöhter Reaktornennleistung ist dadurch bedingt, dass die Überschusskapazität des Speisewassers nach der Leistungserhöhung geringer ist (115 statt 130% der Nennspeisewassermenge). Die Transiente verläuft langsamer, so dass der Scram erst später, durch Reaktor-Niveau 8, erfolgt. Brennelementspezifische Einflüsse sind auf Unterschiede im Void-Reaktivitätseffekt zurückzuführen (dieser ist für GE10-Elemente grösser).

Tab. 7-2 Maximalwerte wichtiger Parameter bei der Transiente "Speisewasser-Regelungsfehler" (bei FFWTR)

Parameter	3138 MW_{th} (ABB-Analyse)				3600 MW_{th} (GE-Analyse)	
	Zyklus 8	Zyklus 9	Zyklus 10	Zyklus 11	Referenzkern	
					SVEA-96	GE10
Neutronenfluss	121 %	119 %	122 %	121 %	113 %	116 %
Wärmefluss	111 %	109 %	107 %	107 %	110 %	109 %
ΔCPR	0,08	0,065	0,047	0,045	0,07	0,08
Scram-Zeitpunkt	9,5 s	10,4 s	10,2 s	10,2 s	11,3 s	11,3 s

7.2.1.5 Leistungsstörungen

Hier werden nur globale Leistungsstörungen untersucht. Lokale Leistungsstörungen, wie sie durch Steuerstabbewegungen auftreten, sind Gegenstand von Kap. 7.2.1.7 (Reaktivitätsstörfälle).

Neben der in den Kap. 7.2.1.3 und 7.2.1.4 bereits behandelten Erhöhung des Druckes resp. der Speisewassermenge führen folgende weitere Hauptursachen infolge Abnahme des Dampfblasengehalts im Kern zu einer Leistungszunahme:

- Zunahme des Kerndurchflusses
- Erniedrigung der Speisewassertemperatur

Eine **rasche Zunahme des Kerndurchflusses** mit schneller Leistungssteigerung ist bei einem Fehler in der Umwälzmengenregelung möglich. Durch rasches Öffnen eines oder beider Umwälzmengen-Regelventile steigt der Neutronenfluss innerhalb von ein bis zwei Sekunden über den Grenzwert von 120%, wodurch die Reaktorschnellabschaltung ausgelöst wird. Die thermische Leistung folgt der Neutronenflussänderung verzögert und stark gedämpft. Auch das Zuschalten einer stehenden Umwälzpumpe kann zu einem Leistungsanstieg führen. Die genannten Störungen sind bei niedrigen Leistungen am gravierendsten und werden damit von einer Erhöhung der Reaktornennleistung nicht berührt.

Zu untersuchen sind dagegen Störungen in Form einer **langsamen Zunahme des Kerndurchflusses**, weil auf ihrer Grundlage durchflussabhängige thermische Grenzwerte für MCPR ($MCPR_f$) und MAPLHGR ($MAPFAC_f$) bestimmt werden. Dazu werden Transienten analysiert, die eine langsame Zunahme des Kerndurchflusses von den verschiedenen möglichen Ausgangspunkten des Betriebskennlinienfeldes unterstellen. Es wurde nachgewiesen, dass die genannten durchflussabhängigen Grenzwerte für die erhöhte Nennleistung nicht geändert werden müssen. Bei erhöhter Nennleistung wird allerdings angenommen, dass der Kerndurchfluss bis 108% (vorher bis 105%) des Nenndurchflusses variieren kann. Der höhere maximale Kerndurchfluss wird durch eine zusätzliche Kurve berücksichtigt, die wie üblich einen 2%igen Durchflusszuschlag enthält. Da die Ergebnisse der Analysen durch die jeweilige Kernbeladung beeinflusst werden, insbesondere über die Form der Leistungsverteilung, werden künftig ausgewählte, als limitierend erkannte Transienten mit langsamer Zunahme des Kerndurchflusses im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für Nachladungen zyklusspezifisch analysiert.

Als Ursache für eine **Erniedrigung der Speisewassertemperatur** kommt der Ausfall von Speisewasservorwärmern in Betracht. Dies kann durch Schliessen einer Turbinen-Dampfentnahmeleitung zu einer Vorwärmergruppe oder durch Umgehen einer Vorwärmergruppe erfolgen. Im ersten Fall nimmt die Speisewassertemperatur langsam ab und ändert sich beim ungünstigsten Einzelfehler (Ausfall des grössten Vorwärmers) um maximal 36°C. Im zweiten Fall wird das Umgehen eines Hochdruckvorwärmerstranges angenommen, wodurch innerhalb von 20 Sekunden die Speisewassertemperatur um 21°C abnimmt. Der Sicherheitsbericht für die bisherige Nennleistung enthält nur eine Analyse zum

ersten Fall, die von einer für das KKL unrealistisch hohen Temperaturabnahme von ca. 56°C (100°F) ausgeht (Ausfall einer Vorwärmergruppe).

Die Abkühlung des Speisewassers bewirkt eine Abnahme der Kühlmitteltemperatur am Kerneintritt, wodurch die Reaktorleistung ansteigt und das CPR abnimmt. Die Transiente verläuft relativ langsam und wird beendet durch eine Reaktorschnellabschaltung entweder bei 120% nuklearer Leistung (Neutronenfluss-Signal) oder infolge des STP-Scrams (verzögertes Neutronenfluss-Signal). Bei AUTO-Betrieb des Neutronenflussreglers verläuft die Transiente weniger gravierend, weil der Leistungsanstieg durch Reduktion des Kerndurchflusses teilweise kompensiert wird.

Die Analyse beider Fälle unter den Bedingungen erhöhter Reaktornennleistung zeigt, dass der erste Fall (36°C Temperaturabsenkung des Speisewassers) zur grösseren Abnahme im CPR führt. Für diesen Fall zeigt Tab. 7-3 die maximale CPR-Abnahme vor resp. nach der Leistungserhöhung. Die Resultate weisen darauf hin, dass diese Transiente künftig für jeden Zyklus zu analysieren ist.

Tab. 7-3 Maximale CPR-Abnahme (ΔCPR) bei der Transiente "Ausfall von Speisewasservorwärmern" (Absenkung der Speisewassertemperatur um 36°C)

	3138 MW_{th} (ABB-Analyse)		3600 MW_{th} (GE-Analyse)
	Zyklus 8	Zyklus 11	Referenzkern GE10
ΔCPR	0,033	0,064	0,09

7.2.1.6 Überdrucksicherung des Reaktorkühlsystems

Der Nachweis der Überdrucksicherung erfolgt anhand von druckerhöhenden Transienten ohne Berücksichtigung des ersten Auslösesignals für eine Reaktorschnellabschaltung, das von den direkten Ursachen der Druckerhöhung abgeleitet wird. Es ist dabei zu zeigen, dass der Druck im RDB den gemäss ASME-Code zulässigen Maximaldruck von 95,8 bar (1,1facher Auslegungsdruck) nicht überschreitet.

Für das KKL sind die Transienten "Schliessen aller Frischdampfisolationsventile" und "Generator-Lastabwurf mit Bypassversagen" massgebend. Begrenzend ist dabei die erstgenannte Transiente, die bei einer konservativ erhöhten Ausgangsleistung von 3672 MW_{th} (102% von 3600 MW_{th}) und einem Kerndurchfluss von 108% analysiert wurde. Die Reaktorschnellabschaltung erfolgt voraussetzungsgemäss erst durch das zweite Auslösesignal, d.h. durch hohen Neutronenfluss. Das erste Scram-Auslösesignal käme von der Stellungsmeldung der Frischdampfisolationsventile. Hinsichtlich der Sicherheits-/Abblaseventile (SRV) wurde angenommen, dass nur deren Sicherheitsfunktion (federbelastet) verfügbar ist und 2 der 16 Ventile nicht öffnen.

Um zyklusspezifische Einflüsse abzudecken, wurde postuliert, dass ein Sicherheitsabstand von wenigstens 3,45 bar (50 psi) zum zulässigen Maximaldruck eingehalten werden soll. Die Analyse zeigte, dass dies möglich ist, wenn der Sicherheitsansprechdruck aller verfügbaren SRV den Wert von 88,3 bar nicht überschreitet. Der erreichte Maximaldruck im RDB beträgt dann 92,2 bar, unabhängig vom eingesetzten Brennelementtyp (GE10 oder SVEA-96). In der Anlage werden die 16 SRV gestaffelt so eingestellt, dass sie unter Berücksichtigung einer Toleranz von 3% bei maximal 88,3 bar öffnen.

Die entsprechende Analyse vor der Leistungserhöhung (3138 MW_{th}, 105% Kerndurchfluss) ergab einen Maximaldruck im RDB von 87,7 bar, gegenüber 92,2 bar nach der Leistungserhöhung. Der Überdruckschutz ist somit auch bei erhöhter Reaktorleistung mit ausreichendem Abstand zum Sicherheitsgrenzwert gewährleistet.

7.2.1.7 Reaktivitätsstörfälle

Hierunter werden Störungen verstanden, bei denen es durch Fehlausfahren von Steuerstäben oder durch Herabfallen eines Steuerstabes zu einem Reaktivitäts- und damit Leistungsanstieg kommt.

Der **Steuerstabfall** (Control Rod Drop Accident, CRDA) führt zu einem grossen und sehr raschen Reaktivitätsanstieg. Der damit verbundene lokale Leistungsanstieg wird durch die inhärent wirkende Doppler-Rückkopplung begrenzt und durch die Reaktorschnellabschaltung beendet. Durch das Stabmusterüberwachungssystem (Rod Pattern Control System, RPC) wird der Reaktivitätswert eines Steuerstabes durch entsprechende Stabmusterwahl so begrenzt, dass die Folgen eines CRDA innerhalb vorgegebener Sicherheitslimiten liegen. Konservativ durchgeführte Analysen zeigen, dass auf Basis der bisher gültigen Enthalpiegrenzwerte für Brennstabversagen mit einer Beschädigung von einigen hundert Brennstabhüllrohren zu rechnen ist. Der Störfall verläuft am gravierendsten bei niedrigen Ausgangsleistungen resp. aus dem unterkritischen Zustand, weil hier u.a. die Doppler-Rückkopplung später wirksam wird als bei höheren Leistungen. Die Erhöhung der Reaktornennleistung hat damit keinen Einfluss auf das Verhalten der Anlage beim Steuerstabfall. Allerdings führt das höhere Spaltproduktinventar zu grösserer Aktivitätsfreisetzung aus den beschädigten Brennstäben.

Resultate neuer, in Frankreich und Japan durchgeführter Experimente deuten darauf hin, dass bei Reaktivitätsstörfällen wie dem CRDA in hochabgebranntem Brennstoff schon bei niedrigeren Enthalpiegrenzwerten als bisher angenommen Hüllrohrschäden auftreten können. Aufgrund des gegenwärtigen Erkenntnisstandes hat die HSK deshalb neue, vorläufige abbrandabhängige Hüllrohr-Defektgrenzwerte eingeführt und zusätzliche, zyklusspezifische Analysen für den CRDA verlangt. Das Verhalten von Hochabbrandbrennstoff bei Reaktivitätsstörfällen wird zur Zeit international neu untersucht und bewertet. Bis zum Vorliegen gesicherter Erkenntnisse sind die jetzigen Abbrandlimiten (Kap. 5.1) einzuhalten.

Das **Fehlausfahren von Steuerstäben** (Rod Withdrawal Error, RWE) ist die Folge des Nichtbeachtens von Betriebsvorschriften durch den Operateur oder eines technischen Fehlers. Im Leistungsbereich wird durch die Stabfahrbegrenzung (Rod Withdrawal Limiter, RWL) die maximale Stabbewegung derart begrenzt, dass die Sicherheitsgrenzwerte bei einmaliger Stabbewegung nicht verletzt werden. So ist im Bereich von 40 bis 70% der Nennleistung ein Ausfahren um vier Schritte (61 cm) und im Bereich von 70 bis 100% ein Ausfahren um zwei Schritte (30,5 cm) erlaubt. Die gegenwärtige Einstellung der Stabfahrbegrenzung gewährleistet auch bei erhöhter Nennleistung die Einhaltung des Grenzwertes für das minimale CPR.

Der RWE gehört zu den Transienten, die zu relativ grossen CPR-Abnahmen führen und damit den MCPR-Betriebsgrenzwert bestimmen können. Die CPR-Abnahme hängt u.a. vom Abstand zwischen dem ausgefahrenen Steuerstab und dem Brennelement mit minimalem CPR ab. Die Transiente ist daher von der jeweiligen Kernbeladung und dem Steuerstabmuster abhängig (vgl. Tab. 7-4) und somit weiterhin zyklusspezifisch zu analysieren.

Tab. 7-4 Maximale CPR-Abnahme (ΔCPR) bei der Transiente "Fehlausfahren von Steuerstäben"

	3138 MW_{th} (ABB-Analyse)				3600 MW_{th} (ABB-Analyse)
	Zyklus 8	Zyklus 9	Zyklus 10	Zyklus 11	Referenzkern SVEA-96
ΔCPR	0,044	0,036	0,046	0,061	0,045

7.2.1.8 Langsame Transienten

Spezielle Aufmerksamkeit wurde der Problematik langsamer Transienten (Neutronenfluss und Wärmefluss sind praktisch im Gleichgewicht), vor allem bei Teillast, gewidmet. Die HSK hat schon vor längerem darauf hingewiesen, dass für solche Transienten das gegenwärtige Reaktorschutzsystem nicht unter allen Bedingungen ausreicht, um die Sicherheitsgrenzwerte für den Reaktorkern einzuhalten. Dazu durchgeführte Untersuchungen von GE haben ergeben, dass in bestimmten, allerdings sehr seltenen Situationen eine Einhaltung des SLMCPR-Grenzwertes nicht gewährleistet ist. Ein zusätzliches Leistungsüberwachungssystem, das sog. TOPPS (Tracking Overpower Protection System), wurde deshalb von GE entwickelt und wird 1996 zuerst im KKM, in Verbindung mit dem Ersatz des Neutronenfluss-Messsystems für den Leistungsbereich, implementiert. Das Grundkonzept von TOPPS besteht in einer Überwachung der thermischen Reaktorleistung, welche dem aktuellen Betriebspunkt nachgeführt wird und den Reaktor gegen unkontrollierte Leistungserhöhungen schützt. Zu diesem Zweck werden abgestuft Steuerstab-Ausfahrstopp, Stabeinwurf (SRI) und Reaktorschnellabschaltung (Scram) ausgelöst.

Im Gegensatz zu KKM verfügt KKL seit Inbetriebnahme über den durchflussabhängigen STP-Scram, wodurch ein besserer Schutz gegen Störungen bei Teil- und Vollast gegeben ist. Während der Betreiber des KKL den grundsätzlich systematischeren Reaktorschutz mittels TOPPS anerkennt, möchte er das TOPPS erst mit dem zukünftigen Ersatz des Neutronenfluss-Messystems installieren. Bis zur Leistungserhöhung will KKL jedoch einige zusätzliche systemtechnische Verbesserungen (Select Rod Insertion, SRI) vornehmen, die einen mit TOPPS vergleichbaren Reaktorschutz gewährleisten werden. KKL hat dies mit entsprechenden Analysen, die im folgenden beurteilt werden, abgesichert.

Es wurden folgende, mit einem Leistungsanstieg verbundene Typen langsamer Transienten analysiert:
- Zunahme des Kerndurchflusses
- Anstieg des Reaktordrucks
- Abnahme der Speisewassertemperatur
- Zunahme der Speisewassermenge

Transienten mit **langsamer Zunahme des Kerndurchflusses** wurden bereits im Kap. 7.2.1.5 diskutiert, da sie zur gegenwärtigen Auslegungsbasis gehören. Es wurde gezeigt, dass die derzeit gültigen durchflussabhängigen Betriebsgrenzwerte diesen Transiententyp auch bei erhöhter Nennleistung abdecken.

Ausführlich analysiert wurden Transienten mit **langsamem Anstieg des Reaktordrucks.** Es wird dabei unterstellt, dass der Druckregler fehlerhaft einen zu niedrigen Druckeinstellwert aufweist und dass der Operateur den anormal niedrigen Betriebsdruck nicht bemerkt. Das derzeitige Reaktorschutzsystem (ohne TOPPS) wird eine Transiente mit langsamem Druckanstieg durch eine Reaktorschnellabschaltung infolge hohen Druckes (Druck-Scram) oder über den durchflussabhängigen STP-Scram beenden. Mit den Analysen wurde derjenige Bereich des Betriebsdruckes ermittelt, der die Einhaltung des CPR-Grenzwerts garantiert. Die Analysen ergaben, dass der Betriebsdruck (und damit der Ausgangsdruck für die Transiente) nicht mehr als 5,5 bar unter dem Normalwert (bei 3600 MW_{th}) liegen darf. Derart grosse Abweichungen vom Nenndruck sind ohne Mehrfachfehler bei der Betriebsüberwachung allerdings nicht möglich.

Transienten mit **langsamer Abnahme der Speisewassertemperatur** wurden auf der Basis der gegenwärtigen Auslegung bereits im Kap. 7.2.1.5 behandelt. Dadurch sind Temperaturabnahmen bis maximal 56°C abgedeckt. Im Rahmen der Analyse langsamer Transienten wurde nun auch der sehr unwahrscheinliche Ausfall sämtlicher Speisewasservorwärmer untersucht, der zu einer Abkühlung des Speisewassers um bis zu 186°C (abhängig von der Ausgangsleistung) führt. Abhängig vom Ausgangszustand des Reaktors im Betriebskennlinienfeld und von der Art der Durchflussregelung (HAND- oder AUTO-Betrieb des Neutronenflussreglers) können sich zwecks Einhaltung der Sicherheitsgrenzwerte (ohne TOPPS) Betriebseinschränkungen ergeben. Bei AUTO-Betrieb des Neutronenflussreglers ist der Ausgangszustand mit 114,7% Leistung und 108% Kerndurchfluss am ungün-

stigsten, weil hierbei die Automatik der Neutronenflussregelung die Leistung unterhalb des STP-Scrams hält. Die durchflussabhängigen $MAPFAC_f$-Grenzwerte werden (bei 3-D-Analysemethodik) allerdings nur geringfügig überschritten. Bei HAND-Betrieb des Neutronenflussreglers führen dagegen Ausgangszustände bei Teillast (70 bis 90% der Nennleistung) und reduziertem Kerndurchfluss (ca. 80%), zu signifikanten Verletzungen von Sicherheitsgrenzwerten.

Um auch bei Transienten mit derart starker Abkühlung des Speisewassers die Einhaltung der Sicherheitsgrenzwerte für alle Zustände im Betriebskennlinienfeld zu gewährleisten, werden zukünftig bei Ausfall beider Hochdruckvorwärmerstränge automatisch ausgewählte Steuerstäbe eingefahren (Select Rod Insertion, SRI). Damit wird eine Absenkung der Reaktorleistung erreicht, welche den durch die Speisewasserabkühlung verursachten Leistungsanstieg überkompensiert. Diese SRI-Nachrüstung wurde im KKL während des Stillstandes 1995 realisiert.

Bei einem **langsamen Anstieg der Speisewassermenge** sind die Konsequenzen abgedeckt durch langsame Transienten infolge Ausfalls von Speisewasservorwärmern.

Da die oben genannten Analysen durch die jeweilige Kernbeladung beeinflusst werden, insbesondere über die Form der Leistungsverteilung, werden künftig ausgewählte, als limitierend erkannte Transienten zyklusspezifisch analysiert.

7.2.1.9 Kernstabilität

In Siedewasserreaktoren sind bei relativ niedrigen Kerndurchflüssen und vergleichsweise hoher Leistung Instabilitäten in Form von Leistungsoszillationen möglich. Daher hat der Reaktorhersteller (GE) Gebiete des Betriebskennlinienfeldes (Leistungs-Durchfluss-Diagramm, Abb. 2-1) festgelegt, in denen der Betrieb verboten (Ausschlussregion I) resp. nur mit besonderer Kernüberwachung erlaubt ist (Ausschlussregion II). Werden diese Ausschlussregionen durch entsprechende Fahrweise respektiert, so sind Instabilitäten erfahrungsgemäss auszuschliessen. Im Verlaufe von Störfällen, z.B. bei Ausfall beider Umwälzpumpen, ist es allerdings möglich, dass der Reaktorzustand in die Ausschlussregionen gerät. Mit Ausnahme der Inbetriebsetzungsphase (1984), als mit abnormal tiefer Speisewassertemperatur gefahren wurde, ist es im KKL weder durch Fahrweise noch durch Störfälle zu ungewollten Instabilitäten gekommen. Wie Stabilitätstests gezeigt haben, sind im Falle instabilen Verhaltens sog. regionale Oszillationen, bei denen die Leistung von zwei Kernhälften gegenläufig (out-of-phase, 180° phasenverschoben) oszilliert, typisch für KKL.

Die Erhöhung der Reaktornennleistung auf 114,7% beeinflusst das Stabilitätsverhalten durch

- die veränderte Kernbeladung und den Einsatz neuer Brennelementtypen und
- die bei gleichem Kerndurchfluss höhere Leistung.

Die bisherige Erfahrung im KKL hat gezeigt, dass Änderungen in der Beladung des Kerns und der verwendeten Brennelementtypen die Kernstabilität nur unwesentlich beeinflusst haben. Dies wurde insbesondere durch die zu Beginn der Zyklen 1 (1984), 7 (1990) und 10 (1993) durchgeführten Stabilitätstests belegt. Speziell hat der Test zu Beginn von Zyklus 10 gezeigt, dass durch den seit 1991 erfolgenden, schrittweisen Übergang von GE- zu SVEA-96-Brennelementen mit (8x8)- resp. (10x10)-Brennstabanordnung, also in einem sog. Mischkern, keine Verschlechterung des Stabilitätsverhaltens eintritt. ABB-Untersuchungen haben gezeigt, dass vom Einsatz modifizierter SVEA-Brennelemente des Typs SVEA-96+/L ab Zyklus 11 ebenfalls keine negativen Einflüsse auf die Stabilität zu erwarten sind. Durch die Tests wurde auch nachgewiesen, dass die derzeit gültigen Ausschlussregionen einen ausreichenden Sicherheitsabstand gegenüber Instabilitäten gewährleisten. Ein deutliches Risiko für Kerninstabilitäten existiert gemäss den Tests nur bei Kerndurchflüssen unterhalb 40% Nenndurchfluss und oberhalb der 100%-Lastlinie (Abb. 2-1).

Der hauptsächliche Einfluss der Leistungserhöhung auf das Stabilitätsverhalten kommt von der bei gleichem Kerndurchfluss höheren Leistung, wodurch die Wahrscheinlichkeit von Leistungsoszillationen wächst. Dementsprechend sind die oben genannten Ausschlussregionen zu überprüfen resp. anzupassen.

Das Stabilitätskonzept von KKL für die erhöhte Nennleistung geht davon aus, dass Instabilitäten möglichst vermieden werden und dass bei störfallbedingten Instabilitäten manuelle oder automatische Gegenmassnahmen ergriffen werden, um die Leistungsoszillationen rechtzeitig und wirksam zu dämpfen. In den USA fordert die NRC unter Berufung auf das GDC 12[4] automatische Massnahmen. Einzelne Lösungsvorschläge seitens der Betreiber liegen vor.

Die Vermeidung von Instabilitäten im KKL stützt sich auf:

- die Festlegung von Ausschlussregionen im Betriebskennlinienfeld bei erhöhter Reaktornennleistung,
- die automatische Auslösung eines SRI bei speziellen rasch verlaufenden Transienten, welche zu Instabilitäten führen können,
- den Einsatz des Stabilitätsmonitors COSMOS,
- spezielle Vorschriften für den Anfahrvorgang.

Aufgrund der Ergebnisse der bisherigen Stabilitätstests wurde zunächst eine erste Abschätzung der Ausschlussregionen für 114,7% Reaktornennleistung vorgenommen. Für eine erhöhte Reaktornennleistung von 112% wurden dann die Ausschlussregionen durch Berechnungen mit dem dreidimensionalen Dynamik-Rechenprogramm RAMONA-3B präzisiert. Die Ergebnisse zeigen, dass zur Aufrechterhaltung der bisherigen Stabilitätsmarge die beiden Ausschlussregionen oberhalb der gegen-

---

[4] 10 CFR 50, App. A, Edition 1-1-95, General Design Criterion 12 „Suppression of reactor power oscillations"

wärtigen MEOD-Lastlinie vergrössert werden müssen, und zwar um je 5% des Nennkerndurchflusses (Abb. 2-1). Durch Stabilitätstests bei Zyklusbeginn sollen die Ausschlussregionen schliesslich auf ihre Konservativität hin überprüft werden.

Neu im Konzept ist die automatische Auslösung eines SRI beim Ausfall beider Umwälzpumpen oder beim Ausfall beider Hochdruckvorwärmerstränge. Diese Massnahmen wurden im Stillstand 1995 realisiert. Damit wird der Standpunkt der HSK berücksichtigt, der automatische Gegenmassnahmen für jene Situationen empfiehlt, wo der Operateur zu wenig Zeit hat, um Leistungsoszillationen rechtzeitig zu dämpfen.

Der Stabilitätsmonitor COSMOS ist anlässlich des Stabilitätstests von 1990 qualifiziert worden. Er alarmiert den Operateur bereits, wenn das sog. Dämpfungsverhältnis (Decay Ratio, DR) der Oszillationen den Wert von 0,8 überschreitet, so dass genügend Zeit vorhanden ist, um einsetzende Leistungsoszillationen durch Einfahren von Steuerstäben zu dämpfen, bevor sie unzulässig hohe Amplituden (bei DR=1 oder höher) erreichen.

Beim Anfahrvorgang wird durch eine Reihe spezieller Vorschriften das Risiko von Instabilitäten reduziert und damit Ereignissen, wie sie in ausländischen Anlagen vorgekommen sind (z.B. im Kernkraftwerk WNP-2 der USA, Kap. 4.1.4), vorgebeugt. Der Anfahrweg im Betriebskennlinienfeld wird so gewählt, dass ein angemessener Abstand zu den Ausschlussregionen eingehalten wird. Während des Anfahrens wird darauf geachtet, dass die Speisewassertemperatur oberhalb 125°C liegt. Unterschreitet letztere den Wert von 121°C, dann wird der Operateur alarmiert. Vor der Drehzahlerhöhung der Umwälzpumpen wird sichergestellt, dass der Stabilitätsmonitor einen genügend niedrigen DR-Wert anzeigt und die Speisewassertemperatur einen Mindestwert überschritten hat.

Sollten trotz der oben genannten vorbeugenden Massnahmen Instabilitäten auftreten, sieht das Konzept folgendes vor:

- automatische Reaktorschnellabschaltung, wenn die Oszillationen des kerngemittelten Neutronenflusses (APRM-Oszillationen) Ansprechwerte des Reaktorschutzes überschreiten (Scram durch hohen Neutronenfluss)
- manueller SRI
- manueller Scram.

Die erste Massnahme ist Bestandteil des bisherigen Reaktorschutzes und bietet, da sie auf der Überwachung des kerngemittelten Neutronenflusses beruht, nur einen Schutz gegenüber Ganzkernoszillationen (in-phase oscillations). Im Falle regionaler Oszillationen (out-of-phase oscillations) erfolgt zwar beim Überschreiten von Ansprechwerten der LPRM-Detektoren eine Alarmierung des Operateurs, jedoch wird keine automatische Reaktorschnellabschaltung ausgelöst. Dieser LPRM-Alarm würde aber

rechtzeitig ansprechen, um durch manuellen Scram die Einhaltung des CPR-Sicherheitsgrenzwertes zu gewährleisten.

Neu im Konzept ist der 1995 nachgerüstete manuelle SRI, der dem Operateur die Möglichkeit gibt, bei weniger schnell ablaufenden Störungen im Bedarfsfall eine rasche Leistungsreduktion vorzunehmen. Dazu zählen Transienten wie Ausfall eines Speisewasser-Vorwärmers oder Ausfall einer Umwälzpumpe.

Da die Beherrschung von Instabilitäten in hohem Masse vom Operateur abhängt, wird KKL die diesbezügliche Ausbildung des Betriebspersonals intensivieren. Dazu gehört insbesondere das Training am Simulator.

Insgesamt beurteilt die HSK das Stabilitätskonzept als geeignet, um auch bei erhöhter Reaktornennleistung Instabilitäten weitgehend zu vermeiden resp. bei Auftreten von Leistungsoszillationen eine Verletzung von Sicherheitsgrenzwerten der Brennelemente zuverlässig auszuschliessen. Der Stand der Technik auf diesem Gebiet soll jedoch weiterhin aufmerksam verfolgt werden.

7.2.1.10 Zusammenfassende Bewertung

Der Reaktorlieferant hat für die beantragte Reaktornennleistung von 3600 MW_{th} die von der Leistungserhöhung beeinflussten Transienten gemäss Auslegungsbasis neu analysiert. Die Analysen zeigen, dass die bisher als limitierend bekannten Transiententypen auch nach der Leistungserhöhung limitierend sind und zur Festlegung der Betriebsgrenzwerte zyklusspezifisch untersucht werden müssen. Der Überdruckschutz der Anlage ist mit ausreichendem Sicherheitsabstand gewährleistet.

Die Werte für die Änderung des kritischen Leistungsverhältnisses (ΔCPR) während der Transienten werden durch die Leistungserhöhung nur wenig beeinflusst. Die durch die verschiedenen Kernbeladungen gegebene Streubreite des ΔCPR wird nicht wesentlich vergrössert.

Die Analyse von langsamen Transienten hat ergeben, dass auch diese Transientenkategorie unter Einbeziehung des Operateurs beherrschbar ist. Zur Beherrschung auch sehr unwahrscheinlicher, langsamer Transienten mit Ausfall beider Hochdruckvorwärmerstränge wurde im Stillstand 1995 ein automatischer Einwurf ausgewählter Steuerstäbe als operateurunterstützende Massnahme nachgerüstet. Die HSK begrüsst die Zusage von KKL, beim späteren Ersatz des Neutronenfluss-Messsystems das TOPPS als weitere Verbesserung des Reaktorschutzes zu installieren.

Instabilitäten treten erfahrungsgemäss im Normalbetrieb nicht auf. Zur Vermeidung von Instabilitäten bei Transienten mit rascher Abnahme des Kerndurchflusses wurde im Stillstand 1995 ein automatischer Einwurf von Steuerstäben bei Ausfall beider Umwälzpumpen nachgerüstet. Zur Unterdrückung von allfälligen Instabilitäten wurde ebenfalls im Stillstand 1995 ein manueller SRI realisiert.

Die HSK hat sich davon überzeugt, dass auch bei einer Reaktornennleistung von 3600 MW_{th} das Reaktorschutzsystem in Verbindung mit Betriebs- und Regelsystemen sowie den vorgeschriebenen Operateurhandlungen zur Beherrschung der Transienten geeignet ist. Das Verhalten der Anlage bei wichtigen Transienten sowie die Kernstabilität wird durch Inbetriebsetzungsversuche überprüft. Die Transienten-Versuche erfolgen dabei im allgemeinen unter dem Aspekt der Verfügbarkeit (Scram-Vermeidung).

7.2.2 . Transienten ohne Reaktorschnellabschaltung (ATWS)

Diese Transienten fallen zwar nicht unter die Auslegungsstörfälle, da sie nur als Folge mehrfacher Fehler im Reaktorschutz- oder -abschaltsystem entstehen können. Es ist jedoch Stand der Technik, das Verhalten der Anlage bei diesen Störfällen zu untersuchen, um die inhärenten Sicherheitseigenschaften und die Wirksamkeit von Massnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen zu beurteilen.

Generische Analysen haben gezeigt, dass die Transiente "Schliessen aller Frischdampfisolationsventile" unter ATWS-Bedingungen der limitierende Störfall ist und dass diese Transiente am ungünstigsten verläuft, wenn sie bei Nennleistung (100%) und minimalem Kerndurchfluss (80%) eintritt.

Wird bei gegebenem Kerndurchfluss die Reaktornennleistung erhöht, dann nimmt der Dampfgehalt im Kern zu. Bei Transienten mit Druckerhöhung werden dann mehr Dampfblasen komprimiert, was mit grösserer Reaktivitätszufuhr verbunden ist. Beim Betrieb auf erhöhtem Leistungsniveau (114,7%) verläuft daher der oben genannte limitierende ATWS-Störfall schwerwiegender.

Zur Begrenzung der Folgen eines ATWS wird im KKL bei Überschreiten eines bestimmten Druckwertes automatisch die Abschaltung beider Umwälzpumpen ausgelöst (Recirculation Pump Trip, RPT). Dies führt zu einem Anstieg des Dampfgehaltes im Kern, was leistungsreduzierend wirkt.

Wie bei den Transienten-Analysen (Kap. 7.2.1) wird von einem um ca. 1,2 bar erhöhten Betriebsdruck im RDB ausgegangen und angenommen, dass die Ansprechdrücke für die Entlastungsventile und für die Abschaltung der Umwälzpumpen entsprechend erhöht wurden.

Zur Beherrschung des ATWS-Störfalls ist das Eingreifen des Operateurs erforderlich. In den Analysen wird dazu angenommen, dass der Operateur gemäss den KKL-spezifischen Störfallvorschriften handelt, welche auf den von der „BWR Owners Group" erarbeiteten Richtlinien basieren. Folgende automatische Aktionen resp. manuelle Massnahmen werden nach Eintreten eines ATWS wirksam:

- automatische Auslösung des alternativen Systems zum Steuerstabeinfahren (Alternate Rod Insertion, ARI),
- automatische Auslösung des KKL-spezifischen ATWS-Alarms,
- automatische Abschaltung beider Umwälzpumpen,

- manuelle Absenkung des Reaktorniveaus durch Stoppen der Speisewasserzufuhr und Verhinderung der RCIC- und HPCS-Einspeisung (das Niveau wird später mittels HPCS- evtl. auch RCIC-Einspeisung im Bereich der Kernoberkante gehalten),
- manuelle Aktivierung des Bor-Vergiftungssystems (SLCS) bei „Kondensationsbecken-Temperatur hoch (40°C)",
- manuelle Verhinderung der Auslösung des automatischen Druckentlastungssystems von Division 11 und 21 (ECCS-ADS), die bei „Reaktorniveau 1" und „Drywelldruck hoch" erfolgen würde,
- manueller resp. automatischer Start der Systeme zur Nachwärmeabfuhr (RHR resp. SEHR) in der Betriebsart "Kühlung des Kondensationsbeckens",
- manuelle Auslösung des Zusatzwassersystems (Suppression Pool Make-up, SPMU) als „Accident-Management"-Massnahme.

Hinsichtlich der drei erstgenannten, automatischen Aktionen wird unterstellt, dass das ARI unwirksam ist (mechanisches Versagen der Steuerstäbe), jedoch die Abschaltung der Umwälzpumpen funktioniert. Der ATWS-Alarm wird beim betrachteten Störfallszenario ausgelöst, wenn bei hohem Reaktordruck die thermische Reaktorleistung grösser als 5% ist.

Die manuellen Massnahmen zielen darauf ab, durch Niveauabsenkung die Reaktorleistung schnell zu reduzieren, durch Boreinspeisung den Reaktor so früh als möglich abzuschalten, eine rasche Druckentlastung mit nachfolgendem Einspeisen grosser Mengen kalten, reaktivitätserhöhenden Wassers aus den Niederdruck-Notkühlsystemen (LPCS, LPCI, SEHR) zu verhindern und eine Gefährdung des Containments durch unzulässig hohe Erwärmung des Wassers im Kondensationsbecken auszuschliessen. Während Leibstadt über elektrisch angetriebene Speisewasserpumpen verfügt, sind in amerikanischen Anlagen dampfgetriebene Speisewasserpumpen eingebaut. Diese laufen bei einer Frischdampfisolation automatisch aus, und eine manuelle Abschaltung der Speisewasserpumpen erübrigt sich deshalb. Dieser Vorteil der amerikanischen Anlagenausführung im ATWS-Fall soll in Leibstadt durch ein automatisches „Feedwater-Runback" kompensiert werden (siehe unten).

Eine Auslösung des ECCS-ADS ist beim (MSIV-) ATWS möglich, da ein Anstieg des Drywelldruckes nicht ausgeschlossen werden kann. Während das SEHR-ADS über das SLCS blockiert wird, erfordert die Verhinderung der Auslösung des ECCS-ADS gegenwärtig, dass ein Operateur alle zwei Minuten ein entsprechendes Zeitglied zurücksetzen müsste. Dies würde in der angespannten ATWS-Situation einen Operateur binden. Die HSK hält daher eine Blockierung des ECCS-ADS im ATWS-Fall für notwendig. Diese Massnahme ist vor einer Leistungserhöhung über 106% der heutigen Nennleistung nachzurüsten (Auflage).

Beim Ablauf des ATWS können zwei Phasen unterschieden werden:

- die anfängliche Kurzzeitphase mit rascher Leistungs- und Druckerhöhung, die durch Doppler-Rückwirkung und Umwälzpumpen-Trip beendet wird, und
- die nachfolgende Langzeitphase mit allmählicher Aufwärmung des Wassers im Kondensationsbekken, deren Dauer durch die insgesamt vom Reaktor erzeugte Wärme und die Wärmeabfuhrkapazität von RHR- und SEHR-System bestimmt wird.

Die oben genannten Massnahmen beeinflussen, vom Umwälzpumpen-Trip abgesehen, nur die Langzeitphase.

Bei ATWS-Analysen wird kein zusätzlicher Einzelfehler angenommen, und es wird im allgemeinen von realistischen Annahmen ausgegangen. Der ATWS-Analyse bei erhöhter Reaktorleistung wurden jedoch auch einige konservative Annahmen zugrundegelegt. So wurden für die Kurzzeitphase zwar Nominalwerte für Void- und Doppler-Koeffizient angenommen, jedoch ein höherer Druckwert für die Auslösung des Umwälzpumpen-Trips verwendet, wodurch der Leistungs- und Druckanstieg überschätzt wird. Für die Langzeitphase wurden Annahmen getroffen, welche die Wärmeabfuhr aus dem Kondensationsbecken verringern. So wurde unterstellt, dass zur Kühlung des Kondensationsbeckens das zweisträngige SEHR-System, das bei einer Beckentemperatur von 53 °C automatisch ausgelöst wird, nicht startet. Das SPMU-System wurde ebenfalls nicht berücksichtigt. Die dem Operateur zur Verfügung stehende Handlungszeit bis zur SLCS-Auslösung - nach Erreichen der Beckentemperatur von 40°C - wurde in den Analysen auf Verlangen der HSK variiert, um deren Bedeutung beurteilen zu können. Dabei wurde jeweils angenommen, dass SLCS-Auslösung und Absenkung des Reaktorniveaus zum gleichen Zeitpunkt beginnen. Die folgenden Ergebnisse wurden zwar für einen Referenzkern aus GE10-Brennelementen erhalten, sie sind jedoch hinsichtlich Reaktor- und Containmentbelastung nur wenig vom Brennelementtyp abhängig (vgl. auch Tab. 7-5).

In der Kurzzeitphase erreicht der RDB-Druck nach ca. 8 Sekunden sein Maximum von 92,8 bar, so dass der Grenzwert für die Integrität des RDB (95,8 bar) eingehalten ist. In der anschliessenden Langzeitphase mit Naturumlauf im RDB beträgt die Reaktorleistung anfangs noch ca. 60 %, wodurch innerhalb von nur 31 Sekunden die Kondensationsbecken-Temperatur auf den SLCS-Auslösewert von 40°C ansteigt. Geht man zunächst von einer Minute Handlungszeit aus, so erfolgt nach 91 Sekunden die Auslösung des SLCS und die Abschaltung der Speisewasserzufuhr. Das absinkende Reaktorniveau führt zur Reduzierung der Reaktorleistung. Wenn „Reaktorniveau 1" erreicht ist (143 Sekunden), stabilisiert der Operateur mit Hilfe des HPCS und des RCIC das Niveau im Bereich zwischen Kernoberkante und „Reaktorniveau 1", wodurch sich eine Reaktorleistung von ca. 15 bis 20% einstellt. Nach ca. acht Minuten wird der Reaktor durch das eingespiesene Bor unterkritisch und erzeugt nur noch Nachzerfallsleistung. Gemäss Annahme startet der Operateur nach zehn Minuten das RHR-System zur Kühlung des Kondensationsbeckens. Die Wassertemperatur im Kondensationsbecken erreicht nach 82 Minuten ihren Maximalwert von 69°C und bleibt damit wesentlich unterhalb des Grenzwertes von 85°C.

Verlängert man die Handlungszeit des Operateurs auf drei resp. fünf Minuten, so ergeben sich die in Tab. 7-5 dargestellten Ergebnisse. Daraus ist ersichtlich, dass im Falle von fünf Minuten bereits Auslegungsgrenzen des Containments überschritten werden. Eine Handlungszeit von drei Minuten, nach Erreichen der Beckentemperatur von 40°C, ist aber für die Auslösung des SLCS und die Absenkung des Reaktorniveaus noch zulässig. Für diesen Fall enthält Tab. 7-5 auch die Ergebnisse einer unter gleichartigen Annahmen durchgeführten Analyse bei der jetzigen Reaktornennleistung. Der Vergleich zeigt, dass durch die Leistungserhöhung die Containmentbelastung nicht wesentlich zunimmt.

Tab. 7-5 Maximalwerte (Zeitpunkte) wichtiger Containment-Parameter beim ATWS- Störfall "Schliessen aller MSIV"

		3600 MW_{th}				3138 MW_{th}
Parameter	Auslegungs-wert	SVEA-96 Δt =1 min	GE10 Δt=1 min	GE10 Δt=3 min	GE10 Δt=5 min	GE10 Δt=3 min
DAK-Temperatur	85°C	68,3°C (87 min)	68,9°C (82 min)	81,6°C (30 min)	100,5°C (16,7 min)	79,3°C (23,4 min)
Containment-Druck	2,03 bar	1,37 bar (87 min)	1,38 bar (82 min)	1,63 bar (30 min)	2,21 bar (16,7 min)	1,58 bar (23,4 min)

DAK = Kondensationsbecken
Δt = Handlungszeit bis zur SLCS-Auslösung und Absenkung des Reaktorniveaus (nach Erreichen der DAK-Temperatur von 40 °C)

Insgesamt kann eingeschätzt werden, dass auch bei erhöhter Reaktornennleistung die inhärenten Sicherheitseigenschaften der Anlage ein Überdruckversagen des RDB im ATWS-Störfall ausschliessen. Damit das Containment nicht unzulässig beansprucht wird, sind wie bei der jetzigen Nennleistung in relativ kurzen Fristen (< ca. 5 Minuten) Operateurhandlungen gemäss Störfallvorschriften auszuführen. Die in den Analysen angenommenen maximal zulässigen Handlungszeiten von ca. drei bis vier Minuten können nach Ansicht der HSK jedoch eingehalten werden. Einerseits wird das Verhalten des KKL-Betriebspersonals bei ATWS-Szenarien am Simulator jährlich trainiert, wobei Handlungszeiten von zwei bis drei Minuten bis zur SLCS-Auslösung angestrebt und auch erreicht werden. Mit dem neu erstellten Simulator des KKL, der eine exakte Kopie des Kommandoraums beinhaltet, können die erforderlichen Handlungen nun in realitätsnaher Umgebung trainiert werden. Eine vom amerikanischen EPRI-Institut durchgeführte Auswertung von Simulatorübungen hat gezeigt, dass mit 50%iger Wahrscheinlichkeit die Operateure die SLCS-Auslösung zwischen 70 und 220 Sekunden ausführten (abhängig von der Ergonomie und Anlagenausführung). Die probabilistische Sicherheitsanalyse für das KKL zeigt zudem, dass der Beitrag eines unbeherrschten ATWS zur totalen Kernschadenshäufigkeit relativ gering ist (unterhalb ca. 10%) und die Zuverlässigkeit der Operateurhandlung „Auslösen des SLCS" beim ATWS die totale Kernschadenshäufigkeit nicht stark beeinflusst. Aus den genannten Gründen drängt sich eine Automatisierung der SLCS-Auslösung nicht auf. Eine frühzeitige Absenkung

des Reaktorniveaus würde aber einen wesentlichen Handlungszeitgewinn für die SLCS-Auslösung und die Kühlung des Kondensationsbeckens bringen. Die HSK hält daher einen automatischen „Runback" der Speisewasserpumpen für relevante ATWS-Sequenzen für zweckmässig. Sie verlangt die Realisierung dieser Massnahme als Voraussetzung für den Betrieb ab 109% der heutigen Nennleistung (Auflage). Vom PSI im Auftrag der HSK durchgeführte Rechnungen zeigen, dass mit dieser Anlagenverbesserung für die manuelle SLCS-Auslösung mehr als 10 Minuten zur Verfügung stehen.

7.2.3 Kühlmittelverluststörfälle

7.2.3.1 Einleitung

Als Kühlmittelverluststörfall wird ein Bruch oder eine Leckage an einer Rohrleitung oder anderen Komponente des Reaktorkühlkreislaufs innerhalb des Drywells bezeichnet. Kühlmittelverluststörfälle führen zu einer Druckerhöhung im Drywell und einer Niveauabsenkung im Reaktordruckbehälter, wobei es zeitweilig zur Kernabdeckung kommen kann. Der wichtigste Hinweis auf einen Kühlmittelverluststörfall ist die Zunahme des Drywelldruckes, da diese auch erfolgt, wenn anfänglich keine Niveauabsenkung stattfindet, z.B. wenn das Speisewassersystem den Kühlmittelverlust ausgleicht. Beim Erreichen festgelegter Grenzwerte für den Drywelldruck oder das Reaktorniveau werden die Reaktorschnellabschaltung und der Betrieb der Notkühlsysteme HPCS, LPCS, LPCI und SEHR ausgelöst. Bei tiefem Reaktorniveau erfolgt eine automatische RDB-Druckentlastung mittels des ADS.

Das bei Kühlmittelverluststörfällen betrachtete Spektrum von Leckgrössen umfasst kleine, mittlere und grosse Lecks. Bei kleinen Lecks mit einer Leckfläche bis 0,0005 m^2, d. h. bis 0,2% der Querschnittsfläche einer Umwälzleitung von 0,25 m^2, kann der Kühlmittelverlust mittels des Noteinspeisesystems RCIC oder des HPCS kompensiert werden. Bei deren Ausfall muss mittels ADS eine Druckentlastung erfolgen, um eine Einspeisung mittels Niederdruck-Notkühlsystemen zu ermöglichen. Mittlere Lecks mit einer Leckfläche bis 0,019 m^2, d.h. bis 7,5% der Querschnittsfläche einer Umwälzleitung, können allein durch das HPCS beherrscht werden (das RCIC allein reicht nicht mehr aus). Beim Ausfall des HPCS erfolgt eine automatische Druckentlastung mittels ADS, damit die Niederdruck-Notkühlsysteme LPCS, LPCI und SEHR rechtzeitig in den Reaktordruckbehälter einspeisen. Bei grossen Kühlmittelverluststörfällen mit einer Leckfläche von mehr als 0,019 m^2 ist die Druckabsenkung durch die Bruchstelle allein ausreichend, um eine Einspeisung der Niederdruck-Notkühlsyseme zu ermöglichen. Eine ADS-Auslösung ist für diese Störfallkategorie nicht erforderlich.

Bei einem Umwälzleitungsbruch strömt das eingespeiste Notkühlwasser nach dem Wiederauffüllen des RDB bis zum oberen Ende der Strahlpumpen, d.h. bis zu ca. 2/3 der aktiven Kernhöhe, über die Bruchstelle und den Drywell wieder ins Kondensationsbecken zurück. Bei einer kleineren Leckage an der Umwälzleitung oder bei Brüchen anderer an den RDB angeschlossenen Leitungen kann der Reak-

tordruckbehälter vollständig geflutet werden, wobei dann Kühlmittel sowohl über die Bruchstelle als auch über geöffnete Sicherheits-/Abblaseventile (SRV) ins Kondensationsbecken zurückströmt.

Bei der Analyse des Verhaltens des Primärcontainments bei grossen Lecks werden zwei voneinander unabhängige Phasen unterschieden. Während der Kurzzeitphase (bis ca. zehn Minuten nach Störfallbeginn), in welcher der Druck im Reaktordruckbehälter abgebaut wird, erreichen der Druck und die Temperatur im Drywell ihre Maximalwerte. Dabei erfüllt das Primärcontainment seine Funktion, ohne dass aktive Sicherheitssysteme eingreifen müssen. Während der Langzeitphase (bis mehrere Stunden nach Störfallbeginn) steigt die Temperatur des Primärcontainments durch die ins Kondensationsbecken abgeführte Nachzerfallswärme. Druck und Temperatur im Primärcontainment werden dabei durch das Zusatzwassersystem und die Nachwärme-Abfuhrsysteme LPCI und SEHR begrenzt.

Wie später gezeigt wird, sind für die Bestimmung der maximalen Wassertemperatur im Kondensationsbecken die Störfälle mit fehlerhaftem Oeffnen und Offenbleiben eines SRV massgebend.

7.2.3.2 Rechenmodelle für das Kern- und Primärcontainmentverhalten

Der Reaktorlieferant (General Electric) hat das Kern- resp. Primärcontainmentverhalten bei Kühlmittelverluststörfällen in den Jahren 1986 resp. 1988 für die derzeitige Reaktorleistung von 3138 MW_{th} erneut analysiert. Die bei diesen Analysen verwendeten Rechenmethoden[5] wurden bis auf einige Ausnahmen auch bei den Analysen für die Reaktorleistung von 3600 MW_{th} eingesetzt. Die wesentlichen Unterschiede sind:

- Bei der Analyse des Kernverhaltens wird nun für die Kernkühlung durch die Niederdruck-Kernflutsysteme LPCI und SEHR ein verbessertes (weniger konservatives) Rechenmodell verwendet.

- Bei der Primärcontainment-Analyse wurden ursprünglich die Drywelltemperatur gleich der Temperatur des aus dem Reaktordruckbehälter ausströmenden Wassers, der Drywelldruck gleich dem Primärcontainmentdruck und die Temperatur im Luftraum des Primärcontainments (Raum über dem Kondensationsbecken) gleich der Kondensationsbeckenwassertemperatur angenommen. Die letzte Annahme hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Rechenergebnisse, da die Wärmekapazität des Kondenstionsbeckens mehr als 50mal grösser ist als diejenige des Luftraums des Primärcontainments. Bei den heutigen Modellen werden nun das Drywell, das Kondensationsbecken und der Luftraum des Primärcontainments als separate Teilvolumina berücksichtigt. Im weiteren wird für die Nachzerfallswärmeleistung eine realistischere Formel basierend auf dem ANSI/ANS-Standard 5.1 (1979) verwendet.

---

[5] siehe auch HSK 11/250: Gutachten zum Gesuch um unbefristete Betriebsbewilligung und Leistungserhöhung für das Kernkraftwerk Mühleberg (Oktober 1991)

Eine Leistungserhöhung führt zu einem höheren mittleren Dampfblasengehalt im Kern bei Normalbetrieb und zu einer höheren Nachzerfallswärmeleistung, deshalb nehmen die Belastungen der Anlagekomponenten während eines Kühlmittelverluststörfalls bei höherer Reaktorleistung zu. Trotzdem haben die Analysen für die Reaktorleistung von 3600 MW_{th} infolge der oben erwähnten Unterschiede in den Rechenmethoden in einigen Fällen rechnerisch zu günstigeren Ergebnissen geführt als bei der bisherigen Leistung von 3138 MW_{th}.

Die Analyse des Kernverhaltens wurde mit realistischen Werten für die Randbedingungen und Rechenmodellparameter durchgeführt, und die Unsicherheiten in den Randbedingungen und Modellannahmen wurden durch einen Sicherheitszuschlag zur berechneten Hüllrohrtemperatur berücksichtigt. Dieser Sicherheitszuschlag beruht auf den konservativen Vorschriften gemäss 10 CFR 50, Appendix K[6] (z.B. je 2% für die Reaktor- und Brennelementleistung) und berücksichtigt zudem die Streuungen in den übrigen, nicht in diesen Vorschriften erwähnten Rechenparameter (z.B. in der bei Störfallbeginn im Brennstoff gespeicherten Energie).

Die HSK hat eine Überprüfung der Rechenmodelle (Rechenprogramme) vorgenommen, die vom Reaktorlieferanten zur Durchführung der Analysen des Kern- und Primärcontainmentverhaltens bei Kühlmittelverluststörfällen verwendet worden sind. Die verwendeten Rechenmodelle wurden zudem von der NRC überprüft und genehmigt. Die zur Bestimmung des Sicherheitszuschlags für die maximale Hüllrohrtemperatur gewählte Vorgehensweise ist konservativ und erfüllt damit die entsprechende Forderung der Richtlinie HSK-R-101.

7.2.3.3 Verhalten des Reaktorkerns

Die HSK verlangt, dass bei der Analyse von Kühlmittelverluststörfällen die Einhaltung der folgenden, von der NRC[7] festgelegten Kriterien für den Reaktorkern nachgewiesen wird:

- Maximale Hüllrohrtemperatur: 1204°C (2200°F)
- Maximale lokale, störfallbedingte Oxidation der Hüllrohre: 17% der nichtoxidierten Wandstärke
- Maximale störfallbedingte Wasserstoffproduktion im Kern: 1% der bei vollständiger Zirkonium-Wasser-Reaktion möglichen Menge
- Eine Änderung in der Kerngeometrie infolge ballonartigem Aufblähen der Hüllrohre darf die Kernkühlung nicht gefährden

---

6 Code of Federal Regulation Title 10, Chapter1, Part 50, Appendix K: ECCS Evaluation Models, NRC (November 1988)

7 Code of Federal Regulations Title 10, Chapter 1, Part 50, § 50.46: Acceptance Criteria for Emergency Core Cooling Systems for Light Water Nuclear Power Reactors (September 1988)

- Nach anfänglichem erfolgreichem Betrieb der Kernnotkühlsysteme muss die Kernkühlung und Nachwärmeabfuhr auch langfristig gewährleistet sein.

Experimentelle Untersuchungen des Reaktorlieferanten und Ergebnisse internationaler Untersuchungen[8] haben gezeigt, dass - unabhängig von der Reaktorleistung - keine unzulässige Kühlmittelversperrung durch ballonartiges Aufblähen der Hüllrohre auftritt, sofern die oben erwähnten Kriterien für die Hüllrohrtemperatur und die lokale Oxidation eingehalten werden.

Bei den Notkühlanalysen wird vorausgesetzt, dass die Betriebsgrenzwerte vor dem Eintreten des Kühlmittelverlusts eingehalten werden. Dies ist insbesondere für die abbrandabhängige lokale lineare Bündelleistung (Average Planar Linear Heat Generation Rate, ALPHGR) von Bedeutung. Der abbrandabhängige ALPHGR-Betriebsgrenzwert ist über das Verhältnis der maximalen zur mittleren Stableistung im Brennelement mit dem LHGR-Betriebsgrenzwert für die lokale lineare Brennstableistung verknüpft. Dieser wird aufgrund der mechanischen und thermischen Brennstabbelastung bei Betriebsstörungen (Störfälle der Ereigniskategorie 1 gemäss Richtlinie HSK-R-100) festgelegt (Kap. 5.1.1.2).

Der Reaktorlieferant hat für die beantragte Reaktorleistung von 3600 MW_{th} ein umfassendes Spektrum von Kühlmittelverluststörfällen jeweils bis zum doppelendigen Leitungsbruch analysiert. Folgende Leckagen und Brüche wurden betrachtet (Leckflächen in % der Querschnittsfläche einer Umwälzleitung, d.h. 100% entsprechen 0,25 m^2):

- Leckagen und doppelendiger Bruch einer Umwälzsystem-Saugleitung (Leckflächen von 2 bis 100%)
- Leckage und doppelendiger Bruch einer Frischdampfleitung (Leckflächen: 4 und 110%)
- Doppelendiger Bruch einer Speisewasserleitung (Leckfläche: 40%)
- Leckage und doppelendiger Bruch einer HPCS-Leitung (Leckflächen: 4 und 10%)
- Leckage und doppelendiger Bruch einer LPCI-Leitung (Leckflächen: 11 und 20%).

Für Notstandsituationen (Special Emergency Conditions, SEC), bei denen nur das SEHR-System zur Notkühlung zur Verfügung steht, wurden folgende Fälle analysiert:

- Frischdampfleitungsleckage (Leckfläche: 0,4%)
- Gleichzeitiges Öffnen von acht ADS-Ventilen bei voller Leistung

Das Einzelfehler- und Instandhaltungskriterium gemäss Richtlinie HSK-R-101 für die Verfügbarkeit von Komponenten von Sicherheitssystemen wurde auf die Notstrom-Dieselgeneratoren angewandt, da ihr Ausfall unter Notstrombedingungen zu den schwerwiegendsten Folgen führt. Zusätzlich wurde beim

---

[8] CSNI Report 129: The Deformation, Oxidation and Embrittlement of PWR Fuel Cladding in a Loss-of-Coolant Accident, OECD Nuclear Energy Agency, Paris (December 1986)

ADS eines von acht Abblaseventilen als ausgefallen angenommen. Folgende Ausfallkombinationen von Notstrom-Dieselgeneratoren wurden betrachtet:

- Ausfall der Divisionen 11 und 21 (betriebsbereit sind HPCS + SEHR + ADS)
- Ausfall der Divisionen 11 und 31 (betriebsbereit sind 2 LPCI + SEHR + ADS)
- Ausfall der Divisionen 21 und 31 (betriebsbereit sind LPCS + 1 LPCI + SEHR + ADS)

In Tab. 7-6 sind die wichtigsten Rechenergebnisse für den doppelendigen Bruch einer Saugleitung des Umwälzsystems zusammengestellt, bei welchem die höchsten Anforderungen an die Kernnotkühlsysteme bestehen. Da die Niederdruck-Kernflutsysteme LPCI und SEHR bei den Analysen für die bisherige und die erhöhte Reaktorleistung unterschiedlich modelliert wurden (Kap. 7.2.3.2), ergaben sich unterschiedliche ungünstigste Notkühlkonfigurationen, und zudem wurde für 3600 MW_{th} eine um 55°C kleinere maximale Hüllrohrtemperatur berechnet als bei 3138 MW_{th}. Von Bedeutung ist vor allem, dass bei 3600 MW_{th} eine maximale Hüllrohrtemperatur von weniger als 700°C berechnet wurde und damit weiterhin ein Abstand von ca. 500°C zum Sicherheitsgrenzwert besteht. Unabhängige Analysen des derzeitigen Brennelementlieferanten (ABB Atom) haben den beträchtlichen Abstand zur zulässigen Hüllrohrtemperatur bestätigt. Aufgrund dieses grossen Abstandes ist es nicht nötig, einen besonderen, aufgrund der LOCA-Analysen festzulegenden APLHGR-Betriebsgrenzwert zu definieren (Kap. 5.1.2).

In amerikanischen Siedewasserreaktoren ist gemäss den durchgeführten experimentellen Untersuchungen die langfristige Kernkühlung bei einem Kühlmittelverluststörfall gewährleistet, wenn mindestens ein Kernsprühsystem zur Kernnotkühlung zur Verfügung steht. Für das KKL hat der Reaktorlieferant bei der Reaktorleistung von 3600 MW_{th} nachgewiesen, dass auch ohne Kernsprühsysteme die maximale Hüllrohrtemperatur langfristig unterhalb des Sicherheitsgrenzwerts von 1204°C bleibt; Niederdruck-Einspeisesysteme allein sind zur Kernkühlung ausreichend (Erfüllung des Einzelfehler- und Instandhaltungskriteriums).

Tab. 7-6 Kernverhalten bei Kühlmittelverluststörfällen bei ungüngstigster Notkühlkonfiguration (Ergebnisse für den doppelendigen Bruch einer Umwälz-Saugleitung)

Grösse	3600 MW_{th}*	3138 MW_{th}*	Sicherheitsgrenzwert
Betriebsbereite Notkühlsysteme	HPCS+SEHR	2 LPCI+SEHR	-
Max. Hüllrohrtemperatur (°C):			
- realistisch	426	447	-
- mit Sicherheitszuschlag	653	708	1204
Max. lokale Hüllrohroxidation (%)	0,06	<0,1	17
Max. Wasserstoffproduktion im Kern (%)	<0,06	<0,1	1

* Bei 3600 MW_{th} und 3138 MW_{th} wurden unterschiedliche Rechenmethoden verwendet.

7.2.3.4 Verhalten des Primärcontainments bei Kühlmittelverluststörfällen mit grosser Leckfläche

Gemäss Richtlinie HSK-R-101 muss das System zur Nachwärmeabfuhr die Kühlung des Primärcontainments nach dem Abschalten des Reaktors so gewährleisten, dass die für diesen Bauteil spezifizierten Grenzwerte unter Berücksichtigung des Einzelfehler- und Instandhaltungskriteriums nicht überschritten werden. Bei der Analyse des Primärcontainmentverhaltens bei Kühlmittelverluststörfällen mit grosser Leckfläche (doppelendiger Frischdampf- oder Umwälzleitungsbruch) wurden Anfangsbedingungen berücksichtigt, welche die gemäss Betriebskennfeld möglichen Betriebszustände abdecken. Aus den Ergebnissen von Tab. 7-7 folgt, dass der Druck und die Temperatur im Drywell und im Primärcontainment bei der Reaktorleistung von 3600 MW_{th} entweder nur wenig grösser oder sogar kleiner sind als bei 3138 MW_{th}. Dies ist auf die unterschiedlichen Rechenmethoden zurückzuführen, die bei der Primärcontainment-Analyse verwendet wurden (Kap. 7.2.3.2). Die berechneten Drücke und Temperaturen liegen auch bei der Reaktorleistung von 3600 MW_{th} unterhalb der Auslegungsgrenzwerte.

Tab. 7-7 Primärcontainmentverhalten bei Kühlmittelverluststörfällen mit grosser Leckfläche (Maximalwerte für die untersuchten Frischdampf- und Umwälzleitungsbrüche)

Grösse	3600 MW_{th}*	3138 MW_{th}*	Auslegungsgrenzwert
Betriebsbereite Notkühlsysteme	HPCS+SEHR	HPCS+SEHR	-
Mit Einspeisen von Speisewasser	ja	ja	-
Mit Kondensationsbecken-Zusatzwasser	ja	ja	-
Max. Drywelldruck (bar abs)	2,68	2,59	3,08
Max. Drywelltemperatur (°C)	163,1	162,7	165,5
Max. Primärcontainmentdruck (bar abs)	1,62	1,74	2,03
Max. Kondensationsbeckentemperatur (°C)	76,2	84,1	85

* Bei 3600 MW_{th} und 3138 MW_{th} wurden unterschiedliche Rechenmethoden verwendet.

7.2.3.5 Verhalten des Primärcontainments bei fehlerhaftem Öffnen eines SRV

Zur Bewertung der Kapazität des Systems für die Nachwärmeabfuhr aus dem Primärcontainment ausgehend von Normalbetriebsbedingungen hat der Reaktorlieferant eine Störung mit fehlerhaftem Öffnen und Offenbleiben eines Sicherheits-/Abblaseventils (SRV) unter Berücksichtigung des Einzelfehler- und Instandhaltungskriterium gemäss Richtlinie HSK-R-101 (nur einer von drei Nachwärmeabfuhrsträngen verfügbar) mit folgenden Randbedingungen analysiert:

- Auslösung der Reaktorschnellabschaltung durch hohe Wassertemperatur im Kondensationsbecken (bei 43,3°C)
- Isolation der Frischdampfleitungen durch tiefen Frischdampfdruck
- Verfügbar sind die Notstrom-Dieselgeneratoren der Divisionen 11 und 31
- Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken funktionstüchtig, da die benötigten Armaturen durch die Notstrom-Dieselgeneratoren der Division 11 versorgt werden
- Keine Einspeisung von Speisewasser aus dem Speisewassertank.
  (Diese Annahme ist nicht konservativ, da nach der Druckabsenkung warmes Speisewasser durch den im Speisewassertank vorhandenen Druck selbsttätig in den Reaktordruckbehälter eingespeist und dadurch die Kondensationsbeckentemperatur erhöht wird. Diese Einspeisemöglichkeit wurde aber in Kap. 7.2.3.6 bei der Analyse der Notstandsituationen berücksichtigt.)

Tab. 7-8 zeigt, dass die Auslegungsgrenzwerte für Druck und Kondensationsbeckentemperatur im Primärcontainment beim fehlerhaften Öffnen und Offenbleiben eines SRV und nur einem verfügbaren Nachwärmeabfuhrstrang bei der Reaktorleistung von 3600 MW_{th} eingehalten werden. Dazu ist zu erwähnen, dass der Temperaturgrenzwert des Mark-III-Primärcontainments so festgelegt ist, dass der Primärcontainmentdruck bei Kühlmittelverluststörfällen mit grosser Leckfläche bei Annahme umhüllender Störfallbedingungen unterhalb des Auslegungsgrenzwerts von 2,03 bar (abs) bleibt.

Tab. 7-8 Primärcontainmentverhalten bei fehlerhaftem Öffnen und Offenbleiben eines SRV

Grösse	3600 MW_{th}	Auslegungsgrenzwert
Betriebsbereite Notkühlsysteme	1 LPCI+LPCS+ HPCS	-
Einspeisen von Speisewasser aus dem Speisewassertank	nein	-
Mit Kondensationsbecken-Zusatzwasser	ja	-
Max. Primärcontainmentdruck (bar abs)	1,43	2,03
Max. Kondensationsbeckentemperatur(°C)	81,1	85

7.2.3.6 Verhalten des Primärcontainments bei Notstandsituationen

Bei Störfällen mit fehlerhaftem Öffnen und Offenbleiben eines SRV unter Notstandsituationen (Special Emergency Conditions, SEC) ist der Grenzwert für die Primärcontainmenttemperatur und somit für die Kondensationsbeckentemperatur auf 90°C festgelegt. Die Erhöhung der zulässigen Störfalltemperatur um 5°C gegenüber der Grenztemperatur bei Kühlmittelverluststörfällen ist zulässig, da bei Transienten das Luftvolumen des Drywells nicht in den Luftraum des Primärcontainments verdrängt wird. Die strukturelle Festigkeit des Primärcontainments ist auch bei 90°C gewährleistet.

Zur Bewertung der Nachwärmeabfuhrkapazität des SEHR-Systems bei Notstandsituationen hat der Reaktorlieferant die Störung mit fehlerhaftem Öffnen und Offenbleiben eines SRV unter folgenden Randbedingungen analysiert:

- Auslösung der Reaktorschnellabschaltung durch hohe Wassertemperatur im Kondensationsbecken (bei 43,3°C)
- Isolation der Frischdampfleitungen durch tiefen Frischdampfdruck
- Verfügbar sind die Notstromdieselgeneratoren der Divisionen 51 und 61
- Zusatzwassersystem für das Kondensationsbecken nicht funktionstüchtig, da die Notstrom-Dieselgeneratoren der Divisionen 11 oder 21 nicht betriebsbereit sind
- Mit und ohne Einspeisen von Speisewasser aus dem Speisewassertank (ungünstiger Einfluss eines Betriebssystems)
- Grundwassertemperatur: 17°C (die Grundwassertemperatur ist gemäss neueren Messungen von bisher 12,8°C auf 17°C zu erhöhen).
- Grundwasserdurchfluss durch den SEHR-Wärmetauscher: 170 kg/s (die erhöhte Durchflussmenge des SEHR-Systems nach der in der Revision 1995 durchgeführten Nachrüstung ist berücksichtigt; siehe dazu auch Kap. 5.4.2.5.1).

Aus den in Tab. 7-9 angegebenen Ergebnissen folgt, dass der Grenzwert für die Kondensationsbeckentemperatur bei der erhöhten Reaktorleistung von 3600 MW_{th} mit den obigen Randbedingungen eingehalten werden kann, nachdem der Grundwasserdurchfluss durch den SEHR-Wärmetauscher erhöht wurde.

Tab. 7-9 Primärcontainmentverhalten bei einer Notstandsituation (SEC) mit fehlerhaftem Öffnen und Offenbleiben eines SRV

Grösse	3600 MW_{th}		Auslegungs-grenzwert
Betriebsbereites Notkühlsystem	SEHR	SEHR	-
Einspeisen von Speisewasser aus dem Speisewassertank	ja	nein	-
Mit Kondensationsbecken-Zusatzwasser	nein	nein	-
Max. Primärcontainmentdruck (bar abs)	1,43	1,37	2,03
Max. Kondensationsbeckentemperatur (°C)	88,7	84,2	90

7.2.3.7 Zusammenfassende Bewertung

Der Reaktorlieferant hat das gesamte Spektrum der zu unterstellenden Kühlmittelverluststörfälle unter Berücksichtigung des Einzelfehler- und Instandhaltungskriteriums gemäss Richtlinie HSK-R-101 für die beantragte Reaktorleistung von 3600 MW_{th} analysiert. Dabei wurde gezeigt, dass die international anerkannten Grenzwerte für die Hüllrohrtemperatur, die lokale Hüllrohroxidation und die Wasserstoffproduktion im Kern nicht erreicht werden, sofern im Normalbetrieb die Betriebsgrenzwerte der Brennelemente für LHGR und CPR eingehalten werden. Ebenso wurde nachgewiesen, dass die langfristige Kernkühlung gewährleistet ist. Die zu erwartenden Lasten für das Primärcontainment liegen auch bei Notstandsituationen unterhalb der Auslegungslasten des Primärcontainments, nachdem die Wärmeabfuhrkapazität des SEHR-Systems im Stillstand 1995 verbessert wurde.

7.2.4 Leitungsbrüche ausserhalb des Drywells

Die Leitungsbrüche ausserhalb des Drywells, d.h. im Primärcontainment, im Reaktor-Hilfsanlagengebäude, im Maschinenhaus und im Abgasfiltergebäude, wurden im HSK-Gutachten zur Inbetriebnahme des KKL ausführlich behandelt[9]. Die bei diesen Störfällen ausströmenden Heisswasser- und Dampfmengen sind im Hinblick auf die Druckerhöhung im Primärcontainment, auf interne Überflutungen und auf die radiologischen Auswirkungen von Bedeutung.

Innerhalb des Primärcontainments werden alle grossen Leitungen des nuklearen Dampferzeugungssystems in Schutzrohren geführt, die zum Drywell hin offen sind. In diesem Anlagenbereich sind deshalb nur Brüche und Leckagen der folgenden, nicht mit Schutzrohren versehenen Leitungen oder Systeme von Interesse:

- Messleitungen des Reaktorkühlsystems
- Reaktorwasserreinigungssystem nach den RWCU-Pumpen
- Steuerstabantriebssystem
- SCRAM-Ablasssystem
- Notkühleinspeiseleitungen

Folgende Leitungen mit Primärmedium führen durchs **Reaktor-Hilfsanlagengebäude**:

- Frischdampfleitungen
- Speisewasserleitungen
- Leitungen des Reaktorwasserreinigungssystems RWCU (Heisswasser)

---

[9] HSK 12/161: Gutachten zum Gesuch der Kernkraftwerk Leibstadt AG um Erteilung einer Bewilligung für die Inbetriebnahme und den Betrieb eines Kernkraftwerks mit Siedewasserreaktor am Standort Leibstadt (Februar 1984)

- Leitungen des Nachwärmeabfuhrsystems RHR (Heisswasser und Dampf)
- Leitungen des Notspeisesystems RCIC (Dampf)

Im Maschinenhaus und im Abgasfiltergebäude sind Brüche an folgenden Leitungen resp. Systemen zu beachten:

- Frischdampfleitungen
- Speisewasserleitungen
- Kondensatorabsaugung
- Abgasanlage

Von den oben erwähnten Leitungen und Systemen stehen das SCRAM-Ablasssystem und die Notkühleinspeiseleitungen im Normalbetrieb nicht mit dem Reaktorkühlsystem in Verbindung. Beim Speisewasserleitungsbruch wird davon ausgegangen, dass das gesamte im Speisewassersystem vorhandene Wasser in die Anlage gelangt. Ein Bruch in einem dieser Systeme ist deshalb nicht vom Nennwert der thermischen Reaktorleistung abhängig.

Frischdampfleitungsleckagen im Maschinenhaus führen zu einem Überdruck im Maschinenhaus, der die Integrität des Maschinenhauses gefährden kann. Bis zu einer gewissen Leckagegrösse (bis 3% der Nenn-Frischdampfmenge bei der bisherigen und bis 2,6% der Nenn-Frischdampfmenge bei der erhöhten Reaktorleistung, Kap. 5.3.2) werden die Leckagen mittels der Lüftungsanlage kontrolliert über den Kamin abgegeben. Oberhalb dieser Leckagegrösse werden durch das Signal "Maschinenhausdruck hoch" eine Reaktorschnellabschaltung (0E-Scram, Kap. 5.4.1.2) und ein Turbinenschnellschluss ausgelöst. Durch letzteren werden Leckagen nach (in Strömungsrichtung) dem Turbinenventil (kombiniertes Regel- und Schnellschlussventil) automatisch abgesperrt. Bei Leckagen vor dem Turbinenventil von mehr als 6% der Nenn-Frischdampfmenge (entsprechend der Nachwärme einige Sekunden nach der Reaktorschnellabschaltung) erfolgt automatisch eine Frischdampfisolation durch "Frischdampfdruck tief", wodurch das Leck ebenfalls abgesperrt wird. Einzig bei Leckagen vor dem Turbinenventil im Bereich zwischen 3 und 6% der Nenn-Frischdampfmenge (nach der Leistungserhöhung zwischen 2,6 und 6% der Nenn-Frischdampfmenge) müsste die Dampffreisetzung ins Maschinenhaus und via gebrochene Maschinenhausfenster in die Umgebung durch den Operateur mittels Frischdampfleitungsisolation unterbunden werden. Die nach der Leistungserhöhung zu erwartende geringe Vergrösserung des Spektrums der Frischdampfleckagen, welche eine Handmassnahme erfordern, ist für die Reaktorsicherheit unbedeutend und kann toleriert werden.

Den Analysen für die beantragte Erhöhung der thermischen Reaktorleistung von 3138 MW_{th} auf 3600 MW_{th} ist eine Erhöhung des Reaktordrucks von 73,1 bar (abs) auf 74,3 bar (abs) unterstellt worden, währenddem der Druck unmittelbar vor den Turbinenregelventilen mit ca. 69 bar (abs) unverändert bleibt. Aufgrund heutiger Erkenntnisse ist aber bis zu einer Leistungserhöhung auf 112% eine

Erhöhung des bisherigen Betriebsdrucks von 73,1 bar nicht notwendig. Erst bei Leistungen über 112% der heutigen Nennleistung scheint eine Erhöhung des Betriebsdrucks um 1,2 bar notwendig. Diese eventuell notwendige Druckerhöhung ist in den vorliegenden Störfallanalysen bereits berücksichtigt. Gemäss Angaben des Reaktorlieferanten wird sich dabei bei einem Frischdampfleitungsbruch die ausgeströmte Dampfmenge infolge der höheren Dampfgeschwindigkeit um 1,5% erhöhen, währenddem die gesamte ausgeströmte Kühlmittelmenge infolge des erhöhten Dampfgehalts im Kern (geringerer Wassermitriss) um 7% reduziert wird.

Insgesamt wird der Einfluss der beantragten Leistungserhöhung auf die Auswirkungen eines Leitungsbruches ausserhalb des Drywells als unwesentlich bewertet.

7.2.5 Systemübergreifende innere und äussere Einwirkungen

Bei sogenannten systemübergreifenden Ereignissen können als direkte Folge des auslösenden Ereignisses mehrere Systeme ausfallen resp. nur begrenzt verfügbar sein. Für die Beherrschung solcher Ereignisse stehen deshalb unter Umständen weniger Systeme zur Verfügung als im Falle von Transienten oder bei Kühlmittelverluststörfällen. Es ist deshalb im Detail abzuklären, welche Systeme nach einem solchen Ereignis noch verfügbar sind, und ob auch bei Berücksichtigung des ungünstigsten Einzelfehlers der Störfall auslegungsmäss beherrscht werden kann.

Zur Gruppe der systemübergreifenden Ereignisse gehören insbesondere:

- Brand innerhalb und ausserhalb der Anlage
- Überflutung innerhalb und ausserhalb der Anlage
- Erdbeben
- Flugzeugabsturz
- Blitzschlag
- Niedrigwasser des Rheins

Die Berücksichtigung dieser Ereignisse bei der Auslegung der Anlage hatte massgeblichen Einfluss auf die bauliche Anordnung der Gebäude und der einzelnen Räume und bestimmte wesentlich die Festigkeit von Komponenten und deren Befestigungen. Zu erwähnen sind folgende Massnahmen:

a) zur Brandverhinderung und -bekämpfung:
   Konsequente Anordnung redundanter Sicherheitsstränge in brandschutzmässig getrennten Räumen (Separationskriterium), die Verwendung von Türen mit grossem Brandwiderstand, der Einbau von Elektrokabeln mit schwerentflammbarem Isolationsmaterial und speziell abgeschotteten Durchführungen, der Einbau von Brandschutzklappen in Lüftungskanälen, die Begrenzung

von Brandlasten in sicherheitsrelevanten Räumen auf das absolut Notwendige (administrative Massnahmen);
eine umfassende Brandmeldeanlage und an kritischen Orten automatische Löscheinrichtungen sowie ein dichtes, die ganze Anlage umfassendes Löschwassernetz, eine gut ausgebildete und jederzeit einsatzbereite Feuerwehrmannschaft.

b) gegen interne Überflutung:
Anordnung redundanter Sicherheitsstränge in getrennten Räumen mit überflutungssicheren Türen (speziell abgedichtet), der Einbau von Entwässerungssystemen, die alle sicherheitsrelevanten Räume umfassen, eine erhöhte Anordnung sicherheitsrelevanter Komponenten (z.B. Pumpenmotoren auf Sockeln);
ein Sumpf-Niveaumessystem in sicherheitsrelevanten Räumen, automatische Isolation von Leitungen bei Brüchen und grossen Leckagen, usw.

c) gegen externe Überflutung:
Der nuklear relevante Teil der Anlage liegt rund 19 Meter über der maximal möglichen Überflutungskote des Rheins (beim Bruch des Staudamms in Eglisau) und ist damit gegen Überflutung geschützt. Einzig eine Überflutung des Pumpenhauses der Nebenkühlwasserversorgung kann bei einem solchen Ereignis nicht mit absoluter Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Anlage kann aber auch ohne Nebenkühlwasserversorgung mit Hilfe des Notnebenkühlwassersystems und der Notkühltürme sicher abgefahren werden.

d) gegen Erdbeben:
Auslegung aller sicherheitsrelevanten Komponenten und Gebäude gegen die Lasten eines Sicherheitserdbebens (Erdbeben mit einer Wiederkehrperiode von ca. 10'000 Jahren); dazu gehören insbesondere das Reaktorgebäude, das Reaktor-Hilfsanlagengebäude mit den Notsteuerstellen, das Brennelement-Lagergebäude, Bereich des Betriebsgebäudes mit Hauptkommandoraum (baulich) und einigen seiner Ausrüstungen, der Abluftkamin, das Abluftfiltergebäude, das SEHR-Gebäude, die Notstromdieselgebäude, die Notkühlwassergebäude mit ihren Notkühltürmen.
Im weiteren sind für den Betrieb wichtige Gebäude zumindest gegen die Lasten eines Betriebserdbebens (Wiederkehrperiode > ca. 200 Jahre) ausgelegt; dazu gehören beispielsweise das Maschinenhaus, Teile des Betriebsgebäudes, die 10kV-Schaltanlage und die 50kV-Innenschaltanlage, das Nebenkühlwasserpumpenhaus, usw.

e) gegen Flugzeugabsturz:
Auslegung der sicherheitstechnisch wichtigsten Gebäude gegen die Lasten eines Flugzeugabsturzes; dazu gehören das Reaktorgebäude, das Hilfsanlagengebäude, das Brennelementlagergebäude und das SEHR-Gebäude;

die örtlich ausreichend weit voneinander getrennte Anordnung der einzelnen Systemredundanzen ausserhalb des Hilfsanlagengebäudes.

f) gegen Blitzeinwirkungen:
Konsequente Auslegung aller elektrischen Anlagen gemäss den „Leitsätzen für Blitzschutzanlagen“[10] des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins und zusätzliche innere und äussere Blitzschutzmassnahmen zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit von sicherheitsrelevanten Systemen und Ausrüstungen, die zur sicheren Abschaltung und zum sicheren Abfahren der Anlage benötigt werden;
Auslegung des SEHR-Systems auf Überspannungen infolge Blitzeinwirkungen.

Der Nachweis der Blitzschutzfestigkeit wurde teilweise analytisch, teilweise experimentell mit einem leistungsstarken Stossgenerator erbracht. Die Messungen zeigten, dass die ursprünglichen Blitzschutzmassnahmen nicht überall die geforderten Sicherheitsmargen erbrachten. Als korrektive Massnahmen wurden zusätzliche Schutzbeschaltungen insbesondere von Messwertgebern nachgerüstet.

g) gegen Niedrigwasser des Rheins:
Tiefliegende Wasserfassung im Rhein, ca. 6,5 m oberhalb Flussohle, bzw. ca. 3 m unterhalb des normalen Stauniveaus;
Brunnenwasserfassungen bei Verlust der Wasserfassung aus dem Rhein und Wärmeabfuhr via Notkühltürme.

Ausführliche Darlegungen der gegen systemübergreifende Einwirkungen getroffenen Massnahmen sind im Sicherheitsbericht[11] beschrieben und von der HSK in ihrem Gutachten zur Inbetriebnahme und zum Betrieb der Anlage Leibstadt im Detail beurteilt worden. Eine erneute Diskussion dieser Aspekte erübrigt sich deshalb an dieser Stelle.

Das Anlageverhalten beim Eintritt eines systemübergreifenden Ereignisses ist vergleichbar demjenigen bei einer Transiente, da im Rahmen der Auslegung ein Kühlmittelverlust gleichzeitig mit dem Eintritt eines systemübergreifenden Ereignisses nicht angenommen werden muss. Die Leitungen sind innerhalb des Primärcontainments gegen systemübergreifende Ereignisse, insbesondere gegen Erdbebenlasten, ausgelegt.

Die oben aufgeführten Ereignisse führen meist zu einer Schnellabschaltung, sei es weil, beispielsweise der Turbinenbereich zerstört wird (Flugzeugabsturz, Erdbeben), sei es, weil der Operateur manuell eine Abschaltung einleitet (Brand). Bei den Analysen der systemübergreifenden Ereignisse wird in den

---

[10] SEV; 4022-1967 „Leitsätze für Blitzschutzanlagen“

[11] Kernkraftwerk Leibstadt, „Safety Analysis Report“, Vol. 1 - Vol. 7

meisten Fällen der Verlust der externen Netzeinspeisung und der Hauptwärmesenke als direkte Folge unterstellt (konservative Annahme). Wie in Kap. 7.2.1 dargelegt, kann die Anlage auch unter diesen Bedingungen und zusätzlichem Einzelfehler sicher abgestellt und abgefahren werden und zwar auch bei der beantragten thermischen Leistung von 3600 MW.

Systemübergreifende Ereignisse können somit auch bei erhöhter Leistung im Rahmen der Auslegung beherrscht werden.

7.3 RADIOLOGISCHE AUSWIRKUNGEN BEI AUSLEGUNGSTÖRFÄLLEN

7.3.1 Rechenmodelle zur Bestimmung der radiologischen Auswirkungen

Im Rahmen des Sicherheitsnachweises für ein Kernkraftwerk muss für Auslegungsstörfälle nachgewiesen werden, dass die störfallbedingten radiologischen Auswirkungen für Personen in der Umgebung der Anlage gering sind und die behördlich festgelegten Dosisrichtwerte eingehalten werden. Die dazu notwendigen Berechnungen umfassen:

Innerhalb der Anlage

- Aufbau des Aktivitätsinventars im Brennstab und Reaktorkühlmittel
- Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage bis zur Freisetzung in die Umgebung (Bestimmung des Quellterms)

Ausserhalb der Anlage

- Ausbreitung der freigesetzten radioaktiven Stoffe in der Atmosphäre und Ablagerung auf dem Boden
- Dosisbelastung der Bevölkerung

Die HSK hat die vom Betreiber unterbreiteten Rechenmodelle sowie deren Annahmen und Eingabeparameter überprüft und durch eigene Analysen im Detail auch quantitativ kontrolliert.

7.3.1.1 Aktivitätsinventar und Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage

a) Aktivitätsinventar im Brennstab und Reaktorkühlmittel

Die zur Bestimmung der radiologischen Auswirkungen von Auslegungsstörfällen wichtigsten radioaktiven Stoffe, die Spaltprodukte, entstehen im Reaktorbrennstoff als Folge der ablaufenden Kernspaltung. Das Inventar an radioaktiven Stoffen in den Brennstäben ist abhängig von der Einsatzdauer und der Leistungsgeschichte der einzelnen Brennstäbe und berechnet sich aufgrund der nuklidspezifischen Produktions- und Verlustrate. Die Bestimmung des Inventars an radioaktiven Stoffen im Reaktorkern

erfolgte mit dem standardisierten Computerprogramm ORIGEN2[12] unter Verwendung der „Daten-Bibliothek für erhöhten Abbrand“[13]. Den vorliegenden radiologischen Störfallanalysen für die Anlage Leibstadt liegt ein 6-Zonen-Kern bei einer Leistung von 3600 MW_{th} zugrunde. Gemäss diesen Analysen beträgt der mittlere Entladeabbrand der Brennelemente ca. 51 MWd/kg entsprechend einem maximalen Brennelementendabbrand von 55 MWd/kg. Der mittlere Kernabbrand am Zyklusende (Kernendabbrand) beträgt gemäss diesen Analysen ca. 35 MWd/kg.

Für die radiologisch wichtigen Spaltprodukte Jod-131 und Xenon-133 mit Halbwertszeiten von 8,0 resp. 5,2 Tagen ergibt sich bereits nach einigen Wochen Einsatzzeit ein Gleichgewicht zwischen Produktion und Abbau, d.h. das Inventar dieser Nuklide bleibt praktisch konstant und ist nicht abhängig vom erreichten Kernendabbrand. Demgegenüber nimmt die Aktivität von Cäsium-137 (Halbwertszeit 30 Jahre), welches für die Bodenverstrahlung wichtig ist, vor allem mit dem Kernabbrand zu. Eine Leistungserhöhung führt somit zu einer proportionalen Aktivitätszunahme der Nuklide mit Halbwertszeiten im Bereich von Tagen und Monaten, während das Inventar der langlebigen Nuklide konstant bleibt, solange der Kernendabbrand nicht verändert wird.

Im Normalbetrieb und bei Auslegungsstörfällen werden praktisch nur gasförmige und leichtflüchtige Spaltprodukte aus dem Brennstoff freigesetzt, weil die dabei erreichten Brennstofftemperaturen im allgemeinen wesentlich unterhalb der Schmelztemperatur des Urandioxids liegen. Zu berücksichtigen sind deshalb vor allem die Spaltproduktgruppen:

- Edelgase (Kr, Xe)
- Halogene (Br, I)
- Alkali-Metalle (Rb, Cs)

Für einzelne Störfälle können auch noch weitere Nuklide wie z.B. Co-60, Sr-90, Ru-106, Np-239 von Bedeutung sein. In den HSK-Analysen wurden deshalb grundsätzlich rund 100 Nuklide berücksichtigt um sicherzustellen, dass alle dosisrelevanten Nuklide eingeschlossen sind. Die Erfahrungen zeigen aber, dass die oben aufgezählten drei Nuklidgruppen die radiologisch massgebenden sind.

Bei Ereignissen mit störfallbedingten Hüllrohrschäden gelangen insbesondere die sich im Normalbetrieb zwischen Hüllrohr und Brennstoff, im sogenannten Ringspalt, angesammelten leichtflüchtigen Spaltprodukte teilweise ins Reaktorkühlmittel. Aufgrund experimenteller Untersuchungen ist bekannt, dass nur wenige Prozente des Inventars an Edelgasen dabei ins Reaktorkühlmittel übertreten, der grösste Teil bleibt in der Brennstoffmatrix gebunden. Vereinzelt finden sich Werte bis 10%. Der freigesetzte Anteil an Halogenen und Cäsium ist noch deutlich geringer, meist < 1%[14]. Die den radiologi-

---

[12] ORIGEN2 - A Revised and Updated Version of the Oak Ridge Isotope Generation and Depletion Code, ORNL-5621, July 1980

[13] ORNL/TM-11018 „Standard and Extended Burnup PWR and BWR Models for the ORIGEN2 Computer Code“, Version 2.1 vom 8.1.1991

[14] NUREG/CR-1288, „Fission Product Terms for the LWR Loss-of-Coolant Accident“, July 1980

schen Analysen unterstellten Freisetzungsanteile von 10% für Edelgase und 6% für Halogene und Cäsium sind somit konservativ.

Die Aktivität des Reaktorkühlmittels im Normalbetrieb ergibt sich einerseits aus Aktivierungsprodukten als Folge der vorhandenen Kühlmittelverunreinigungen - vor allem mitgeschwemmte Korrosions- und Erosionsprodukte, die im Kernbereich bestrahlt und aktiviert werden - und andererseits aus Spaltprodukten und Aktiniden, die bei vorhandenen Hüllrohrschäden aus dem Brennstab ins Reaktorkühlmittel übertreten. Um die Aktivität des Reaktorkühlmittels zu begrenzen, wird dieses kontinuierlich von Aktivierungs- und Spaltprodukten gereinigt. Das dafür eingesetzte Reinigungssystem hat eine begrenzte Kapazität, d.h. die Zahl und Grösse von Brennstabschäden dürfen ein gewisses Mass nicht überschreiten, um die gemäss Technischen Spezifikationen vorgeschriebene maximal zulässige Kühlmittelaktivität nicht zu verletzen. Für die Anlage Leibstadt ist diese wie folgt festgesetzt:

Jod-131 Aktivitätskonzentration:	$1{,}1 \cdot 10^{9}$ Bq/m^3	für Dauerbetrieb
	$4{,}5 \cdot 10^{10}$ Bq/m^3	während höchstens 48 Stunden

Diese für den Dauerbetrieb maximal zulässige Kühlmittelaktivität wurde bei den radiologischen Störfallanalysen vor Eintritt eines Störfalls unterstellt (Randbedingung).

b) Transport der freigesetzten radioaktiven Stoffe innerhalb der Anlage

Der Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage ist störfallspezifisch zu untersuchen. Entscheidend ist einerseits der Ort der Aktivitätsfreisetzung, z.B. Freisetzung aus dem Brennstab infolge Hüllrohrschäden, aus dem Reaktorkühlmittel, aus Versorgungs- und Hilfssystemen oder aus einzelnen Brennelementen bei deren Handhabung, und andererseits die möglichen Rückhaltemechanismen auf den verschiedenen Transportpfaden von der Quelle bis zum Freisetzungsort in die Umgebung.

Bei einem Ereignis ohne störfallbedingte Hüllrohrschäden, z.B. bei einem Frischdampfleitungsbruch, ist die Aktivitätskonzentration des Reaktorkühlmittels massgebend für die Freisetzung radioaktiver Stoffe aus dem Primärkreislauf. Bei Ereignissen mit störfallbedingten Hüllrohrschäden muss zusätzlich zur Reaktorkühlmittelaktivität auch der direkte Eintrag von radioaktiven Stoffen aus den beschädigten Brennstäben berücksichtigt werden. Dieser Eintrag führt zu einer starken Zunahme radioaktiver Stoffe im Reaktorkühlmittel und ist bei solchen Ereignisgruppen bestimmend für die Aktivitätsfreisetzung.

Bei Störfällen mit einer Freisetzung direkt aus dem Primärkreislauf, z.B. bei einem Kühlmittelverluststörfall oder einer Primärkreisdruckentlastung über die Sicherheits-/Abblaseventile, wird Reaktorkühlmittel ins Primärcontainment freigesetzt. Solange dieses dicht ist, d.h. solange die Containmentisolation erfolgreich ist, muss mit keiner resp. nur einer durch mögliche Containmentleckagen bedingten Freisetzung radioaktiver Stoffe nach aussen gerechnet werden. Leckagen aus dem Primärcontainment ins Reaktorgebäude werden in Leibstadt über das Notabluftsystem (SGTS, Kap. 5.3.2.6), welches mit

speziellen Notabluftfiltern ausgerüstet ist, und via Abluftkamin in die Umgebung abgegeben. Zu berücksichtigen sind auch direkte Freisetzungen aus dem Primärcontainment unter Umgehung des Sekundärcontainments, z.B. via Rohrleitungen mit undichten Isolationsarmaturen. Zu beachten sind zudem Leckagepfade via undichte Notkühlpumpen (beschädigte Gleitringdichtungen), wodurch Kondensationsbeckenwasser in Pumpenräume gelangt und dabei mitgerissene radioaktive Stoffe in die Raumatmosphäre freigesetzt werden. Via Notabluftsystem und Abluftkamin gelangt ein geringer Teil dieser Stoffe schliesslich in die Umgebung.

Der Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage ist ein komplexes thermohydraulisch/physikalisch/chemisches Problem. Die detaillierte mathematische Beschreibung aller Transportphänomene für radioaktive Stoffe wie Freisetzung aus dem Brennstoff, Mitriss in einer Flüssig- und Dampfphase, Ablagerungen an Strukturen, Rückhaltung in Wasservorlagen usw. ist heute nur zum Teil möglich, obwohl die meisten Phänomene qualitativ verstanden werden. Es ist deshalb notwendig, den Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage mittels vereinfachter Modelle zu beschreiben, die die bekannten experimentellen Ergebnisse in konservativer Weise abdecken.

In dem von der HSK für ihre eigenen Analysen benutzten Rechenmodell werden die Transportpfade der radioaktiven Stoffe mittels eines Mehrraummodells simuliert. Dabei bilden die verschiedenen Anlagebereiche fiktive Berechnungsräume, welche durch Überströmleitungen miteinander verbunden sind. Treibende Kräfte für den Transport zwischen den Räumen sind insbesondere Druck- und Temperaturdifferenzen. Die daraus resultierenden Leck- und Überströmraten werden aus thermohydraulischen Modellrechnungen übernommen und als Eingabegrössen ins Mehrraummodell eingegeben. Differentialgleichungen erster Ordnung bilden die Basis zur Berechnung des radioaktiven Zerfalls und der Massenbilanz in den Räumen; dabei werden auch nuklidspezifische Zerfallsketten und Rückhaltemechanismen (Sedimentation, Ablagerungen) berücksichtigt. Im Mehrraummodell führt dies zu einem System von gekoppelten Differentialgleichungen, welches nach dem Differenzverfahren über die gesamte Transportzeit numerisch integriert wird. Durch geeignete Modellierung eines Transportpfades können somit die oben erwähnten nuklidspezifischen Transportphänomene wie Rückhaltung im Wasser, an Primärkreiseinbauten und -leitungen, Übertrag in die Dampfphase, Tröpfchenmitriss, Freisetzung in eine Gebäudeatmosphäre (z.B. Containment), Ablagerung an Einbauten, Sedimentation, usw. zumindest vereinfacht berücksichtigt werden.

Das vom Betreiber verwendete Modell basiert im wesentlichen auf derselben Grundidee wie dasjenige der HSK. Nicht berücksichtigt werden allerdings nuklidspezifische Zerfallsketten, was im Rahmen der Modellvereinfachungen vertretbar ist. Dies wurde auch durch Sensitivitätsrechnungen mit dem HSK-Modell aufgezeigt. Bei gleichen Rand- und Anfangsbedingungen konnte gezeigt werden, dass die Ergebnisse der beiden Modellrechnungen identisch sind, d.h. Abweichungen in den Ergebnissen der Quelltermrechnungen zwischen den HSK- und KKL-Rechnungen sind somit nicht modellbedingt, sondern beruhen auf unterschiedlichen Annahmen.

In der nachfolgenden Tab. 7-10 sind einige in den HSK-Rechnungen berücksichtigte, für alle Störfälle gültige Transportparameter zusammengestellt. Ein Partitionskoeffizient wird dabei für einen Raum mit einer Wasservorlage definiert und bedeutet das Verhältnis der volumetrischen Nuklidkonzentrationen in Wasser und Luft (Raumatmosphäre) im Gleichgewichtszustand. Die Modelle unterstellen vereinfachend, dass zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewichtszustand vorhanden ist.

Tab. 7-10 Verwendete Transportparameter in den HSK-Analysen

Nuklidgruppe	Partitionskoeffizient	Ablagerungsfaktor an Strukturen	Filterfaktor (SGTS)
Edelgase (Kr,Xe)	0	1	1
Jod			
- organisch (I_{org})	0	1	100
- elementar (I_2)	1000	2	1000
Alkali-Metalle (Rb,Cs)	10'000	2	10'000
übrige Nuklide	1'000'000	2	10'000

7.3.1.2 Atmosphärische Ausbreitung und Dosisberechnung

a) Annahmen zur atmosphärischen Ausbreitung und Ablagerung

Für die bei der Ausbreitung radioaktiver Stoffe in der Atmosphäre in Betracht zu ziehenden Phänomene wie Wetterlagen, Ablagerungseffekte usw. und deren modellmässige Berücksichtigung wird auf das entsprechende Kapitel im HSK-Gutachten für die Anlage Beznau II[15] verwiesen.

Das von der HSK verwendete Ausbreitungs- und Dosisberechnungsprogramm DOSE[16] basiert auf dem Gauss'schen Ausbreitungsmodell. DOSE ist eine Weiterentwicklung des HSK-Programms CHRONEX, welches im Rahmen einer internationalen Vergleichsstudie validiert wurde[17]. DOSE enthält ein mathematisches Modell für die direkte Berechnung der Gammasubmersion während dem Wolkendurchzug und berücksichtigt u.a. folgende physikalische Prozesse:

- Radioaktiver Zerfall und Aufbau von Tochternukliden während des Transports in der Atmosphäre und am Boden,

---

[15] HSK 15/130, „Gutachten zum Gesuch um Erteilung der unbefristeten Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Beznau II", April 1994, Kap. 8.1.3.2

[16] R. Gubler, DOSE: Ein PC-Programm zur Dosisberechnung bei Submersion und für chronische Belastungspfade nach dem Wolkendurchzug, Version 1.0 (Mai 1991)

[17] NEA: International Comparison Study on Reactor Accident Consequence Modelling (September 1983)

- Trockene und nasse Ablagerung radioaktiver Stoffe aus der Wolke und entsprechende Verminderung der luftgetragenen Aktivität,
- Einsickern abgelagerter radioaktiver Stoffe in den Boden,
- Wiederaufwirbelung am Boden abgelagerter radioaktiver Stoffe.

Das vom Betreiber verwendete Computerprogramm basiert ebenfalls auf dem Gauss'schen Ausbreitungsmodell, verwendet aber für Gammastrahlen aus der radioaktiven Wolke das Modell der halbunendlichen Wolke mit gleichförmiger Aktivitätsverteilung in der Atmosphäre. Dieses Modell führt am kritischen Aufpunkt zu höheren Dosisbelastungen als das von der HSK verwendete Gammasubmersionsmodell. Nicht berücksichtigt werden vom Betreiber die durch Ablagerung bedingte Aktivitätsabnahme der radioaktiven Wolke sowie der Tochternuklidaufbau. Wie die Ergebnisse zeigen, sind diese Annahmen im Rahmen der Modellvereinfachungen gestattet.

Die von der HSK und vom Betreiber verwendeten Parameterwerte zur atmosphärischen Ausbreitung und Ablagerung entsprechen weitgehend den Berechnungsgrundlagen der deutschen Störfall-Leitlinien[18]. In Anlehnung an die übliche Praxis wurde eine Windgeschwindigkeit von 1 m/s angenommen. Als Ausbreitungsparameter wurden die Standardwerte eingesetzt, welche in Deutschland mittels Messungen bei Ausbreitungsversuchen bestimmt worden sind.

In allen Störfällen wurde angenommen, dass die Freisetzung radioaktiver Stoffe zu einem nicht wählbaren Zeitpunkt erfolgt und somit die Wetterbedingungen nicht bekannt sind. Zur Ermittlung der maximalen Dosisbelastungen wurden Berechnungen mit verschiedenen Wetterlagen durchgeführt und die jeweils ungünstigsten Resultate verwendet. Bei längerdauernden Freisetzungen radioaktiver Stoffe wurde davon ausgegangen, dass sich Windrichtung und Wetterlage zeitlich ändern. Die Störfallanalysen wurden deshalb in vier Zeitbereiche mit gestaffelten Ausbreitungs- und Auswaschbedingungen unterteilt, nämlich in eine Kurzzeitphase bis acht Stunden nach Störfalleintritt, in die Zeitbereiche zwischen 8 und 24 Stunden, zwischen ein und drei Tagen sowie die Langzeitphase zwischen 3 und 30 Tagen.

In den Störfallanalysen wurde unterschieden zwischen Freisetzungen direkt aus Anlageräumen und Freisetzungen über den Abluftkamin. Bei Freisetzungen aus Anlageräumen wurde in den Berechnungen eine effektive Freisetzungshöhe von 10 m angenommen. Bei Freisetzungen über den Abluftkamin wurde unter Berücksichtigung der Topographie eine konservative effektive Freisetzungshöhe von 50 m unterstellt (Kaminhöhe 99 m). Die bei der betrachteten Abwinddistanz von 500 m ermittelten Dosisbe-

---

[18] Störfallberechnungsgrundlagen für die Leitlinien des BMI zur Beurteilung der Auslegung von Kernkraftwerken mit DWR, Neufassung des Kapitels 4, Berechnung der Strahlenexposition, Bundesanzeiger Nr. 222a (26. November 1994)

lastungen sind damit auch abdeckend für weiterentfernte aber erhöhte Aufpunkte (z.B. Reuenthal). Tab. 7-11 fasst die in den Störfallanalysen verwendeten Ausbreitungsfaktoren zusammen.

Bei der trockenen und nassen Ablagerung wurde unterschieden zwischen Edelgasen, Jod und Aerosolen. Edelgase lagern nicht ab und werden nicht ausgewaschen. Für Jod hängt die Ablagerung bzw. Auswaschung von der chemischen Form ab. In den Störfallanalysen wurde unterstellt, dass Jod entweder in elementarer Form (I_2) oder in organischer Form (I_{org}) vorliegt. Ferner wurde angenommen, dass es während den ersten 8 Stunden ständig mit einer mittleren Regenintensität von 2 mm/h regnet. Danach wurde die Regenmenge stufenweise reduziert. Für die Parameterwerte wurden die heute üblichen Werte angenommen. Diese sind ebenfalls in Tab. 7-11 zusammengefasst. Das langfristige Einsickern der radioaktiven Stoffe in den Boden wurde in den HSK-Analysen mit einem zeitabhängigen Abschwächungsfaktor beschrieben. Das Modell und die Parameterwerte wurden aus der amerikani-

Tab. 7-11 Wichtige Parameter zur Ausbreitungsanalyse

	Freisetzungszeitbereich			
	0 - 8 Stunden	8 - 24 Stunden	1 - 3 Tage	3 - 30 Tage
Ausbreitungsfaktor [s/m^3]				
- aus Anlageräume (10 m)	$1{,}5 \cdot 10^{-4}$	$7{,}6 \cdot 10^{-5}$	$3{,}8 \cdot 10^{-5}$	$1{,}9 \cdot 10^{-5}$
- über Abluftkamin (50 m)	$4{,}7 \cdot 10^{-5}$	$2{,}4 \cdot 10^{-5}$	$1{,}2 \cdot 10^{-5}$	$5{,}9 \cdot 10^{-6}$
Ablagerungsgeschwindigkeit [m/s]				
- Edelgase	0	0	0	0
- Jod (I_2)	$1{,}0 \cdot 10^{-2}$	$1{,}0 \cdot 10^{-2}$	$1{,}0 \cdot 10^{-2}$	$1{,}0 \cdot 10^{-2}$
- Jod (I_{org})	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$
- Aerosole	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$
Regenintensität [mm/h]	2	1	0.5	0.25
Auswaschkoeffizient [1/s]				
- Edelgase	0	0	0	0
- Jod (I_2)	$1{,}2 \cdot 10^{-4}$	$7{,}0 \cdot 10^{-5}$	$4{,}0 \cdot 10^{-5}$	$2{,}3 \cdot 10^{-5}$
- Jod (I_{org})	$1{,}2 \cdot 10^{-6}$	$7{,}0 \cdot 10^{-7}$	$4{,}0 \cdot 10^{-7}$	$2{,}3 \cdot 10^{-7}$
- Aerosole	$1{,}2 \cdot 10^{-4}$	$7{,}0 \cdot 10^{-5}$	$4{,}0 \cdot 10^{-5}$	$2{,}3 \cdot 10^{-5}$

nischen Studie WASH-1400[19] übernommen. Die Aktivitätskonzentration in der Luft aufgrund von wiederaufgewirbelten radioaktiven Stoffen wurde mit Hilfe eines zeitabhängigen Aufwirbelungsfaktors ebenfalls gemäss WASH-1400 berechnet. In den KKL-Analysen wurde das Einsickern der radioaktiven Stoffe in den Boden entsprechend den deutschen Störfall-Leitlinien mit einem Reduktionsfaktor 2 berücksichtigt.

b) Annahmen zur Dosisberechnung

Folgende Expositionspfade wurden bei der Dosisberechnung berücksichtigt:

In der Wolkenphase (Wolkendosis)

- Externe Bestrahlung aus der vorbeiziehenden radioaktiven Wolke,
- Interne Bestrahlung während des Wolkendurchzugs durch Inhalation luftgetragener radioaktiver Stoffe,

In der Bodenphase (Bodendosis)

- Externe Bestrahlung durch auf dem Boden abgelagerte radioaktive Stoffe,
- Interne Bestrahlung durch Inhalation der nach dem Wolkendurchzug wiederaufgewirbelten radioaktiven Stoffe,
- Interne Bestrahlung durch Ingestion kontaminierter Lebensmittel.

Bei den Wolkendosen wurde die Expositionszeit der Freisetzungsdauer aus der Anlage gleichgesetzt. Bei den Bodendosen wurde grundsätzlich eine Expositionszeit von 50 Jahren angenommen. Bei den gerechneten Dosen aus Inhalation und Ingestion handelt es sich zudem um die Folgedosen über 50 Jahre.

Bezüglich der externen Bestrahlung aus dem kontaminierten Boden nach dem Wolkendurchzug wurde vorausgesetzt, dass sich die Bevölkerung im Mittel über die Expositionszeit während 2/3 der Zeit in einem Gebäude aufhält. Für den Aufenthalt in Gebäuden wurde ein Schutzfaktor von 10 gegen äussere Bestrahlung angesetzt. Damit ergibt sich insgesamt ein Schutzfaktor von 2,5.

Zur Bestimmung der Inhalations- und Ingestionsdosen wurden die Dosisfaktoren aus der schweizerischen Strahlenschutzverordnung[20] verwendet. Bei der Inhalation wurde während den ersten 8 Stunden des Wolkendurchzugs von einer erhöhten Atemrate von $3{,}5 \cdot 10^{-4}$ m^3/s ausgegangen. Bei der Inhalation während der restlichen Zeit des Wolkendurchzugs und bei der langfristigen Inhalation durch Wiederaufwirbelung wurde eine mittlere Atemrate von $2{,}3 \cdot 10^{-4}$ m^3/s verwendet. Die Dosisfaktoren für externe

---

[19] Reactor Safety Study: An Assessment of Accident Risks in U.S. Commercial Nuclear Power Plants, WASH-1400 (NUREG-75/014), Appendix 6: Calculation of Reactor Accident Consequences (October 1975)

[20] Strahlenschutzverordnung vom 22. Juni 1994 (StSV)

Bestrahlung wurden aus der Datenbank von Kocher[21] übernommen, jedoch unter Berücksichtigung der neuen Organ-Wichtungsfaktoren gemäss ICRP-60[22].

Die Strahlenexposition durch Ingestion ergibt sich durch die mit der Nahrung aufgenommenen radioaktiven Stoffe. Die Kontamination der Nahrung erfolgt durch Ablagerung radioaktiver Stoffe an Pflanzen - entweder direkt (Blattgemüse, sonstige pflanzliche Produkte) oder indirekt (Milch, Fleisch) - bzw. durch Aufnahme radioaktiver Stoffe aus dem kontaminierten Boden über die Wurzeln. Bei der Berechnung der Ingestion via Wurzelpfad wurde in den HSK- und KKL-Analysen eine Integrationszeit von 50 Jahren berücksichtigt. Bei der Berechnung der Ingestionsdosen durch Ablagerungen an Pflanzen wurde in den HSK-Analysen davon ausgegangen, dass nach einem Tag lediglich der Verzehr oberirdisch wachsender kontaminierter Nahrungs- und Futtermittel unterbunden wird. Abweichend von diesen HSK-Annahmen unterstellte der Betreiber, dass nach dem ersten Tag aufgrund der dann ergriffenen Schutzmassnahmen jeglicher Konsum von durch Ablagerung kontaminierten Nahrungsmittel, beispielsweise auch von kontaminierten Tierprodukten, verboten wird.

7.3.2 Ergebnisse der Störfallberechnungen

Mit der Analyse der radiologischen Auswirkungen in der Umgebung bei Auslegungsstörfällen muss im Rahmen der Sicherheitsüberprüfung abschliessend aufgezeigt werden, dass durch Anlagenkonzept, -ausführung und -betrieb die in der HSK-Richtlinie R-11 festgelegten Dosisrichtwerte für Einzelpersonen in der Umgebung der Kernanlage eingehalten werden können. Dieser Nachweis wurde für Auslegungsstörfälle bereits im Rahmen des Bewilligungsverfahrens für die Inbetriebnahme und den Betrieb der Anlage Leibstadt geführt und es wurde damals gezeigt, dass die zu erwartenden Dosen deutlich, teilweise um Grössenordnungen geringer sind als die einzuhaltenden Grenzwerte. Bei gleichen Randbedingungen und Transportmodellen ist es deshalb offensichtlich, dass auch bei einer Leistungserhöhung von 14,7% die radiologischen Grenzwerte eingehalten werden.

Es ist zu beachten, dass der Einfluss einer Leistungserhöhung sich vor allem im Aktivitätsinventar des Kerns auswirkt (ORIGEN-Analyse). Der Einfluss einer Leistungserhöhung auf das Transportverhalten der Radionuklide innerhalb und ausserhalb der Anlage ist demgegenüber gering. Die heute benutzten Transportmodelle berücksichtigen leistungsabhängige Effekte nicht, da sie effektiv von untergeordneter Bedeutung wären und durch die konservativen Modellannahmen abgedeckt sind. Da sich, wie in Kap. 7.3.1.1 a) ausgeführt, die Aktivitätsinventare der radiologisch relevanten Nuklide näherungsweise proportional mit der Leistungszunahme ändern, nehmen somit auch die Dosen etwa proportional mit

---

[21] D. C. Kocher, Dose-Rate Conversion Factors for External Exposure to Photons and Electrons, NUREG/CR-1918, July 1981

[22] 1990 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection, ICRP-60, Pergamon Press 1990

der Leistungserhöhung zu. Bei gleichen Randbedingungen und Rechenprogrammen würde sich ein detaillierter rechnerischer Nachweis somit erübrigen.

In den letzten zehn Jahren wurden allerdings die Rechenmodelle zur Beschreibung des Transports radioaktiver Stoffe innerhalb und ausserhalb der Anlage verfeinert und gewisse Randbedingungen den neueren Erkenntnissen angepasst. Geändert wurden vor allem die Annahmen zur Dosisberechnung. Während vor Jahren im wesentlichen die radiologischen Konsequenzen von Edelgasen und Jod berücksichtigt wurden, und zwar nur deren Einfluss während der Wolkenphase, werden heute die Folgedosen der radiologisch relevanten Nuklide für alle wichtigen Belastungspfade ausgewiesen. Insbesondere die Berücksichtigung der Bodenkontamination führt zu wesentlich höheren berechneten Dosiswerten. Aus diesem Grunde werden nachfolgend für vier typische Auslegungsstörfälle die zu erwartenden Dosen berechnet um aufzuzeigen, dass auch mit diesen geänderten Modellen und Randbedingungen die radiologischen Grenzwerte eingehalten werden. Diese Störfälle decken die wichtigsten Störfallgruppen für interne Ereignisse ab, nämlich Kühlmittelverlust, Reaktivitätsstörung, Störfälle ausserhalb des Containments und Ereignisse bei der Handhabung von Brennelementen. Die vier Störfälle sind:

- Kühlmittelverluststörfall mit grossem Leck (Ereigniskategorie 3),
- Steuerstabfall (Ereigniskategorie 2),
- Frischdampf-Leitungsbruch (Ereigniskategorie 3),
- Brennelement-Handhabungstörfall (Ereigniskategorie 2).

Für Störfälle der Ereigniskategorie 2 sind dabei pro Ereignis gemäss der in der HSK Richtlinie R-11 festgelegten Dosisrichtwerte maximal 1 mSv und für Störfälle der Ereigniskategorie 3 maximal 100 mSv für Einzelpersonen in der Umgebung zulässig.

7.3.2.1 Kühlmittelverluststörfall

Untersucht wurden die radiologischen Konsequenzen beim doppelendigen Abriss einer Umwälzleitung, dem grössten im Rahmen der Auslegung zu betrachtenden Kühlmittelverlust. Auslegungsgemäss wird angenommen, dass das Primärcontainment beim Störfalleintritt isoliert ist und Primärkühlmittel resp. Aktivität lediglich via Leckagen aus dem Containment in die Umgebung gelangen können. Zwei verschiedene Freisetzungspfade aus dem Containment werden postuliert und mit folgenden Annahmen in den Analysen des Betreibers berücksichtigt:

(1) Leckage aus dem Primärcontainment in das Sekundärcontainment und via Notabluftsystem (SGTS) und Abluftkamin in die Umgebung. Als Leckrate Primärcontainment → Sekundärcontainment wurde 1 Vol.%/Tag unterstellt, ein Wert, der ursprünglich für BWR/6-Standard Anlagen auslegungsgemäss einzuhalten war, der aber deutlich höher ist als die gemäss Technischen Spezifi-

kationen angestrebte und bisher auch eingehaltene Leckrate von 0,25 Vol.%/Tag. Die Rechenannahme ist somit konservativ.

(2) Direkte Leckage aus dem Primärcontainment (via Leckagen an Ventilen) in die Umgebung unter Umgehung des Sekundärcontainments und der Nebengebäude. Die unterstellte Leckagerate ist 0,125 Vol.%/Tag.

Die HSK hat in ihren Analysen zusätzlich einen dritten Leckagepfad (3) berücksichtigt, nämlich eine Leckage von Kondensationsbeckenwasser via undichte Notkühlpumpendichtungen in Pumpenräume innerhalb des Sekundärcontainments und via Notabluftsystem und Abluftkamin in die Umgebung. Die radiologische Bedeutung dieses dritten Leckagepfades ist allerdings gering, dessen Vernachlässigung somit vertretbar. Die Randbedingungen bei den HSK-Analysen betreffend Partitionskoeffizienten und Ablagerung für den Transport aus dem Containment in die Umgebung sind in Tab. 7-10 zusammengefasst.

Für die Berechnung der nuklidspezifischen Freisetzungen in das Containment werden beim Kühlmittelverlust zeitlich unterschiedliche Freisetzungsphasen unterschieden: eine erste sofortige Freisetzung und eine zweite, zeitlich verzögerte Phase, die im wesentlichen die durch die Notkühleinspeisung bedingte Auswaschung von Brennstoff aus den beschädigten Brennstäben berücksichtigt. In den Analysen wird unterstellt, dass insgesamt 10% aller Brennstäbe beschädigt werden. Diese Annahme ist aufgrund neuerer Analysen konservativ, welche zeigen, dass die maximalen Hüllrohrtemperaturen beim Kühlmittelverlust unter realistischen Annahmen < 450°C sind und damit Hüllrohrschäden eigentlich ausgeschlossen werden können (Kap. 7.2.3.3). Weitere störfallspezifische Annahmen sind in Tab. 7-12 zusammengestellt.

In den Analysen wird unterstellt, dass Jod immer zu 5% in organischer und zu 95% in elementarer Form vorliegt. Organisches Jod verhält sich beim Transport innerhalb der Anlage ähnlich wie ein Edel-

Tab. 7-12 Annahmen zum Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage beim Kühlmittelverlust

Nuklidgruppe	Freisetzungsanteil Brennstab → Reaktorkühlmittel		Übertrag Primärkreislauf → Containmentluft	Übertrag Primärkreislauf → Kondensationsbecken
	Sofortige Freisetzung	Verzögerte Freisetzung	Sofortige Freisetzung	Verzögerte Freisetzung
Edelgase (Kr, Xe)	10%	0%	100%	0%
Jod	1%	5%	10%*	100%
Alkali-Metalle (Rb, Cs)	1%	5%	10%*	100%
übrige Nuklide	0,01%	0,5%	1%*	100%

* 90% des Jods und der Alkali-Metalle sowie 99% der übrigen Nuklide gelangen ins Kondensationsbecken

gas, es wird insbesondere in einer Wasservorlage nicht zurückgehalten (vgl. Tab. 7-10). Im weiteren wird angenommen, dass die verzögerte Freisetzung immer via Kondensationsbecken erfolgt und nicht, wie in der ersten Freisetzungsphase, auch direkt in die Containmentatmosphäre. (Da organisches Jod im Kondensationsbecken nicht zurückgehalten wird, gelangt es via Wasservorlage zeitlich unverzögert in die Containmentatmosphäre.)

Die diesen Analysen unterstellten Annahmen lehnen sich eng an die Vorgaben der deutschen Störfall-Leitlinien an und sind nach Ansicht der HSK konservativ. Gemäss deutschen Berechnungsgrundlagen wird allerdings eine direkte Freisetzung aus dem Primärcontainment in die Umgebung nicht berücksichtigt, da ein solcher Freisetzungspfad für deutsche Anlagen aufgrund anlagespezifischer Gegebenheiten offenbar nicht möglich ist. Auch für die Anlage Leibstadt ist es nach Ansicht der HSK fraglich, wie ein solcher direkter Freisetzungspfad überhaupt möglich sein kann, und die HSK hat deshalb den Betreiber aufgefordert, die den Analysen zugrunde gelegten Annahmen zu begründen. Da diese Begründungen bisher noch nicht vorliegen, hat die HSK in ihren eigenen Analysen diesen direkten Freisetzungspfad noch berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung der vom Betreiber vorgegebenen Randbedingungen und Annahmen stimmen die ermittelten Quellterme der HSK- und KKL-Analysen (vgl. Tab. 7-13) recht gut überein. Abweichungen sind erklärbar in z.T. etwas unterschiedlichen Annahmen (SGTS-Filterfaktor für Cäsium wird in der Analyse des Betreibers zu 1000, in der HSK-Analyse zu 10'000 angenommen), in der unterschiedlichen Modellierung des Ablagerungsfaktors, der Nichtberücksichtigung nuklidspezifischer Zerfallsketten in den KKL-Analysen (begründet die Unterschiede für Alkali-Metalle) und der unterschiedlichen Anzahl berücksichtigter Nuklide.

Tab. 7-13 Total freigesetzte Aktivität in den ersten 30 Tagen nach einem Kühlmittelverlust

Nuklidgruppe	Total freigesetzte Aktivität (Bq) via Kamin; Freisetzungspfade (1) + (3)		Total freigesetzte Aktivität (Bq) durch direkte Leckage (Freisetzungshöhe 10 m)	
	KKL-Ergebnis	HSK-Ergebnis	KKL-Ergebnis	HSK-Ergebnis
Edelgase (Kr, Xe)	$4{,}6 \cdot 10^{15}$	$4{,}7 \cdot 10^{15}$	$6{,}8 \cdot 10^{14}$	$6{,}8 \cdot 10^{14}$
Jod:				
- elementar	$7{,}6 \cdot 10^{10}$	$7{,}3 \cdot 10^{10}$	$1{,}2 \cdot 10^{13}$	$1{,}3 \cdot 10^{13}$
- organisch	$1{,}2 \cdot 10^{12}$	$1{,}2 \cdot 10^{12}$	$1{,}8 \cdot 10^{13}$	$1{,}8 \cdot 10^{13}$
Alkali-Metalle (Rb, Cs)	$1{,}7 \cdot 10^{10}$	$3{,}8 \cdot 10^{9}$	$2{,}2 \cdot 10^{12}$	$1{,}2 \cdot 10^{13}$
übrige Nuklide	n.a.	$1{,}3 \cdot 10^{9}$	n.a.	$1{,}8 \cdot 10^{12}$

Die maximalen **Dosisbelastungen** sind in Tab. 7-14 für die verschiedenen Belastungspfade und Nuklidgruppen zusammengefasst. Die Berechnungen zeigen, dass die maximale Dosisbelastung unterhalb des gemäss Richtlinie HSK-R-11 zulässigen Richtwertes von 100 mSv liegt.

Gemäss KKL-Analyse beträgt die maximale Dosisbelastung für Einzelpersonen in der Umgebung 24,2 mSv, wovon 4,0 mSv während des Wolkendurchzugs und 20,2 mSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die entsprechenden Werte gemäss HSK-Analyse sind: 23,3 mSv total, wovon 3,2 mSv während des Wolkendurchzugs und 20,1 mSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die Inhalation von Jod und Aerosolen liefert den Hauptbeitrag zur Wolkendosis. Die Bodendosis wird durch die externe Strahlung der abgelagerten Aerosole und durch die Ingestion von Aerosolen und Jod bestimmt.

Die Ergebnisse der HSK- und KKL-Dosisberechnungen stimmen insgesamt gut überein, was allerdings nicht überraschend ist, da beiden Analysen im wesentlichen diesselben Annahmen und Randbedingungen zugrunde gelegt wurden. Die Abweichungen bei den einzelnen Belastungspfaden können einerseits durch die geringfügig anderen Quellterme und andererseits durch die unterschiedlichen Modellannahmen zur Ausbreitungs- und Dosisberechnung erklärt werden (vgl. 7.3.1.2).

Tab. 7-14 Maximale Dosisbelastungen beim Kühlmittelverluststörfall [mSv]

Kühlmittelverluststörfall	**KKL-Analyse**	**HSK-Analyse**			
	Total	Total	Edelgase	Jod	Aerosole
Externe Bestrahlung aus der Wolke	$2{,}7\cdot10^{-1}$	$6{,}5\cdot10^{-2}$	$4{,}9\cdot10^{-2}$	$7{,}9\cdot10^{-3}$	$8{,}7\cdot10^{-3}$
Inhalation der Wolke	3,7	3,1	-	2,7	$3{,}7\cdot10^{-1}$
Total Wolkenphase	4,0	3,2	$4{,}9\cdot10^{-2}$	2,7	$3{,}8\cdot10^{-1}$
Externe Bestrahlung vom Boden	13,0	9,5	$5{,}6\cdot10^{-3}$	$4{,}2\cdot10^{-1}$	9,1
Inhalation durch Wiederaufwirbelung	2,1	$1{,}4\cdot10^{-1}$	-	$9{,}1\cdot10^{-2}$	$4{,}8\cdot10^{-2}$
Ingestion kontaminierter Nahrungsmittel	5,1	10,4	-	4,5	5,9
Total Bodenphase	20,2	20,1	$5{,}6\cdot10^{-3}$	5,0	15,1
Total Wolken- und Bodenphase	**24,2**	**23,3**	$5{,}4\cdot10^{-2}$	7,7	15,5

Eine detaillierte Analyse der Ergebnisse zeigt, dass die Dosisbelastung vor allem eine Folge des direkten Freisetzungspfades (2) ist. Ohne Berücksichtigung dieses direkten Freisetzungspfades ergäbe sich eine maximale Dosisbelastung für eine Einzelperson in der Umgebung von lediglich 0,08 mSv statt der in Tab. 7-14 ausgewiesenen Dosis von 23,3 mSv, d.h. die Dosis stammt zu über 99% von diesem direkten Freisetzungspfad. Dies ist nach Ansicht der HSK nicht verantwortbar, auch wenn die berech-

nete Dosis den schweizerischen Grenzwert von 100 mSv einhält. Eine Abschätzung zeigt zudem, dass mit diesem vom Betreiber ermittelten Quellterm und unter Verwendung der deutschen Grundlagen für die Ausbreitungs- und Dosisberechnung die in Deutschland maximal zulässige Dosisbelastung von 50 mSv nicht mehr eingehalten würde.

Die HSK verlangt deshalb vor der ersten Leistungserhöhungsstufe vom Betreiber den Nachweis, dass die direkte Leckage aus dem Primärcontainment in die Umgebung geringer ist als 0,01 Vol.%/Tag. Andernfalls sind der HSK geeignete Massnahmen vorzuschlagen. Zudem sind die radiologischen Konsequenzen eines Kühlmittelverluststörfalls unter Berücksichtigung der anlagespezifischen Gegebenheiten nochmals zu analysieren und alle dabei getroffenen Annahmen plausibel zu begründen. (Auflage)

7.3.2.2 Steuerstabfall

Beim Steuerstabfall wird unterstellt, dass ein entkuppelter Steuerstab in der eingefahrenen Position hängenbleibt (beispielsweise durch ein mechanisches Verklemmen), sich plötzlich aus seiner Verklemmung löst und bis zur Ausfahrposition frei fällt. Dies führt zu einem sehr starken und schnellen Reaktivitätsanstieg, welcher zu Brennstabschäden führen kann (Kap. 7.2.1.7). Radioaktive Stoffe aus den beschädigten Brennstäben gelangen bis zum automatischen Schliessen der Frischdampfisolationsventile über die Frischdampfleitungen in den Kondensator. Da durch die Frischdampfisolation die Abgasanlage ausfällt, kann auch das Kondensatorvakuum nicht mehr aufrecht erhalten werden. Über Kondensatorleckage gelangen die radioaktiven Stoffe ins Maschinenhaus und von hier via Lüftungsanlage zum Abluftkamin und in die Umgebung.

Wie bereits in Kap. 7.2.1.7 erwähnt, sind die Störfallfolgen bei „heiss-unterkritischem" Ausgangszustand am gravierendsten. Dabei wird unterstellt, dass der Reaktor seit 30 Minuten abgestellt ist und die Dampfrate über die Frischdampf- und Bypassleitungen in den Kondensator 5% des Nenndurchflusses bei Vollast beträgt. Im weiteren wird unterstellt, dass die Frischdampfisolationsventile 5,5 Sekunden nach dem Störfalleintritt geschlossen sind. Zudem werden folgende Annahmen getroffen:

- 850 beschädigte Brennstäbe (ca. 2% des Kerns),
- 10% des Edelgas- und 6% des Jodinventars der beschädigten Brennstäbe gelangen ins Kühlmittel,
- Jod liegt zu 99% in elementarer und zu 1% in organischer Form vor (in den HSK-Analysen wird mit einer Jodverteilung von 95% elementar zu 5% organisch gerechnet),
- Carryoverfaktor von 2% (Verhältnis der Aktivitätskonzentration im Frischdampf zu derjenigen im Reaktorwasser),
- Kondensatorleckage von 0,5 Vol.%/Tag,
- die gesamte Maschinenhausluft wird durch die Lüftungsanlage alle 23 Minuten einmal ausgetauscht (via Abluftkamin).

Die HSK bewertet alle diese Annahmen als ausreichend konservativ. Insbesondere die angenommene Zahl beschädigter Brennstäbe ist aufgrund heutiger Erkenntnisse sehr konservativ. Vorliegende Analysen zeigen nämlich, dass bei diesem Störfall effektiv nicht mit Hüllrohrschäden zu rechnen ist, resp. höchstens einige wenige Brennstäbe einen so hohen Enthalpieeintrag erfahren, dass deren Versagen unterstellt werden müsste. Mit diesen Angaben ergeben sich nach 30 Tagen die in Tab. 7-15 zusammengestellten Ergebnisse für die total freigesetzten Aktivitäten. Die Ergebnisse der HSK- und KKL-Rechnungen stimmen recht gut überein. Die Abweichungen sind erklärbar durch unterschiedliche Annahmen und Randbedingungen (Gründe ähnlich wie beim Kühlmittelverluststörfall).

Tab. 7-15 Total freigesetzte Aktivität in den ersten 30 Tagen nach einem Steuerstabfall

Nuklidgruppe	Total freigesetzte Aktivität (Bq)	
	KKL-Ergebnis	HSK-Ergebnis
Edelgase (Kr, Xe)	$5{,}2 \cdot 10^{13}$	$5{,}1 \cdot 10^{13}$
Jod: elementar	$5{,}4 \cdot 10^{8}$	$1{,}1 \cdot 10^{9}$
organisch	$7{,}1 \cdot 10^{8}$	$7{,}0 \cdot 10^{8}$
Alkali-Metalle (Rb, Cs)	n.a.	$2{,}9 \cdot 10^{8}$
übrige Nuklide	n.a.	$1{,}2 \cdot 10^{12}$

Die maximalen **Dosisbelastungen** sind in Tab. 7-16 für die verschiedenen Belastungspfade und Nuklidgruppen zusammengefasst. Die Berechnungen zeigen, dass die maximale Dosisbelastung um mehrere Grössenordnungen unterhalb des gemäss Richtlinie HSK-R-11 zulässigen Richtwertes von 1 mSv liegt.

Gemäss KKL-Analyse beträgt die maximale Dosisbelastung für Einzelpersonen in der Umgebung 2,5 µSv, wovon fast alles während des Wolkendurchzugs und lediglich 0,06 µSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die entsprechenden Werte gemäss HSK-Analyse sind: 1,5 µSv total, wovon 1,1 µSv während des Wolkendurchzugs und 0,4 µSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die Wolkendosis wird durch die externe Strahlung der Edelgase dominiert. Die Bodendosis wird durch die Ingestion von Jod und Aerosolen und durch die externe Strahlung der abgelagerten Aerosole bestimmt.

Die Ergebnisse der HSK- und KKL-Dosisberechnungen stimmen recht gut überein. Die Abweichungen bei den einzelnen Belastungspfaden sind einerseits in den Quelltermen und andererseits in den unterschiedlichen Modellannahmen zur Ausbreitungs- und Dosisberechnung begründet. Haupteinfluss auf die Gesamtdosis hat jedoch das unterschiedliche Modell zur Berechnung der externen Wolkenstrahlung (Submersionsmodell in der HSK-Rechnung gegenüber Modell der halb-unendlichen Wolke in der KKL-Analyse).

Tab. 7-16 Maximale Dosisbelastungen beim Steuerstabfall [mSv]

Steuerstabfall	KKL-Analyse	HSK-Analyse			
	Total	Total	Edelgase	Jod	Aerosole
Externe Bestrahlung aus der Wolke	$2{,}4 \cdot 10^{-3}$	$1{,}0 \cdot 10^{-3}$	$9{,}8 \cdot 10^{-4}$	$2{,}7 \cdot 10^{-7}$	$4{,}4 \cdot 10^{-5}$
Inhalation der Wolke	$4{,}4 \cdot 10^{-5}$	$8{,}3 \cdot 10^{-5}$	-	$4{,}9 \cdot 10^{-5}$	$3{,}4 \cdot 10^{-5}$
Total Wolkenphase	$2{,}4 \cdot 10^{-3}$	$1{,}1 \cdot 10^{-3}$	$9{,}8 \cdot 10^{-4}$	$5{,}0 \cdot 10^{-5}$	$7{,}7 \cdot 10^{-5}$
Externe Bestrahlung vom Boden	$5{,}2 \cdot 10^{-5}$	$1{,}4 \cdot 10^{-4}$	$2{,}1 \cdot 10^{-7}$	$1{,}5 \cdot 10^{-5}$	$1{,}2 \cdot 10^{-4}$
Inhalation durch Wiederaufwirbelung	$3{,}3 \cdot 10^{-6}$	$3{,}6 \cdot 10^{-6}$	-	$3{,}2 \cdot 10^{-6}$	$4{,}1 \cdot 10^{-7}$
Ingestion kontaminierter Nahrungsmittel	$7{,}3 \cdot 10^{-6}$	$2{,}6 \cdot 10^{-4}$	-	$1{,}8 \cdot 10^{-4}$	$8{,}0 \cdot 10^{-5}$
Total Bodenphase	$6{,}3 \cdot 10^{-5}$	$4{,}0 \cdot 10^{-4}$	$2{,}1 \cdot 10^{-7}$	$2{,}0 \cdot 10^{-4}$	$2{,}0 \cdot 10^{-4}$
Total Wolken- und Bodenphase	**$2{,}5 \cdot 10^{-3}$**	**$1{,}5 \cdot 10^{-3}$**	$9{,}8 \cdot 10^{-4}$	$2{,}4 \cdot 10^{-4}$	$2{,}8 \cdot 10^{-4}$

7.3.2.3 Frischdampf-Leitungsbruch

Bei diesem der Ereigniskategorie 3 zugeordneten Störfall wird ein doppelendiger Bruch einer Frischdampfleitung ausserhalb des Primärcontainments unterstellt. Es wird angenommen, dass die Bruchstelle spätestens 5,5 Sekunden nach Brucheintritt isoliert ist und damit der Reaktorkühlmittelaustritt aus der Bruchstelle unterbunden wird. Aufgrund thermohydraulischer Analysen strömen während diesen 5,5 Sekunden maximal 44,5 Tonnen Wasser und 10,5 Tonnen Dampf über die Bruchstelle ins Sekundärcontainment oder Maschinenhaus aus. Rund 4 Tonnen Dampf entstehen infolge der schnellen Primärkreisdruckentlastung („Flashing"-Effekt), die restlichen 6,5 Tonnen sind „Normaldampf". Diese Unterscheidung ist insofern wesentlich, als der „Normaldampf" eine deutlich geringere Konzentration an radioaktiven Stoffen aufweist (Carryoverfaktor: 2%) als der bei der Druckentlastung produzierte Dampf. Beim letzteren wird unterstellt, dass dessen Aktivitätskonzentration gleich ist wie für die Wasserphase während des Normalbetriebs.

Da beim Frischdampfleitungsbruch keine Hüllrohre beschädigt werden, ist die Aktivitätskonzentration des Primärkühlmittels vor dem Störfalleintritt massgebend für die über die Bruchstelle freigesetzte Menge an radioaktiven Stoffen. In konservativer Weise wird dabei unterstellt, dass die Reaktorkühlmittelaktivität der gemäss Technischer Spezifikation maximal zulässigen Aktivitätskonzentration für den Dauerbetrieb entspricht (Kap. 7.3.1.1 a). In den Analysen des Betreibers wird zudem unterstellt, dass alle mit dem Wasser-/Dampfgemisch aus der Bruchstelle austretenden radioaktiven Stoffe unmittelbar luftgetragen sind und sofort ungefiltert in die Umgebung entweichen, was eine sehr konservative Annahme ist. In den HSK-Analysen wird demgegenüber angenommen, dass rund die Hälfte des austre-

tenden Kühlmittels als Wasser erhalten bleibt und nicht verdampft und demzufolge - mit Ausnahme der Edelgase und des organischen Jods - die radioaktiven Stoffe auch nur zur Hälfte sofort in die Atmosphäre (Umgebung) freigesetzt werden. Diese Annahme ist in Übereinstimmung mit den thermohydraulischen Störfallanalysen, und sie begründet auch die Abweichung von einem Faktor 2 für Jod, Alkali-Metalle und die übrigen Nuklide zwischen den Ergebnissen der HSK- und KKL-Analysen (Tab. 7-17). Die Abweichung von einem Faktor 2 für die Edelgase begründet sich in der Berücksichtigung der beiden sehr kurzlebigen Nuklide Kr-89 (Halbwertszeit 3,2 Minuten) und Xe-137 (Halbwertszeit 3,9 Minuten) in den KKL-Rechnungen. In den HSK-Analysen sind diese beiden Nuklide vernachlässigt, da sie wegen ihrer kurzen Zerfallszeit für die Dosisbelastung in der Umgebung nicht relevant sind.

Tab. 7-17 Total freigesetzte Aktivität beim Frischdampf-Leitungsbruch

Nuklidgruppe	Total freigesetzte Aktivität (Bq)	
	KKL-Ergebnis	HSK-Ergebnis
Edelgase (Kr, Xe)	$2{,}1 \cdot 10^{11}$	$1{,}1 \cdot 10^{11}$
Jod, total	$1{,}9 \cdot 10^{12}$	$8{,}9 \cdot 10^{11}$
Alkali-Metalle (Rb, Cs)	$1{,}8 \cdot 10^{9}$	$8{,}6 \cdot 10^{8}$
übrige Nuklide	$1{,}1 \cdot 10^{12}$	$5{,}3 \cdot 10^{11}$

Die maximalen **Dosisbelastungen** sind in Tab. 7-18 für die verschiedenen Belastungspfade und Nuklidgruppen zusammengefasst. Die Berechnungen zeigen, dass die maximale Dosisbelastung deutlich unterhalb des gemäss Richtlinie HSK-R-11 zulässigen Richtwertes von 100 mSv liegt.

Tab. 7-18 Maximale Dosisbelastungen beim Frischdampf-Leitungsbruch [mSv]

Frischdampf-Leitungsbruch	**KKL-Analyse**	**HSK-Analyse**			
	Total	Total	Edelgase	Jod	Aerosole
Externe Bestrahlung aus der Wolke	$2{,}4 \cdot 10^{-2}$	$1{,}3 \cdot 10^{-3}$	$4{,}6 \cdot 10^{-5}$	$1{,}1 \cdot 10^{-3}$	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$
Inhalation der Wolke	$1{,}7 \cdot 10^{-1}$	$7{,}1 \cdot 10^{-2}$	-	$4{,}0 \cdot 10^{-2}$	$3{,}1 \cdot 10^{-2}$
Total Wolkenphase	$1{,}9 \cdot 10^{-1}$	$7{,}2 \cdot 10^{-2}$	$4{,}6 \cdot 10^{-5}$	$4{,}1 \cdot 10^{-2}$	$3{,}1 \cdot 10^{-2}$
Externe Bestrahlung vom Boden	$2.4 \cdot 10^{-1}$	$6{,}8 \cdot 10^{-2}$	$1{,}3 \cdot 10^{-3}$	$1{,}8 \cdot 10^{-2}$	$4{,}9 \cdot 10^{-2}$
Inhalation durch Wiederaufwirbelung	$5{,}0 \cdot 10^{-2}$	$3{,}5 \cdot 10^{-3}$	-	$1{,}4 \cdot 10^{-3}$	$2{,}1 \cdot 10^{-3}$
Ingestion kontaminierter Nahrungsmittel	$9{,}2 \cdot 10^{-2}$	$4{,}1 \cdot 10^{-1}$	-	$3{,}1 \cdot 10^{-1}$	$9{,}4 \cdot 10^{-2}$
Total Bodenphase	$3{,}8 \cdot 10^{-1}$	$4{,}8 \cdot 10^{-1}$	$1{,}3 \cdot 10^{-3}$	$3{,}3 \cdot 10^{-1}$	$1{,}4 \cdot 10^{-1}$
Total Wolken- und Bodenphase	$\mathbf{5{,}7 \cdot 10^{-1}}$	$\mathbf{5{,}5 \cdot 10^{-1}}$	$1{,}3 \cdot 10^{-3}$	$3{,}7 \cdot 10^{-1}$	$1{,}8 \cdot 10^{-1}$

Gemäss KKL-Analyse beträgt die maximale Dosisbelastung für Einzelpersonen in der Umgebung 0,57 mSv, wovon 0,19 mSv während des Wolkendurchzugs und 0,38 mSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die entsprechenden Werte gemäss HSK-Analysen sind: 0,55 mSv total, wovon 0,07 mSv während des Wolkendurchzugs und 0,48 mSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die Inhalation von Jod und Aerosolen liefert den Hauptbeitrag zur Wolkendosis. Die Bodendosis wird durch die Ingestion von Jod und Aerosolen sowie durch die externe Strahlung der abgelagerten Aerosole bestimmt.

Die Ergebnisse der HSK- und KKL-Dosisberechnungen stimmen insgesamt sehr gut überein. Die Abweichungen bei den einzelnen Belastungspfaden können vor allem durch die unterschiedlichen Quellterme, aber auch durch die abweichenden Modellannahmen zur Ausbreitungs- und Dosisberechnung erklärt werden.

Der Betreiber hat auch die radiologischen Konsequenzen **beim Bruch einer Leitung des Reaktorwasser-Reinigungssystems** (RWCU) ausserhalb des Containments berechnet. Da bei diesem Störfall keine Brennstabschäden auftreten und die gesamte freigesetzte Primärwassermenge nur rund 7,3 Tonnen beträgt, ist dieses Ereignis durch die Analyse des Frischdampfleitungsbruches abgedeckt. Bei letzterem Ereignis werden über 50 Tonnen Reaktorwasser freigesetzt. Da die Dosisbelastungen beim Frischdampfleitungsbruch bereits unterhalb 1 mSv liegen, dem zulässigen Richtwert für Störfälle der Ereigniskategorie 2, ist dies auch für den RWCU-Leitungsbruch der Fall. Die Ergebnisse des Betreibers weisen eine Dosis von ca. 0,01 mSv aus.

7.3.2.4 Brennelement-Handhabungsstörfall

Der Absturz eines bestrahlten Brennelements auf den Reaktorkern oder im Lagerbecken kann zu Schäden an Brennstäben führen und damit zu einer Freisetzung radioaktiver Stoffe. Die Analysen zeigen, dass ein Brennelementabsturz im Lagerbecken des Brennelementlagergebäudes radiologisch zu grösseren Konsequenzen führt als ein Brennelementabsturz auf den Reaktorkern. Im letzteren Fall ist das Containment als Barriere wirksam. Aus diesem Grunde hat der Betreiber nur den Brennelementabsturz im BE-Lagergebäude analysiert.

In den Analysen wird unterstellt, dass ein Brennelement mit maximalem Abbrand 24 Stunden nach dem Abstellen des Reaktors entladen und ins Lagerbecken transportiert wird. In der Praxis wäre ein so rasches Entladen des Kerns nach einer Abstellung nicht möglich, d.h. die getroffene Annahme ist in bezug auf radiologische Konsequenzen konservativ. Aufgrund einer einfachen Energiebilanz (freier Fall eines Brennelements ohne Berücksichtigung der Bremswirkung von Wasser) müsste beim Absturz eines Brennelements im Lagerbecken mit rund 100 beschädigten Brennstäben gerechnet werden. Dies wurde bei den Analysen unterstellt, ist aber aufgrund weltweiter Erfahrungen bei solchen Ereignissen als sehr konservativ zu bewerten. Im weiteren wurde unterstellt, dass Edelgase und orga-

nisches Jod sofort in die Raumatmosphäre übertreten und schliesslich via Notabluftsystem und Abluftkamin in die Umgebung gelangen. Für wasserlösliche Nuklide wird eine dem Partitionsfaktor (Tab. 7-10) entsprechende Gleichgewichtsverteilung zwischen der Raumatmosphäre und Lagerbeckenwasser unterstellt.

In Tab. 7-19 sind einige weitere, in den Rechnungen angenommene Randbedingungen sowie die total freigesetzte Menge radioaktiver Stoffe zusammengestellt. Die Unterschiede zwischen den beiden Analysen erklären sich vor allem in den verschiedenen Annahmen betreffend Verteilung von elementarem und organischem Jod und in geringerem Masse in der Berücksichtigung nuklidspezifischer Zerfallsketten in den HSK-Analysen. Letztere werden in den KKL-Analysen vernachlässigt.

Tab. 7-19 Randbedingungen und Ergebnisse für den Brennelement-Handhabungsstörfall

Nuklidgruppe	Freisetzungsanteil Brennstab → Reaktorkühlmittel	Filterfaktor (SGTS)	Nach 30 Tagen total freigesetzte Aktivität nach aussen [Bq]	
			KKL-Ergebnis	HSK-Ergebnis
Edelgase (Kr, Xe)	10%	1	$1{,}9 \cdot 10^{15}$	$2{,}0 \cdot 10^{15}$
Jod total, davon	6%			
- elementar	99% (KKL); 95% (HSK)	1000	$6{,}1 \cdot 10^{10}$	$5{,}8 \cdot 10^{10}$
- organisch	1% (KKL); 5% (HSK)	100	$9{,}2 \cdot 10^{10}$	$4{,}6 \cdot 10^{11}$
Alkali-Metalle (Rb, Cs)	6%	10'000	n.a.	$6{,}5 \cdot 10^{8}$
übrige Nuklide	0,5%	10'000	n.a.	$2{,}1 \cdot 10^{8}$

Die maximalen **Dosisbelastungen** sind in Tab. 7-20 für die verschiedenen Belastungspfade und Nuklidgruppen zusammengefasst. Die Berechnungen zeigen, dass die maximale Dosisbelastung deutlich unterhalb des gemäss Richtlinie HSK-R-11 zulässigen Richtwertes von 1 mSv liegt.

Gemäss KKL-Analyse beträgt die maximale Dosisbelastung für Einzelpersonen in der Umgebung 0,12 mSv, wovon fast alles während des Wolkendurchzugs und lediglich 0,002 mSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die entsprechenden Werte gemäss HSK-Analyse sind: 0,12 mSv total, wovon 0,10 mSv während des Wolkendurchzugs und 0,02 mSv nach dem Wolkendurchzug akkumuliert werden. Die Wolkendosis wird durch die externe Strahlung der Edelgase und durch die Inhalation von Jod dominiert. Die Bodendosis wird durch die Ingestion von Jod sowie durch die externe Strahlung der abgelagerten Aerosole bestimmt.

Die Ergebnisse der HSK- und KKL-Dosisberechnungen stimmen insgesamt sehr gut überein. Die Abweichungen bei den einzelnen Belastungspfaden sind in den Quelltermen und in den unterschiedlichen Modellannahmen zur Ausbreitungs- und Dosisberechnung begründet.

Tab. 7-20 Maximale Dosisbelastungen beim Brennelement-Handhabungsstörfall [mSv]

Brennelement-Handhabungsstörfall	KKL-Analyse	HSK-Analyse			
	Total	Total	Edelgase	Jod	Aerosole
Externe Bestrahlung aus der Wolke	$1{,}1 \cdot 10^{-1}$	$6{,}1 \cdot 10^{-2}$	$6{,}0 \cdot 10^{-2}$	$1{,}9 \cdot 10^{-4}$	$3{,}8 \cdot 10^{-5}$
Inhalation der Wolke	$9{,}0 \cdot 10^{-3}$	$3{,}6 \cdot 10^{-2}$	-	$3{,}6 \cdot 10^{-2}$	$4{,}1 \cdot 10^{-5}$
Total Wolkenphase	$1{,}2 \cdot 10^{-1}$	$9{,}6 \cdot 10^{-2}$	$6{,}0 \cdot 10^{-2}$	$3{,}6 \cdot 10^{-2}$	$7{,}9 \cdot 10^{-5}$
Externe Bestrahlung vom Boden	$3{,}2 \cdot 10^{-4}$	$1{,}9 \cdot 10^{-3}$	$6{,}4 \cdot 10^{-6}$	$1{,}1 \cdot 10^{-3}$	$8{,}1 \cdot 10^{-4}$
Inhalation durch Wiederaufwirbelung	$3{,}7 \cdot 10^{-4}$	$2{,}5 \cdot 10^{-4}$	-	$2{,}5 \cdot 10^{-4}$	$3{,}3 \cdot 10^{-6}$
Ingestion kontaminierter Nahrungsmittel	$9{,}6 \cdot 10^{-4}$	$1{,}8 \cdot 10^{-2}$	-	$1{,}7 \cdot 10^{-2}$	$5{,}5 \cdot 10^{-4}$
Total Bodenphase	$1{,}7 \cdot 10^{-3}$	$2{,}0 \cdot 10^{-2}$	$6{,}4 \cdot 10^{-6}$	$1{,}8 \cdot 10^{-2}$	$1{,}4 \cdot 10^{-3}$
Total Wolken- und Bodenphase	**$1{,}2 \cdot 10^{-1}$**	**$1{,}2 \cdot 10^{-1}$**	$6{,}0 \cdot 10^{-2}$	$5{,}4 \cdot 10^{-2}$	$1{,}4 \cdot 10^{-3}$

7.3.3 Zusammenfassende Bewertung

Im Rahmen des Gesuchs für die Leistungserhöhung hat der Betreiber die in der Kraftwerksumgebung zu erwartenden Dosen für eine Reihe von Auslegungsstörfällen neu analysiert. Aufgrund der von früher vorliegenden Ergebnisse war ersichtlich, dass die ausgewiesenen grossen Sicherheitsreserven durch eine 15%ige Leistungserhöhung nicht ausgeschöpft würden; bei gleichen Randbedingungen und Rechenmodellen hätte sich somit eine detaillierte quantitative Analyse erübrigt. Da sich in den letzten Jahren allerdings die Rechenmethoden und -annahmen z.T. stark geändert haben, war eine erneute Überprüfung zumindest für eine beschränkte Auswahl von Auslegungsstörfällen notwendig.

Die HSK hat die Analysen des Betreibers im Detail qualitativ und quantitativ überprüft. Nach Ansicht der HSK sind die den Analysen unterstellten Randbedingungen ausreichend bis sehr konservativ, d.h. bei realistischeren Randbedingungen sind noch deutlich geringere Dosisbelastungen zu erwarten. Die HSK hat allerdings Zweifel bezüglich der beim Kühlmittelverluststörfall getroffenen Annahmen zum direkten Freisetzungspfad Primärcontainment → Umgebung. Die HSK verlangt, dass die Leckage dieser direkten Freisetzung auf weniger als 0,01 Vol%/Tag begrenzt wird. Zudem wurde der Betreiber aufgefordert, die radiologischen Konsequenzen dieses Störfalls neu zu bestimmen und alle dabei getroffenen Annahmen und Randbedingungen plausibel zu begründen.

Die Analysen berücksichtigen die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} - effektiv wurde eine um 2% höhere Leistung berücksichtigt - sowie einen maximalen Brennelementabbrand von ca. 55 MWd/kg. Die radiologischen Auswirkungen auf die Umgebung sind in der Tab. 7-21 zusammengefasst. Die

Dosisbelastungen bleiben in allen untersuchten Störfällen unterhalb den in der Richtlinie HSK-R-11 festgelegten Richtwerten.

Beim Vergleich der Ergebnisse aus Tab. 7-21 mit den im HSK Gutachten zur Inbetriebnahme und zum Betrieb der Anlage Leibstadt ausgewiesenen maximalen Dosisbelastungen in der Umgebung muss beachtet werden, dass sich die Dosisberechnungsmethoden in den letzten zehn Jahren grundlegend geändert haben. Während damals gemäss der amerikanischen Praxis im wesentlichen nur die radiologischen Auswirkungen von Edelgasen und Jod berücksichtigt wurden, und zwar lediglich deren Einfluss während der Wolkenphase, werden heute die Folgedosen aller radiologisch relevanten Nuklide für alle wichtigen Belastungspfade ausgewiesen. Insbesondere die Berücksichtigung der Bodenkontamination führt - speziell bei Wetterlagen mit Regen - zu wesentlich höheren Dosisbelastungen. Zudem haben sich in den letzten Jahren die Inhalationsdosisfaktoren geändert, was beispielsweise für Jod eine Erhöhung um ca. einen Faktor 2 bedeutet. Alle diese Änderungen führen zu ca. zehn- bis zwanzigmal höheren Dosen als früher ausgewiesen wurde.

Tab. 7-21 Dosisbelastungen bei Auslegungsstörfällen im KKL

Auslegungsstörfall	**Richtwert nach R-11**	**Maximale Dosis [mSv]**		**Wichtige Belastungspfade und Nuklidgruppen** [1]) (HSK-Analyse)	
	[mSv]	KKL-Analyse	HSK-Analyse	Wolkenphase	Bodenphase
Brennelement-Handhabungsstörfall	1	$1{,}2 \cdot 10^{-1}$	$1{,}2 \cdot 10^{-1}$	**Ext/E**, Inh/I	Ing/I, Ext/I
Steuerstabfall	1	$2{,}5 \cdot 10^{-3}$	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$	**Ext/E**	Ing/I, Ext/A, Ing/A
Frischdampf-Leitungsbruch	100	$5{,}7 \cdot 10^{-1}$	$5{,}5 \cdot 10^{-1}$	Inh/I, Inh/A	**Ing/I**, Ing/A, Ext/A
Kühlmittelverluststörfall	100	24,2	23,3	Inh/I, Inh/A	**Ext/A**, Ing/A, Ing/I

[1]) Mit Beitrag zur Wolken- bzw. Bodendosis > ca. 10% (wichtigster Pfad insgesamt **fett** hervorgehoben)

Ext = Externe Bestrahlung E = Edelgase
Inh = Inhalation I = Jod
Ing = Ingestion A = Aerosole

7.4 ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER AUSLEGUNGSSTÖRFÄLLE

Der Nachweis eines ausreichenden Sicherheitskonzepts wird im Rahmen der Auslegung anhand umfassender Störfallanalysen geführt. Dabei muss nachgewiesen werden, dass für alle während der Lebensdauer einer Anlage zu erwartenden und für alle nach menschlichem Ermessen nicht auszuschliessenden Ereignisse die Anlage so ausgelegt ist, dass dabei keine für die Umgebung gefährlichen Dosisbelastungen auftreten. Diesen Nachweis hat der Betreiber der Anlage Leibstadt bereits im Rah-

men des Inbetriebnahme- und Betriebsbewilligungsverfahrens erbracht. Die HSK hat diesen Nachweis in einem detaillierten Gutachten beurteilt und akzeptiert.

Im Rahmen des Gesuchs um die Leistungserhöhung erbrachte der Betreiber den Nachweis, dass mit der heutigen Anlagenausführung und dem vorhandenen Sicherheitskonzept alle vorgeschriebenen sicherheitsrelevanten Grenzwerte und die maximal zulässigen Dosisbelastungen in der Umgebung eingehalten werden. Dazu hat der Betreiber resp. dessen Reaktorlieferant den Einfluss der Leistungserhöhung auf den Ablauf aller Auslegungsstörfälle untersucht und für diejenigen Ereignisse, bei denen ein merkbarer Einfluss zu erwarten ist, nochmals detailliert analysiert. Die HSK hat dieses Vorgehen geprüft und akzeptiert und die analysierten Störfallabläufe bewertet.

Von der Störfallgruppe der Transienten sind Druckstörungen, Reaktorniveaustörungen, Leistungsstörungen, Reaktivitätsstörungen sowie sogenannte langsame Transienten im Detail untersucht worden. Die Analysen zeigen, dass die bisher als limitierend bekannten Störfallabläufe auch bei erhöhter Leistung begrenzend sind und zur Festlegung der Betriebsgrenzwerte zyklusspezifisch untersucht werden müssen. Die Werte für die Änderung des kritischen Leistungsverhältnisses während einer Transiente werden durch die Leistungserhöhung nicht wesentlich beeinflusst. Der Überdruckschutz des Reaktors ist mit ausreichendem Sicherheitsabstand gewährleistet. Zur Beherrschung des unwahrscheinlichen Ausfalls beider Hochdruckspeisewasservorwärmer wurde im Stillstand 1995 ein automatischer Einwurf von ausgewählten Steuerstäben (SRI) zur schnellen Leistungsreduktion nachgerüstet. Diese Massnahme wird auch bei gleichzeitigem Ausfall beider Umwälzpumpen eingesetzt, um damit möglichen Kerninstabilitäten vorzubeugen. Zudem besteht seit dem Stillstand 1995 auch die Möglichkeit, einen SRI notfalls von Hand auszulösen.

Zur Begrenzung der Folgen bei Transienten mit Versagen der Reaktorschnellabschaltung (ATWS) verlangt die HSK die Realisierung einer automatischen Reduzierung der Speisewasserfördermenge (Speisewasser „Run-back"). Damit kann die Erwärmung des Kondensationsbeckenwassers deutlich verzögert werden, was auch für die manuelle Auslösung des Vergiftungssystems mehr Zeit zulässt.

Das gesamte Spektrum der zu unterstellenden Kühlmittelverluststörfälle wurde unter Berücksichtigung des Einzelfehler- und Instandhaltungskriteriums für die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass alle für Kühlmittelverluste festgelegten Sicherheitsgrenzen des Reaktors problemlos eingehalten werden. Dies ist insofern nicht überraschend, als erfahrungsgemäss Kühlmittelverluststörfälle für moderne Siedewasserreaktoren nicht begrenzend sind und deshalb immer ein deutlicher Abstand der berechneten zu den zulässigen sicherheitsrelevanten Werten (maximale Hüllrohrtemperatur, lokale Hüllrohroxidation und Wasserstoffproduktion im Reaktorkern) ausgewiesen wird. Bei Kühlmittelverluststörfällen können hingegen die Belastungen für das Primärcontainment so gross werden, dass die Auslegungsgrenze für die Temperatur des Kondensationsbeckens nahezu erreicht wird. Aufgrund der vorliegenden Ergebnisse konnte aufgezeigt werden, dass auch in Not-

standsituationen (nur das SEHR-System verfügbar) die gemäss Technischen Spezifikationen maximal zulässige Temperatur des Kondensationsbeckens nicht überschritten wird, nachem im Stillstand 1995 die SEHR-Grundwasserfassung verbessert und der Förderkapazität der SEHR-Grundwasserpumpen erhöht wurden.

Die Untersuchungen von Leitungsbrüchen ausserhalb des Drywells und von systemübergreifenden Ereignissen haben gezeigt, dass deren Auswirkungen durch die Leistungserhöhung nicht oder nur unwesentlich beeinflusst werden. Alle Auslegungsgrenzwerte werden eingehalten.

Mit der Analyse der radiologischen Auswirkungen in der Umgebung bei Auslegungsstörfällen muss aufgezeigt werden, dass durch Anlagenkonzept, -ausführung und -betrieb die in der HSK-Richtlinie R-11 festgelegten Dosisrichtwerte für Einzelpersonen in der Umgebung der Kernanlage eingehalten werden. Da sich in den letzten Jahren die Annahmen zur Dosisberechnung wesentlich geändert haben, wurden für einige ausgewählte Störfälle die zu erwartenden Dosen berechnet, um aufzuzeigen, dass auch mit diesen geänderten Annahmen und bei erhöhter Leistung die radiologischen Richtwerte eingehalten werden. Diese Störfälle decken die wichtigsten Störfallgruppen für interne Ereignisse ab, nämlich Kühlmittelverlust, Reaktivitätsstörung, Rohrbrüche ausserhalb des Containments und Ereignisse bei der Handhabung von Brennelementen. Die Ergebnisse zeigen, dass für alle untersuchten Ereignisse die zu erwartenden Dosisbelastungen für eine Einzelperson in der Umgebung des Kraftwerks unterhalb der zulässigen Richtwerte liegen. Dieses Ergebnis konnte die HSK durch unabhängige Analysen bestätigen, wobei die HSK Zweifel hat an der Korrektheit der Analyse für den Kühlmittelverluststörfall, insbesondere bezüglich der getroffenen Annahmen zum direkten Freisetzungspfad Primärcontainment → Umgebung. Die HSK verlangt, dass die Leckage dieser direkten Freisetzung auf weniger als 0,01 Vol%/Tag begrenzt wird. Zudem wurde der Betreiber aufgefordert, die radiologischen Konsequenzen dieses Störfalls neu zu bestimmen und alle dabei getroffenen Annahmen und Randbedingungen plausibel zu begründen.

Die Ergebnisse der Störfallanalysen zeigen, dass die Anlage Leibstadt geeignet ist, Auslegungsstörfälle auch bei der beantragten Leistung von 3600 MW_{th} zu beherrschen.

8. PROBABILISTISCHE SICHERHEITSANALYSE ZUR BEWERTUNG AUSLEGUNGSÜBERSCHREITENDER STÖRFÄLLE

8.1 EINLEITUNG

Mit dem für Kernkraftwerke entwickelten Sicherheitskonzept ist eine weitreichende und umfassende Vorsorge gegen das Eintreten von Störfällen, deren anlageinternen Konsequenzen und die dadurch verursachte Freisetzung radioaktiver Stoffe getroffen worden. Im Rahmen dieses Sicherheitskonzepts werden festgelegte Störfälle, die sogenannten Auslegungsstörfälle, in ihren möglichen Abläufen und Auswirkungen detailliert untersucht. Bei diesen deterministischen Analysen werden normalerweise konservative Randbedingungen vorgegeben. Dazu gehört unter anderem die Annahme eines beliebigen Einzelfehlers in einem Sicherheitssystem, der den Störfallablauf ungünstig beeinflusst. Mit diesen Annahmen muss nachgewiesen werden, dass für diejenigen auslösenden Ereignisse, mit deren Eintreten während der Lebensdauer der Anlage gerechnet werden muss oder die nach menschlichem Ermessen nicht ausgeschlossen werden können, eine Kernbeschädigung vermieden werden kann. Bei diesen Störfällen, die durch die Sicherheitssysteme auslegungsgemäss beherrscht werden, treten somit keine oder zumindest keine schwerwiegenden Auswirkungen in der Umgebung auf.

Aufgrund von Studien und Betriebserfahrungen ist bekannt, dass auch das Eintreten von Mehrfachfehlern in Sicherheitssystemen oder das Versagen mehrerer Rückhaltebarrieren für radioaktive Stoffe nicht gezwungenermassen zu einem Unfall mit massiver Freisetzung radioaktiver Stoffe in die Umgebung führen muss, da Kernkraftwerke über Sicherheitsreserven verfügen, die das Spektrum der beherrschbaren Störfälle über die eigentliche Auslegungsbasis hinaus erstrecken. Es ist das Ziel und die Aufgabe einer Risikountersuchung, diese Sicherheitsreserven zu beurteilen und diejenigen Grenzen der Anlage aufzuzeigen, bei deren Überschreiten mit schweren Unfällen zu rechnen ist. Risikoanalysen befassen sich daher mit Ereignisabläufen, bei denen mehrere Sicherheitssysteme versagen oder aus anderen Gründen Auslegungsgrenzwerte überschritten werden. Sie sind somit eine Ergänzung und Erweiterung der deterministischen Sicherheitsanalysen. Mit ihrer probabilistischen Methode erlauben die Risikoanalysen eine quantitative Bewertung der Bedeutung von schweren Unfällen. Sie können zudem Schwachstellen in der sicherheitstechnischen Auslegung identifizieren und Massnahmen zur Störfallbeherrschung resp. -milderung aufzeigen und bewerten. Umfassend angewendet liefern sie einen wertvollen Beitrag zu einer ausgewogenen sicherheitstechnischen Beurteilung der Anlage und ihrer Betriebsführung.

Eine vollständige Risikountersuchung oder probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA) erfolgt in drei Schritten, die als PSA-Studien der Stufe 1, Stufe 2 und Stufe 3 bezeichnet werden. Die Analyse der Stufe 1 umfasst im wesentlichen die Bestimmung der Häufigkeit derjenigen Störfallabläufe, die zu

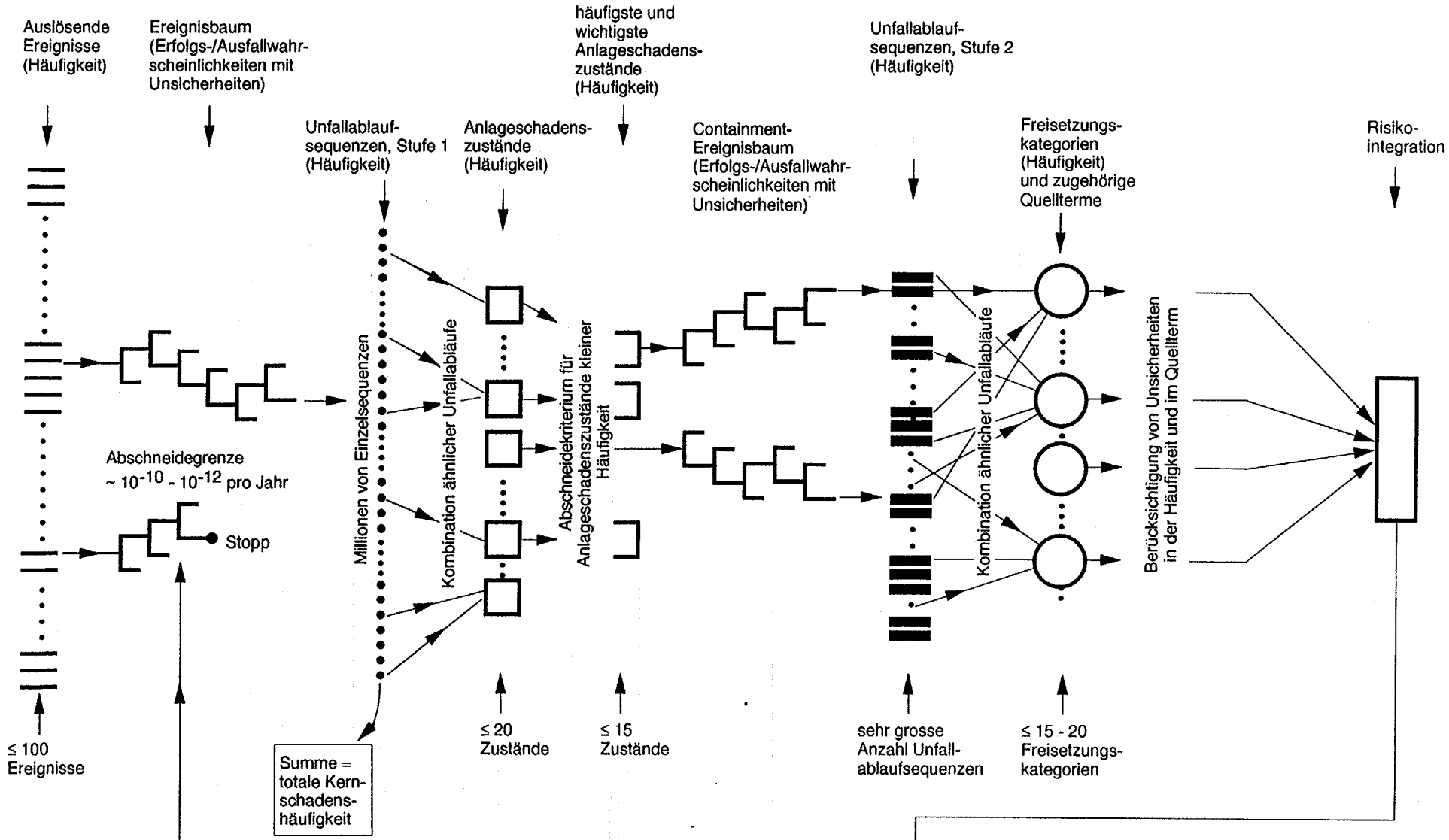


Abb. 8 - 1

Methodik der Probabilistischen Sicherheitsanalyse für die Stufen 1 und 2

einem Kernschaden führen. Die Analyse der Stufe-2 berechnet für diese Störfallabläufe die zeitabhängige Freisetzungsrate radioaktiver Stoffe in die Umgebung, und die Analyse der Stufe 3 bestimmt schliesslich die Konsequenzen resp. den Schaden in der Umgebung des Kernkraftwerks durch die freigesetzten radioaktiven Stoffe. In Abb. 8-1 sind die einzelnen Vorgehensschritte für die Stufe-1- und Stufe-2-Analyse sowie deren gegenseitige Verknüpfung vereinfacht dargestellt. Ausführlichere Angaben sind in den HSK-Gutachten für die Anlagen Beznau II und Mühleberg enthalten[1].

Im Rahmen des Gesuchs um Leistungserhöhung musste der Betreiber nachweisen, dass durch die Leistungserhöhung keine unverhältnismässige Risikoerhöhung zu erwarten ist (Kap. 1.2.2), insbesondere muss er aufzeigen, dass keine sogenannten „Cliff-edge"-Effekte auftreten, die zu einer sprunghaften Risikozunahme führen könnten. Zudem wird verlangt, dass der Betreiber nachweist, dass das Risiko im Leistungsbetrieb insgesamt betrachtet gering ist und im Rahmen des für moderne Anlagen zu erwartenden und deshalb allgemein akzeptierten Bereichs liegt. Diese letzte Forderung ist unabhängig von einer Leistungerhöhung zu erfüllen und zwar als Nachweis einer sicherheitstechnischen Ausgewogenheit der Anlage und des Nichtvorhandenseins risikodominanter Schwachstellen. Eine entsprechende Forderung wurde bereits 1987 von der HSK für alle schweizerischen Kernkraftwerke erhoben.

In den nachfolgenden Kapiteln werden sowohl die Ergebnisse der (Living) PSA-Studie für Leibstadt (LPSA) diskutiert als auch der Einfluss der Leistungserhöhung auf das Anlagenrisiko. Die Ergebnisse der PSA-Studie werden eher summarisch diskutiert, ohne im einzelnen auf jeden Teilschritt zu deren Ableitung genauer einzugehen. Die HSK hat die LPSA-Studie im Detail überprüft und zwar in gleicher Tiefe und gleichem Umfang wie bereits für die Anlagen Mühleberg und Beznau[1].

8.2 BISHERIGE PROBABILISTISCHE ANALYSEN FÜR DAS KKW LEIBSTADT

Bereits im Rahmen der Anlagenprojektierung wurden probabilistische Analysen zur Optimierung der Not- und Nachkühlsysteme berücksichtigt. Dieses Vorgehen ging auf eine 1975 in ihrer Stellungnahme zum KKL-Sicherheitsbericht gestellte Forderung der KSA zurück. Bereits 1978 hatte die Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) - damals Gesellschaft für Reaktorsicherheit - im Auftrag der KSA eine probabilistische Studie für die Not- und Nachkühlsysteme des Kernkraftwerks Leibstadt vorgelegt.

---

[1] HSK 15/130: Gutachten zum Gesuch um Erteilung der unbefristeten Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Beznau II (April 1994);
HSK 11/250: Gutachten zum Gesuch um unbefristete Betriebsbewilligung und Leistungserhöhung für das Kernkraftwerk Mühleberg (Oktober 1991)

Im Jahre 1979 hat der Gesuchsteller die Firma Elektrowatt London (EWI) mit der Durchführung einer probabilistischen Studie beauftragt. Die anfänglich auf die Not- und Nachkühlsysteme beschränkten probabilistischen Analysen wurden später auf alle wichtigen Sicherheits- und Betriebssysteme erweitert und zu einer vollständigen, dem damaligen Stand der Technik entsprechenden Stufe-1-Studie erweitert. Diese erstmals 1983 vorgelegte Sicherheitsanalyse lehnte sich stark an die damals vorhandene Studie für die Anlage Grand Gulf[2] (ebenfalls eine GE-BWR/6-Mark-III-Anlage) an; das PSA-Modell reflektierte somit noch nicht alle KKL-spezifischen Gegebenheiten. Die Studie entsprach zudem noch nicht dem heute üblichen Stand, indem beispielsweise sogenannte Common-Cause-Fehler nicht berücksichtigt wurden und die Studie zudem nur anlagenintern ausgelöste Ereignisse berücksichtigte. Die Ergebnisse dieser Studie zeigten, dass die Anlage keine offensichtlichen Schwachstellen aufweist und dass das Risikoprofil der Anlage durchaus vergleichbar ist mit demjenigen anderer moderner Anlagen; die totale Kernschadenshäufigkeit für interne Ereignisse wurde mit $3{,}5 \cdot 10^{-6}$/Jahr ausgewiesen.

1991 wurde entschieden, die Stufe-1-Analyse zu vervollständigen und entsprechend dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik zu verbessern. Zudem soll die neue Analyse auch für „Living"-PSA Anwendungen verwendet werden können, z.B. zur Optimierung von Vorschriften, Test- und Unterhaltsstrategien. Die Studie sollte externe Ereignisse, eingeschlossen interne Brände und Überflutungen, und die geplante Reaktorleistung von 3600 MW_{th} berücksichtigen. Teile der Studie wurden als Entwurf der HSK im Dezember 1993 zur Stellungnahme eingereicht. Die vollständige Stufe-1-Studie lag der HSK als Entwurf im Mai 1994 zur Beurteilung vor. Die HSK-Kommentare zu dieser Studie sind in eine verbesserte PSA-Studie eingeflossen, die im März 1995 der HSK eingereicht wurde.

Es ist zu beachten, dass diese PSA-Studie im wesentlichen den Anlagezustand von 1992 berücksichtigt und somit noch nicht alle heute realisierten Anlageverbesserungen einschliesst. Dies betrifft insbesondere die 1993 erfolgte Installation neuer Saugkörbe der Notkühlsysteme im Kondensationsbecken (Kap. 3.3.4) und die 1994 erfolgte Nachrüstung der zusätzlichen externen Stromversorgung des SEHR-Systems (Kap. 3.2.1).

Die Stufe-2-Studie für die Anlage Leibstadt wurde 1988 abgeschlossen und der HSK zur Beurteilung eingereicht. Diese Studie berücksichtigt noch die heutige Reaktorleistung von 3138 MW_{th} und lehnt sich stark an die damals im Entwurf vorhandene Stufe-2-Studie[3] für die Anlage Grand Gulf an. Die HSK hat diese Stufe-2-Studie für Leibstadt kommentiert. Der Einfluss der Leistungserhöhung auf das

---

2 NUREG/CR-1659/4 of 4: „Reactor Safety Study Methodology Applications Program - RSSMAP", Grand Gulf Unit 1 BWR Power Plant; (Oct. 1981)

3 NUREG/CR-4551: „Evaluation of Severe Accident Risks and the Potential for Risk Reduction: Grand Gulf, Unit 1", 1987

Risiko der Anlage wurde unter Berücksichtigung der Ergebnisse der aktuellen Stufe-1-Studie vom März 1995 abgeschätzt und ist ebenfalls in der PSA-Studie vom März 1995 dokumentiert.

Die HSK hat für die Anlage KKL eine von der oben erwähnten Studie weitgehend unabhängige Stufe-2-Analyse durchgeführt und insbesondere den Einfluss der Leistungserhöhung auf das Risikoprofil der Anlage im Detail untersucht. Die HSK-Analyse berücksichtigt die vorgesehene Reaktorleistung von 3600 MW_{th}. Die wichtigsten Ergebnisse dieser HSK-Untersuchung werden nachfolgend diskutiert und mit den Resultaten der KKL-Analyse verglichen.

8.3 ERGEBNISSE DER STUFE-1-ANALYSE

8.3.1 Analyse und Ergebnisse für interne Ereignisse

Die heute vorliegende PSA-Studie für die Anlage Leibstadt (LPSA) beinhaltet eine detaillierte und umfassende Stufe-1-Analyse für interne Ereignisse. Die HSK hat diese Analyse im Detail geprüft und ist der Ansicht, dass das methodische Vorgehen dem heutigen Stand der Technik entspricht und nach heutigem Kenntnisstand die massgebenden Unfallabläufe umfasst. Ohne im einzelnen auf Details einzugehen, sollen nachfolgend kurz die wichtigsten Teilschritte der LPSA-Studie bewertet werden.

8.3.1.1 Auslösende Ereignisse

Die LPSA berücksichtigt insgesamt 9 auslösende Transientengruppen, 8 Kühlmittelverluststörfallgruppen und, allerdings nur in einer vereinfachten Form („Screening Analyse"), 5 spezielle, durch den Ausfall von Hilfssystemen bedingte Ereignisse sowie als Spezialfall ein Leck an der Hochdruck-/Niederdrucksystemgrenze („ISLOCA"). Die LPSA-Analyse konzentriert sich allerdings weitgehend auf die ersten beiden Störfallgruppen, nämlich Transienten und Kühlmittelverluststörfälle. Die Berücksichtigung dieser Störfallgruppen entspricht dem heutigen Stand der Technik.

Die HSK hat in ihrer eigenen Analyse zusätzlich Ereignisse betrachtet, die durch den Ausfall von Versorgungs- und Hilfssystemen ausgelöst werden. Aus Erfahrung ist bekannt, dass solche Ausfälle unter Umständen zu schwer beherrschbaren Störungen in einer Anlage führen können und deshalb in einer PSA zu berücksichtigen sind. In der LPSA wurden Ausfälle von Stromschienen nur mit einem vereinfachten Verfahren analysiert, ebenso der Ausfall der Steuerluft, der RDB-Niveaumessung und des nuklearen Zwischenkühlwassersystems. Dieses Vorgehen entspricht nach Ansicht der HSK heute nicht mehr dem Stand der Technik, schränkt die Anwendung der Studie für „Living"-PSA-Zwecke ein und sollte verbessert werden. Die HSK hat in ihren eigenen Analysen solche Ausfälle von Versorgungs- und Hilfssystemen detailliert untersucht und u.a. Ausfälle wichtiger elektrischer Schienen und von Zwischen- und Nebenkühlwassersystemen analysiert. Die Untersuchungen zeigen, dass der

Ausfall des Zwischenkühlwassersystems im Maschinenhaus als auslösendes Ereignis nicht vernachlässigbar ist, während die übrigen durch Versagen von Versorgungs- und Hilfssystemen ausgelösten Ereignisse nicht wesentlich zur Kernschadenshäufigkeit beitragen.

Die Häufigkeit auslösender Ereignisse wurde aufgrund generischer und anlagespezifischer Erfahrungen abgeleitet, um dadurch eine breitere statistische Basis zu erhalten und die Streuung der Eingabedaten zu reduzieren. Dieses Vorgehen ist üblich und entspricht dem Stand der Technik. Dabei ist zu beachten, dass im allgemeinen die Eintrittshäufigkeit durch die Berücksichtigung der generischen Daten eher höher ausfällt als dies allein aufgrund KKL-spezifischer Erfahrungen zu erwarten wäre. Gemäss generischen Daten wäre jährlich mit rund sieben zu einer Reaktorschnellabschaltung führenden Transienten zu rechnen. Aufgrund der anlagespezifischen Erfahrungen ist für Leibstadt allerdings nur mit rund zwei entsprechenden Störungen zu rechnen. Die Kombination beider Erfahrungswerte mittels Bayes'schem Verfahren ergibt eine Häufigkeit von 2,8/Jahr, die in der LPSA-Studie und in der HSK-Analyse berücksichtigt wurde. Da für Kühlmittelverluststörfälle keine KKL-spezifischen Ereignisse vorliegen („Nullstatistik"), wurde der generische Wert von $7{,}4 \cdot 10^{-3}$/Jahr in der LPSA berücksichtigt.

8.3.1.2 Komponentenausfalldaten

Für die Bestimmung der Komponentenausfalldaten wurden ebenfalls generische und anlagespezifische Erfahrungen ausgewertet. Die generischen Daten stammen vorwiegend aus der NUREG-1150 Studie, der IEEE 500[4] und aus nordischen Untersuchungen[5]. Die Kombination dieser generischen Daten mit den anlagespezifischen Erfahrungen erfolgt wie üblich nach dem Bayes'schem Verfahren. Die anlagespezifischen Informationen wurden vorwiegend aus den Instandhaltungs- und Arbeitsaufträgen sowie aus den System- und Instrumentenfunktionstests (SFT und IFT) abgeleitet. Dieses Vorgehen entspricht dem Stand der Technik. Eine Stichprobenprüfung der HSK hat ergeben, dass die mit diesem Verfahren abgeleiteten Ausfalldaten im Rahmen der üblicherweise für moderne Anlagen zu erwartenden Werte liegen.

Berücksichtigt werden selbstverständlich auch Komponenten-, System- und Systemstrangunverfügbarkeiten aufgrund von Unterhalts- und Prüfarbeiten. Die entsprechenden Informationen berücksichtigen korrekterweise nur die anlagespezifischen Erfahrungen, da Unterhalts- und Prüfkonzept von Anlage zu Anlage recht unterschiedlich sind.

---

[4] IEEE Std 500-1977: „IEEE Guide to the Collection and Presentation of Electrical, Electronic and Sensing Component Reliability Data for Nuclear Power Generating Stations"

[5] Nordic T-Book: „Reliability Data of Components in Nordic Nuclear Power Plants", 3rd Edition, 1992

Die Berücksichtigung der Common-Cause Ausfälle (Komponentenausfälle aufgrund gemeinsamer Ursachen) erfolgte mittels Alpha- oder Beta-Faktor-Methode. Die α- und ß-Faktoren geben im wesentlichen den Anteil an gleichzeitigen Ausfällen von mehr als einer gleichartigen Komponente an. Die Zahlen werden aufgrund von Erfahrungen, z.T. aufgrund von Experteneinschätzungen abgeleitet. Für die LPSA wurden insbesondere Erfahrungen aus den nordischen Ländern verwertet. Dieses Vorgehen entspricht dem Stand der Technik und wird von der HSK akzeptiert.

8.3.1.3. Operateurhandlungen

Wie für PSA-Studien üblich werden auch in der LPSA drei verschiedene Arten von Operateurhandlungen betrachtet:

- Handlungen bei Routinetests, Wartungen und Reparaturen an Systemen
- Handlungen bei Störfällen gemäss Anweisungen in Betriebs- und Notfallvorschriften
- Handlungen im Rahmen anlageinterner Notfallmassnahmen (Accident-Management-Massnahmen)

Handlungen zur Störfallbeherrschung werden auch als dynamische Operateurhandlungen bezeichnet.

Nicht untersucht werden Handlungen im Normal- und Störfallbetrieb, die nicht vorgeschrieben und für die demzufolge keine Anweisungen vorhanden sind. Solche Operateurhandlungen werden in PSA-Studien grundsätzlich nicht berücksichtigt. Solche „spontane" Fehlhandlungen sind aufgrund der Ausbildung und der Arbeit im Team unwahrscheinlich. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden willentliche Fehlhandlungen oder bewusste Beschädigungen von Anlageinstallationen. Solche als Sabotage bezeichneten Handlungen werden im Rahmen von PSA-Studien bis heute nicht berücksichtigt. Die dazu notwendigen Methoden sind nicht vorhanden und dürften auch schwer zu entwickeln sein. Interne Sabotage wird durch ein gutes Betriebsklima und durch zusätzliche Kontrollen durchgeführter Arbeiten, externe Sabotage durch ein Schutzkonzept gegen Einwirkungen Dritter vermieden.

Operateurhandlungen während Systemtests, -unterhalt oder -reparaturen werden direkt im Systemfehlerbaum berücksichtigt (Kap. 8.3.1.4). Im Rahmen der detaillierten Systemanalysen werden alle wichtigen, d.h. die Systemverfügbarkeit wesentlich beeinflussenden Operateurhandlungen quantitativ bewertet. Für die entsprechende Quantifizierung der Operateurzuverlässigkeit resp. die Wahrscheinlichkeit für eine Fehlhandlung wurden in der LPSA-Studie konservative „Screening"-Werte verwendet, die im wesentlichen aus den im "Handbook of Human Reliability Analysis"[6] zusammengetragenen Daten abgeleitet wurden.

---

[6] A.D. Swain and H.E. Guttmann, "Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Application", NUREG/CR-1278 (August 1983)

Auch die Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit für dynamische Operateurhandlungen beruht auf konservativen Annahmen, d.h. für die vorliegende Studie sind noch keine detaillierten anlagespezifischen Daten für dynamische Operateurhandlungen abgeleitet worden. Die dynamischen Handlungen wurden in Phasen der Erkennung, der Diagnose und der eigentlichen Handlung unterteilt und einzeln bewertet, um daraus die totale Ausfallwahrscheinlichkeit zu bestimmen. Insgesamt wurden elf verschiedene dynamische Handlungen unterschiedlicher Komplexität berücksichtigt und konservativ bewertet.

Für sogenannte „Recovery"-Massnahmen im Rahmen des Accident Managements spielt nebst der Komplexität der Massnahme insbesondere die zur Verfügung stehende Zeit für den Erfolg resp. Nicht-Erfolg einer Handlung eine entscheidende Rolle. Dies wurde in der LPSA-Studie berücksichtigt.

Nach Ansicht der HSK sind in der LPSA die wichtigen, zur Risikobestimmung massgebenden Gruppen von Operateurhandlungen berücksichtigt worden. Zu deren Quantifizierung wurde eine konservative „Screening"-Methode verwendet, was im Rahmen einer ersten Abschätzung zum Einfluss von Operateurhandlungen akzeptiert werden kann. Die HSK verlangt jedoch, dass die Methode zur Quantifizierung von Operateurhandlungen verbessert und dem heutigen Stand der Technik entsprechend durchgeführt wird.

8.3.1.4 Fehler- und Ereignisbaumanalyse

In der LPSA-Studie wird die Methode der kleinen Ereignis-/grossen Fehlerbäume verwendet, ein heute sehr verbreitetes Verfahren. Es wurde auch von der HSK für ihre eigenen Analysen verwendet. Die PSA-Studien für die anderen schweizerischen Kernkraftwerke verwenden demgegenüber die Methode der grossen Ereignis-/kleinen Fehlerbäume.

Die HSK hat im Detail die im LPSA-Modell verwendeten Systemfehlerbäume überprüft und kommentiert. Diese Kommentare sind z.T. bereits in der heute vorliegenden Studie berücksichtigt. Nach Auffassung der HSK sind die Fehlerbäume umfassend und sehr detailliert, was im Hinblick auf die Anwendung als „Living"-PSA sinnvoll ist. Die HSK hat in ihren eigenen Analysen die Fehlerbäume z.T. vereinfacht, um die Komplexität und den Umfang der Analyse zu begrenzen. Dies betrifft vor allem die Bildung von sogenannten Superkomponenten aus verschieden denkbaren Ausfallmöglichkeiten einer einzelnen Komponente resp. eines Teilsystems. Dieses Verfahren ist ohne Verlust an Genauigkeit zulässig.

Die HSK hat auch im Detail die für interne Ereignisabläufe entwickelten Ereignisbäume überprüft und kommentiert. Es sind dabei keine wesentlichen Fehler oder Schwachstellen festgestellt worden. Nach Meinung der HSK entspricht das LPSA-Modell dem Stand der Technik und bildet die Anlage Leibstadt mit ausreichender Genauigkeit nach.

Der hohe Redundanzgrad der Anlage Leibstadt widerspiegelt sich in Umfang und Komplexität des PSA-Modells. Die numerische Auswertung bedarf modernster Computer und Rechenprogramme, um die Milliarden von denkbaren Komponentenausfallkombinationen zu bestimmen, die zu einem Unfall führen können. Die Häufigkeiten dieser einzelnen Unfallablaufsequenzen sind andererseits extrem klein, meistens wesentlich kleiner als 10^{-12}/Jahr (weniger als einmal in 1 Billion Jahren). Dies führt dazu, dass zur Bestimmung der totalen Kernschadenshäufigkeit Milliarden von denkbaren, im einzelnen aber extrem unwahrscheinlichen Unfallablaufsequenzen addiert werden müssen. In der HSK-Analyse wurden beispielsweise pro auslösendes Ereignis bis zu einigen 10^{12} Einzelsequenzen berücksichtigt, was an die Grenzen heutiger Computertechnik stösst. Die Berechnung der Unsicherheiten der totalen Kernschadenshäufigkeit sowie der Bedeutung (Importanz) von Komponenten und Operateurhandlungen basiert beim HSK-Modell im wesentlichen auf den ersten 3000 zur Kernschadenshäufigkeit am meisten beitragenden Unfallsequenzen. Die übrigen denkbaren Unfallsequenzen resp. Ausfallkombinationen (Minimalschnitte) werden näherungsweise berücksichtigt. Dieses Verfahren ergibt gute Ergebnisse, solange die ersten 3000 Sequenzen die totale Kernschadenshäufigkeit massgeblich bestimmen (beispielsweise mehr als 90%). Im Falle des PSA-Modells für Leibstadt tragen die ersten 3000 Unfallsequenzen gemäss HSK-Analyse ca. 65% zur totalen Kernschadenshäufigkeit bei, d.h. dass die Importanzergebnisse mit gewissen Fehlern behaftet sind. Dies trifft insbesondere für Sequenzen zu, die aufgrund des Ausfalls der Nachwärmeabfuhr zu einer Kernbeschädigung führen. Die ersten 3000 Unfallsequenzen dieser Störfallgruppe tragen gemäss HSK-Rechnung nur rund 25% zur gruppenspezifischen Kernschadenshäufigkeit bei, d.h. Aussagen zur Bedeutung von Komponenten, Systemen oder Operateurhandlungen sind für diese Unfallsequenzen kaum mehr möglich.

Die numerischen Probleme mit dem von der HSK verwendeten PSA-Programm sind in noch ausgeprägterem Mass auch bei dem vom KKL verwendeten Programm ersichtlich. Um den Umfang einer Analyse wegen Rechenzeit und Speicherplatz zu begrenzen, muss bei jeder Analyse ein absolutes und ein relatives Abschneidekriterium vorgegeben werden, beispielsweise 10^{-12}/Jahr und 10^{-8}. Dies bedeutet, dass alle Sequenzen mit einer absoluten Häufigkeit $< 10^{-12}$/Jahr resp. einer bedingten Häufigkeit von $< 10^{-8}$ nicht mehr berücksichtigt werden. Das von KKL benutzte Programm macht nun eine Abschätzung der Kernschadenshäufigkeit aller nicht mehr berücksichtigten Unfallsequenzen. Die Ergebnisse zeigen, dass dieser Beitrag, der sogenannte „Abschneide"-Fehler, oft grösser ist als die rechnerisch ausgewiesene Kernschadenshäufigkeit. In der LPSA-Studie wird deshalb dieser „Cut-off"-Fehler näherungsweise berücksichtigt. Trotzdem ist zu beachten, dass die ausgewiesenen Werte in der LPSA-Studie gewisse Ungenauigkeiten aufweisen können.

Diese Schwierigkeiten der genauen Bestimmung der totalen Kernschadenshäufigkeit oder von Importanzwerten ist ein direkter Hinweis darauf, dass die Anlage sicherheitstechnisch sehr ausgewogen ist und keine offensichtlichen Schwachstellen aufweisen kann.

8.3.1.5 Ergebnisse für interne Ereignisse

Die Ergebnisse der Stufe-1-Analyse für anlageintern ausgelöste Ereignisse sind in Tab. 8-1 zusammengestellt. Die Kernschadenshäufigkeit für diese Ereignisse beträgt gemäss KKL-Analyse $2{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr, gemäss HSK-Analyse $4{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr. Der Unterschied von etwa einem Faktor 2 liegt durchaus im Rahmen der Unsicherheiten solcher Analysen (vgl. Abb. 8-2). Die Gründe für die Abweichungen sind in Tab. 8-1 angegeben. Die wichtigsten Unterschiede zwischen der KKL- und HSK-Analyse und deren Einfluss auf die Ergebnisse sollen nachfolgend diskutiert werden:

- In der HSK-Analyse wird ein gleichzeitiger Ausfall aller fünf Notstromdiesel (CCF) im Anforderungsfall berücksichtigt und zwar sowohl ein gleichzeitiges Startversagen als auch ein Laufversagen. In der KKL-Analyse wird nur ein gleichzeitiges Start- aber kein gleichzeitiges Laufversagen unterstellt. Nach Ansicht der HSK ist ein gleichzeitiges Laufversagen zu berücksichtigen. Dies ist gerade für moderne Anlagen, die normalerweise eine sehr geringe totale Kernschadenshäufigkeit aufweisen, wichtig. Für moderne Anlagen ist der mögliche Totalverlust der Wechselstromversorgung („Station Blackout"[7]) einer der wenigen Gründe, weshalb sich eine Störung zum schweren Unfall entwickeln kann.

  Die HSK hat für die Quantifizierung des gleichzeitigen Laufversagens aller Notstromdiesel in Ermangelung anlagespezifischer Daten einen aufgrund amerikanischer Erfahrung ermittelten ß-Faktor von $3{,}4 \cdot 10^{-3}$ verwendet[8]. Dieser Wert ist für KKL konservativ, da er die technischen Unterschiede zwischen den Notstrom- und SEHR-Dieseln nicht berücksichtigt. In den HSK-Analyse wurde zudem, in Übereinstimmung mit den LPSA-Angaben, eine Diesellaufzeit von 15 (oder 24) Stunden unterstellt, obwohl erfahrungsgemäss während dieser Zeit eine ausgefallene externe Wechselstromvorsorgung meistens wieder hergestellt werden kann. Die HSK erwartet, dass bei der nächsten Aufdatierung der LPSA-Studie das gleichzeitige Start- und Laufversagen der Notstromdiesel anlagespezifisch berücksichtigt wird und die Diesellaufzeiten nochmals überdacht werden.

- In den HSK-Analysen wird in Übereinstimmung mit den LPSA-Angaben unterstellt, dass die Batterien der RCIC-Pumpen nach lediglich zwei Stunden entladen sind. Nach dieser Zeit wird ein Versagen der RCIC-Einspeisung angenommen. In der LPSA-Analyse wird ein RCIC-Ausfall als Folge einer Batterieerschöpfung nicht berücksichtigt (der Zusammenhang zwischen RCIC und Batterie ist nicht modelliert). Die RCIC-Batterien dürften wahrscheinlich für mehr als zwei Betriebsstunden ausreichen, d.h. die getroffene Annahme in der HSK-Analyse ist konservativ. Diese Annahme hat

---

7 Im vorliegenden Gutachten wird unter „Station Blackout" immer der Totalausfall der gesamten externen und internen Wechselstromversorgung verstanden. Diese Definition ist in PSA-Studien üblich, entspricht aber nicht genau der Definition gemäss 10 CFR §50.2

8 Atwood and Stevenson, „Common Cause Fault Rates for Diesel Generators: Estimates Based on Licensee Event Reports at U.S. Commercial Nuclear Power Plants, 1976-1978", NUREG/CR-2099, Rev.1, 1982

Tab. 8-1 Mittlere Kernschadenshäufigkeit (CDF) für interne Ereignisse: Transienten

Auslösende Ereignisgruppe	Repräsentatives Ereignis	KKL Ergebnis		HSK-Ergebnis		Bemerkungen (Unterschied zwischen KKL- und HSK-Ergebnissen)
		Häufigkeit (pro Jahr)	Anteil (%) an totaler CDF	Häufigeit (pro Jahr)	Anteil (%) an totaler CDF	
T01	Verlust Hauptwärmesenke	7.9E-7	37.0	1.0E-6	25.1	
T02	Reaktorschnell-abschaltung	3.3E-8	1.5	1.9E-7	4.6	Berücksichtigung von „Containment Feed&Bleed" in der KKL-Analyse (vgl. Text). Hauptbeitrag durch ATWS-Sequenzen
T03	Turbinenabschaltung	8.9E-9	0.4	5.5E-8	1.3	wie T02
T04	Reaktivitätsstörung	4.5E-9	0.2	2.6E-8	0.6	wie T02
T05	Steuerstabfehlfahren	1.8E-8	0.8	2.4E-8	0.6	wie T02
T06	Verlust externe Netzeinspeisung	4.4E-7	20.6	1.4E-6	33.6	Gleichzeitiger Ausfall aller 5 Notstromdiesel im Anforderungsfall („Run"-CCF) nur in der HSK-Analyse berücksichtigt; HSK-Analyse berücksichtigt Ausfall des RCIC nach Ausfall der Batterien (Belastungs-dauer 2 Std); unterschiedliche Bewertung von Operateurhandlungen (AM).
T07	Offengebliebenes Sicherheits-/Abblaseventil	7.2E-8	3.4	1.2E-7	2.8	Deutlich höhere Beiträge der TQW-Sequenzen in der HSK-Analyse als in der KKL-Rechnung (verschiedene Gründe).
T08	Verlust Speisewasser	2.0E-7	9.3	2.2E-7	5.4	
T09	Fehlerhaftes Verhalten Reaktorregelung	2.3E-9	0.1	1.2E-8	0.3	wie T02
Total Transienten		**1.6E-6**	**73.4**	**3.1E-6**	**74.4**	

Tab. 8-1 (Forts): Mittlere Kernschadenshäufigkeit (CDF) für interne Ereignisse: Kühlmittelverluststörfälle

Auslösende Ereignisgruppe	Repräsentatives Ereignis	KKL Ergebnis		HSK-Ergebnis		Bemerkungen (Unterschied zwischen KKL- und HSK-Ergebnissen)
		Häufigkeit (pro Jahr)	Anteil (%) an totaler CDF	Häufigkeit (pro Jahr)	Anteil (%) an totaler CDF	
LSL	Grosser KMV (Dampf) BF > 0.019 m^2	7.0E-9	0.3	1.1E-8	0.3	HSK berücksichtigt eine höher Eintrittshäufigkeit (vgl. Text)
ISL	Mittlerer KMV (Dampf) 0.0093m^2 < BF < 0.019 m^2	3.6E-8	1.7	5.9E-8	1.4	wie LSL
SSL	Kleiner KMV (Dampf) BF < 0.0093 m^2	6.5E-9	0.3	1.8E-8	0.4	wie LSL
VRL	Extrem grosser KMV (RDB-Versagen)	2.8E-7	13.2	2.8E-7	6.7	
RLL	Bruch Umwälzleitung	5.5E-9	0.3	1.7E-8	0.4	wie LSL; in HSK-Analyse deutlich höhere Beiträge für TQUV-Sequenzen (verschiedene Gründe).
LLL	Grosser KMV (Wasser) BF > 0.019 m^2	6.6E-9	0.3	9.9E-9	0.2	wie LSL
ILL	Mittelgrosser KMV (Wasser) 0.0093 m^2 < BF < 0.019 m^2	4.0E-8	1.9	1.2E-7	3.0	wie LSL, KKL-Analyse berücksichtigt die spezifische Bruchstelle nicht.
MLL	Mittlerer KMV (Wasser) 0.00046 m^2 < BF < 0.0093 m^2	1.0E-7	4.8	2.9E-7	6.9	wie ILL
SLL	Kleiner KMV (Wasser) BF < 0.00046 m^2	4.2E-9	0.2	2.6E-8	0.6	wie T02 und LSL
Total Kühlmittelverlust		**4.9E-7**	**22.9**	**8.4E-7**	**19.9**	

KMV: Kühlmittelverlust (LOCA)
BF: Bruchfläche

Tab. 8-1 (Forts): Mittlere Kernschadenshäufigkeit (CDF) für interne Ereignisse: Spezielle auslösende Ereignisse

Auslösende Ereignisgruppe	Repräsentatives Ereignis	KKL-Ergebnis		HSK-Ergebnis		Bemerkungen
		Häufigkeit (pro Jahr)	Anteil (%) an totaler CDF	Häufigkeit (pro Jahr)	Anteil (%) an totaler CDF	
BUS10BC	Verlust 6.6 kV Schiene 10BC	4.1E-8	1.9	1.4E-8	0.3	KKL berücksichtigt nur eine „Screening" Analyse ohne „schienen-spezifische" Abklärungen
BUS11BM	Verlust 6.6 kV Schiene 11BM	-	-	3.5E-8	0.8	wie BUS10BC
IAS	Verlust Steuerluft	1.2E-8	0.6	3.4E-9	0.1	KKL-Ergebnis beruht auf einer einfachen „Screening"-Analyse
NICCW	Ausfall nukleares Zwischenkühlwassersystem	3.3E-10	0.0	1.3E-9	0.0	KKL-Ergebnis beruht auf einer einfachen „Screening"-Analyse
RVLIS	Verlust Niveaumessung RDB	1.3E-8	0.6	3.6E-9	0.1	KKL-Analyse behandelt den Verlust der Niveaumessung wie einen Bruch der Messleitung; HSK-Analyse berücksichtigt dieses Ereignis analog einem Turbinentrip mit gleichzeitigem Verlust eines Niveaukanals
TICCW	Verlust Zwischenkühlwasser Maschinenhaus	-	-	1.6E-7	3.7	
ISLOCA	Leck an Hochdruck-/Niederdrucksystemgrenze	1.3E-8	0.6	2.6E-8	0.6	
Total spezielle auslösende Ereignisse		**7.9E-8**	**3.7**	**3.0E-7**	**6.8**	
Total interne Ereignisse		**2.2E-6**	**100**	**4.2E-6**	**100**	

Bemerkung: Die LPSA-Analyse für die in obiger Tabelle aufgeführten speziellen auslösenden Ereignisse beruht nur auf einer groben Abschätzung und kann fehlerhaft sein. Die HSK-Analyse dieser Ereignisse beruht auf einer vollständigen Sequenzanalyse. Die Eintrittshäufigkeit des auslösenden Ereignisses wurde aufgrund einer systemspezifischen Fehlerbaumanalyse abgeleitet.

insofern Konsequenzen, als bei einer „Station Blackout"-Sequenz nach zwei Stunden die Kernkühlung auch bei Transienten verloren geht (für Kühlmittelverluststörfälle spielt das RCIC keine Rolle, da es nicht zur Beherrschung solcher Ereignisse vorgesehen ist). Erfahrungsgemäss kann die externe Stromversorgung bei kleineren Schäden relativ schnell wieder hergestellt werden (innerhalb der ersten ein bis zwei Stunden) oder dann erst nach mehreren Stunden (bei grösseren Schäden). Es ist deshalb für eine einigermassen realistische Bestimmung der Kernschadenshäufigkeit von Transienten wichtig, die korrekte RCIC-Batterieentladedauer zu kennen und im PSA-Modell zu berücksichtigen. Eine Entladungszeit der Batterie im Bereich von zehn Stunden (dies scheint aufgrund vorliegender Detailinformationen plausibel) dürfte die Bedeutung von „Station-Blackout"-Sequenzen verringern.

- In der KKL-Analyse wird das sogenannten „Containment Feed & Bleed" berücksichtigt, um in ATWS-Situationen ein Kernschmelzen und ein RDB-Versagen zu verhindern. Diese Notfallmassnahme beinhaltet im wesentlichen die Nachwärmeabfuhr aus dem Kondensationsbecken via Containment-Druckentlastungssystem und die Nachspeisung des Kondensationsbeckens aus noch verfügbaren Wasserquellen, z.B. aus dem Löschwassersystem. In diesem Sinne wurde diese AM-Massnahme auch in der HSK-Analyse berücksichtigt. Im Falle von ATWS-Störfällen soll damit ein Überdruckversagen des Containments verhindert werden, allerdings nur, falls es dem Operateur gelingt, die Reaktorleistung durch Absenken des Reaktorniveaus zu begrenzen. Nach Ansicht der HSK ist diese Massnahme im PSA-Modell des Betreibers nicht korrekt berücksichtigt worden, u.a. wurde sie auch auf Sequenzen angewendet, bei denen die Kontrolle des Reaktorniveaus nicht gelingt. Die HSK ist deshalb der Ansicht, dass die für ATWS-Sequenzen in der KKL-Studie ausgewiesene Kernschadenshäufigkeit die tatsächliche Häufigkeit unterschätzt. Aufgrund der HSK-Analysen ist die durch ATWS-Störfälle bedingte Kernschadenshäufigkeit rund fünfmal grösser als sie in der KKL-Studie ausgewiesen wird (Tab. 8-3).

- Die Eintrittshäufigkeit für Kühlmittelverluststörfälle wurde in der HSK-Analyse höher angesetzt als in der KKL-Studie. Die HSK ist der Ansicht, dass das von KKL angewandte Verfahren zur Ableitung der Eintrittshäufigkeiten aus den Basisdaten nicht unbedingt konservativ ist. Die HSK hat ein etwas konservativeres Vorgehen gewählt. Daraus resultiert eine etwa zweimal grössere Eintrittshäufigkeit als in der KKL-Studie verwendet wird.

- Bei der Analyse der „mittleren" Kühlmittelverluststörfälle hat die HSK den Bruchort berücksichtigt und den möglichen Ausfall des vom Bruch betroffenen Systems eingeschlossen. Dies ist insbesondere wichtig bei Leitungsbrüchen in Notkühlsystemen. In der KKL-Analyse wurde dies nur für den „grossen" und „kleinen" Kühlmittelverlust berücksichtigt. Die Unterschiede in der KKL- und HSK-Analyse machen sich bei Leitungsbrüchen des Niederdruckeinspeisesystems (LPCI) bemerkbar, die als „mittlere" Brüche klassiert sind.

Diese Unterschiede in der PSA-Modellierung begründen im wesentlichen die Abweichungen in den Ergebnissen der beiden Studien. Allein die Berücksichtigung des gemeinsamen Laufversagens der Notstromdiesel erhöht die Kernschadenshäufigkeit um ca. $9 \cdot 10^{-7}$/Jahr.

In Tab. 8-2 sind Importanzwerte für die wichtigsten Ausfallmöglichkeiten von Systemen, Komponenten und Operateurhandlungen zusammengestellt. Die Importanz ist ein relatives Mass für die Bedeutung von Fehlern an Ausrüstungen oder bei Operateurhandlungen. Es ist zu beachten, dass die angegebenen Importanzwerte nach Fussel-Vesely nur den Einfluss einer theoretisch fehlerfreien Komponente resp. Operateurhandlung auf die Kernschadenshäufigkeit angeben und nicht den Einfluss bei Ausfall der Komponente, des Systems oder bei Fehlern des Operateurs. Die Fussel-Vesely-Importanz gibt somit insbesondere Hinweise darauf, bei welchen Komponenten und Systemen resp. Operateurhandlungen Massnahmen zu einer messbaren Reduktion der Kernschadenshäufigkeit führen und somit vom Risikostandpunkt aus Verbesserungen lohnenswert sein könnten. Aus diesem Grunde ist die Fussel-Vesely-Importanz unbedeutend für sicherheitstechnisch nicht speziell wichtige Systeme und - dies ist besonders zu beachten - für Komponenten, Systeme und Operateurhandlungen, die bereits eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen, wie beispielsweise das Reaktorschutzsystem.

Tab. 8-2 Fussel-Vesely-Importanz von Komponentenausfällen und Operateurfehlhandlungen für interne Ereignisse (gemäss HSK-Analyse)

Beschreibung des Basisereignisses	Importanz (%)
- Verstopfung aller Saugkörbe im Kondensationsbecken (CCF) bei Transienten	42
- Nicht-Schliessen eines oder mehrerer Sicherheitsventile (SRV)	31
- CCF-Ausfall aller Notstromdiesel (Station-Blackout-Sequenzen)	21
- Operateurfehler bei alternativer Notkühlung bei Station-Blackout-Sequenzen	17
- Ausfall RCIC infolge Erschöpfung der Batterie (nach 2 Std.)	14
- Operateurfehler bei alternativer Notkühlung (Wechselstromversorgung vorhanden); Fehler beim Nachfüllen Kondensattank oder/und alternativer Kühlwassereinspeisung	13
- Ausfall des Reaktorabschaltsystems infolge mechanischem Verklemmen der Steuerstäbe	11
- RDB-Versagen (auslegungsüberschreitender Kühlmittelverlust als auslösendes Ereignis)	6,7
- Verstopfung aller Saugkörbe im Kondensationsbecken (CCF) bei Kühlmittelverluststörfällen (zusätzlich zum ersten Basisereignis)	5,3
- CCF-Startversagen aller Notstromdiesel (Station-Blackout-Sequenzen)	4,0

Aufgrund der Importanzwerte können folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

- Das Verstopfen aller Saugkörbe im Kondensationsbecken und damit der gemeinsame Verlust aller Notkühleinspeisungen aus dem Kondensationsbecken hat mit rund 47% die höchste Importanz. Dazu ist zu bemerken, dass in der LPSA-Studie ein Verstopfen der Saugkörbe auch bei Transienten unterstellt wurde und zwar mit einer ähnlich hohen Ausfallwahrscheinlichkeit wie im Falle eines

Kühlmittelverlusts (die Wahrscheinlichkeit eines gleichzeitigen Verstopfens aller Saugsiebe wurde für Kühlmittelverluststörfälle mit rund $5 \cdot 10^{-5}$ pro Ereignis, für Transienten mit rund $2{,}2 \cdot 10^{-5}$ pro Ereignis bewertet. Diese relativ hohen Ausfallwahrscheinlichkeiten - in anderen PSA-Studien wird ein gleichzeitiges Verstopfen aller Saugkörbe nicht betrachtet - wurden unter dem Eindruck des Barsebäck-Ereignis, vgl. Kap. 3.3.4, festgelegt.) Diese Annahme ist auch in der HSK-Analyse berücksichtigt worden und ist konservativ. Es deshalb notwendig, für diese Ausfallart (CCF) realistischere Daten aufgrund von Experimenten und/oder Analysen und insbesondere unter Berücksichtigung der 1993 erfolgten Verbesserungen der Saugkörbe zu bestimmen.

Könnte beispielsweise aufgezeigt werden, dass bei Transienten ein gleichzeitiges Verstopfen aller Saugkörbe ausgeschlossen werden kann, dann würde sich die Kernschadenshäufigkeit für interne Ereignisse um rund 40% reduzieren (gemäss Tab. 8-2).

- Operateurfehler tragen mit rund 30% zur Kernschadenshäufigkeit bei; die Operateurhandlung mit dem grössten Beitrag ist ein Fehler bei der Notkühleinspeisung mittels Löschwasser, nachdem alle übrigen Notkühleinspeisungen ausgefallen sind. Die HSK hat in ihren Analysen diese Operateurhandlung im Falle einer „Station-Blackout"-Situation ungünstiger bewertet als bei verfügbarer Wechselstromversorgung. In der LPSA-Studie wurde dieser Unterschied nicht gemacht.

- Ein fehlerhaftes Nichtschliessen von einem oder mehreren Sicherheits-/Abblaseventilen ist sicherheitstechnisch wichtig (Importanzwert rund 30%).

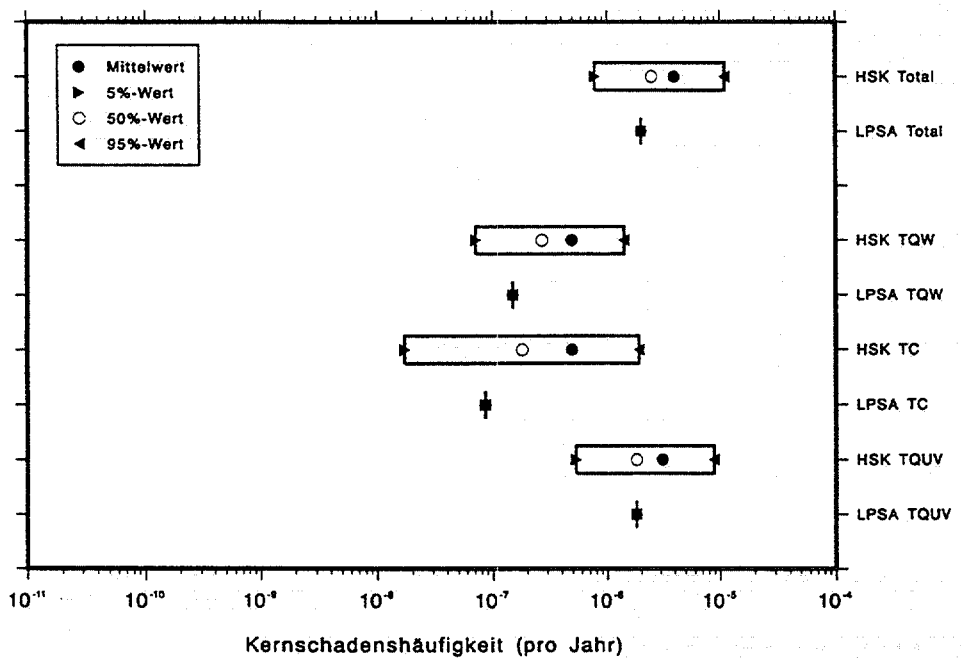
- Ein gemeinsames Dieselstart- oder -laufversagen trägt mit rund 25% zur Kernschadenshäufigkeit bei und zeigt damit indirekt die Bedeutung der Wechselstromversorgung zur Beherrschung von Unfällen.

- Der RCIC-Ausfall trägt rund 14% zur Kernschadenshäufigkeit bei und ist bedingt durch die (konservative) Annahme, dass die RCIC-Batterien nach zwei Stunden erschöpft sind, eine Randbedingung, die von der LPSA-Studie übernommen wurde. Bei Annahme einer realistischeren Batterieentladedauer dürfte dieser Fehler und damit auch die „Station Blackout"-Sequenzen an Bedeutung verlieren.

- Der extrem grosse Kühlmittelverlust (Versagen des RDB) trägt mit rund 7% zur Kernschadenshäufigkeit bei. Dazu ist allerdings zu bemerken, dass dieser Wert sich direkt aus der Eintrittshäufigkeit für dieses Ereignis ($2{,}8 \cdot 10^{-7}$/Jahr) ergibt. Diese Zahl ist ein in US-Studien normalerweise verwendeter generischer Wert und beruht nicht auf KKL-spezifischen Analysen. Der Wert dürfte konservativ sein, insbesondere angesichts des umfassenden RDB-Wiederholungsprüfprogramms in Leibstadt.

Die einzelnen Unfallabläufe können vereinfacht in drei Störfallgruppen zusammengefasst werden: (1) in Störfälle mit Ausfall der Reaktorschnellabschaltung (TC), (2) in solche mit Verlust der Notkühleinspeisung (TQUV) und (3) in Störfälle mit Verlust der Nachwärmeabfuhr (TQW). In Tab. 8-3 sind die Kernschadenshäufigkeiten für jede dieser Störfallgruppen zusammengestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass die relativen Beiträge dieser drei Störfallgruppen zur totalen Kernschadenshäufigkeit für beide Studien ähnlich sind, auch wenn im Detail deutliche Unterschiede vorhanden sind, wie dies bereits oben ausgeführt wurde. Den grössten Beitrag liefern Störfälle mit Verlust der Notkühleinspeisung (TQUV), vor allem infolge Verstopfens der Saugkörbe im Kondensationsbecken und infolge Verlust der Wechselstromversorgung („Station-Blackout"-Sequenzen). Ereignisse mit Verlust der Nachwärmeabfuhr oder der Reaktorabschaltung tragen je ca. 10% zur Kernschadenshäufigkeit bei. In der Abb. 8-2 sind diese Ergebnisse zusammen mit der zu erwartenden Streuung dargestellt. Die Streuung in den Ergebnissen ist das Resultat einer Monte-Carlo-Rechnung. Aus dieser Darstellung ist ersichtlich, dass eine Abweichung von einem Faktor 2 im Erwartungswert der totalen Kernschadenshäufigkeit deutlich innerhalb der Streuung der Ergebnisse liegt.

Abb.8-2: Kernschadenshäufigkeit für Interne Ereignisse (LPSA- und HSK-Analyse)



Tab. 8-3 Häufigkeit der einzelnen Konsequenzkatogerien aufgrund intern ausgelöster Ereignisse

Konsequenzkategorie		Ergebnis KKL		Ergebnis HSK	
		Häufigkeit (pro Jahr)	%-Anteil an totaler CDF	Häufigkeit (pro Jahr)	%-Anteil an totaler CDF
TC - total	**Ausfall Schnellabschaltung**	**8.6E-8**	**3.9**	**4.9E-7**	**11.3**
davon: Transienten		6.1E-8	2.8	4.1E-7	9.8
Kühlmittelverlust		2.5E-8	1.1	6.5E-8	1.5
Spezielle Ereignisse		<E-9	-	1.9E-8	0.4
TQUV - total	**Ausfall Kernnotkühlung**	**1.9E-6**	**89.0**	**3.3E-6**	**75.0**
davon: Transienten		1.4E-6	64.3	2.3E-6	53.2
Kühlmittelverlust		4.6E-7	21.1	2.6E-7	17.4
Spezielle Ereignisse		7.9E-8	3.6	2.0E-7	4.5
TQW - total	**Ausfall Nachwärmeabfuhr**	**1.5E-7**	**7.0**	**6.0E-7**	**13.6**
davon: Transienten		1.5E-7	6.9	5.4E-7	12.3
Kühlmittelverlust		2.8E-9	0.1	8.7E-9	0.2
Spezielle Ereignisse		<E-9	-	4.8E-8	1.1
Total		**2.2E-6**	**100**	**4.4E-6**	**100**

8.3.2 Ergebnisse für systemübergreifende Ereignisse

8.3.2.1 Einleitung

Diese Störfallgruppe umfasst Ereignisse wie Erdbeben, äussere Überflutung, Flugzeugabsturz, Blitzschlag und Unwetter, die ihren Ursprung ausserhalb des Anlagenareals haben; daneben auch Ereignisse wie Brand und interne Überflutung, die ihren Ursprung innerhalb der Anlage haben. Diese Ereignisse sind dadurch charakterisiert, dass sie direkt zum Ausfall mehrerer Systeme führen können.

Das Ereignis "Blitzschlag" ist nicht direkt als auslösendes Ereignis analysiert, jedoch indirekt dadurch, dass z.B. ein Verlust der externen Netzeinspeisung infolge Blitzeinschlag bei der Eintrittshäufigkeit des internen Ereignisses "Verlust externer Netzeinspeisung" mitgezählt wird. Die Überprüfung von über 90 Blitzeinschlägen in Kernkraftwerksanlagen hat gezeigt, dass diese in keinem Fall zu einem Unfall führten, sondern schlimmstenfalls zur Auslösung einer Transiente. Es ist deshalb sinnvoll und gerechtfertigt, Blitzeinschläge indirekt über die Eintrittshäufigkeit anderer auslösender Ereignisse zu berücksichtigen.

Grundsätzlich ist die Methodik zur Bestimmung der Kernschadenshäufigkeit durch systemübergreifende Ereignisse gleich wie diejenige für interne Ereignisse. Die Bestimmung erfolgt wiederum mittels Fehler- und Ereignisbaumanalyse. Schwieriger ist hingegen die Berechnung der direkten Konsequenzen auf die Anlagesysteme. Dies muss aus deterministischen Rechnungen und ingenieurmässigen Überlegungen abgeleitet werden. Dazu gehört beispielsweise eine detaillierte Raumabhängigkeitsanalyse, um festzustellen, wie ein Ereignis (z.B. Brand, Überflutung, durch Erdbeben einstürzende Wände, etc.) in einem bestimmten Raum resp. Bereich sich auf andere Räume und Bereiche und die darin aufgestellten Komponenten und Einrichtungen auswirkt. So kann beispielsweise ein durch einen Brand zerstörtes Anspeisekabel den Ausfall einer Pumpe in einem weit entfernten Bereich bewirken.

Sind alle diese direkt durch das auslösende Ereignis bedingten Folgen für jeden Anlagenbereich, jedes System und jede Komponente bekannt, muss der für interne Ereignisse entwickelte Ereignis-/Fehlerbaum entsprechend modifiziert werden. Zu beachten sind dabei auch die sich unter Umständen ändernden Erfolgskriterien für die Systeme, die durch das auslösende Ereignis nicht direkt betroffen sind und weiterhin funktionieren. Eine umfassendere Beschreibung des methodischen Vorgehens zur Analyse systemübergreifender Ereignisse ist im HSK-Gutachten für die Anlage Beznau II enthalten und soll deshalb hier nicht wiederholt werden.

Systemübergreifende Ereignisse sind in der heute vorliegenden LPSA-Studie nur mit einer vereinfachten „Screening"-Analyse untersucht worden, was bei korrekter Ausführung zu konservativen Ergebnissen führt. Bei dieser Methode wird z.B. vereinfachend unterstellt, dass alle Komponenten innerhalb eines durch das auslösende Ereignis direkt betroffenen Raumes ausfallen. Diese Annahme vereinfacht die Analyse wesentlich. So sind beispielsweise zur Brandanalyse keine detaillierten Brandaus-

breitungsrechnungen notwendig; das „Screening"-Verfahren bedeutet andererseits aber auch einen Verlust an detaillierten Erkenntnissen und Einsichten in Anlagestärken und -schwächen und kann das Risikoprofil der Anlage verfälschen. Um die grundsätzliche Bedeutung der systemübergreifenden Ereignisse abzuklären, ist dieser Ansatz insbesondere für moderne Anlagen wie Leibstadt mit einer konsequenten Auslegung gegen systemübergreifende Ereignisse zulässig (Kap. 7.2.5); er ist zudem der erste Schritt für eine detailliertere Analyse. Im Rahmen der Abklärungen des durch die Leistungserhöhung bedingten Risikoeinflusses akzeptiert die HSK diesen vereinfachten analytischen Ansatz für systemübergreifende Ereignisse, sie verlangt jedoch, dass zumindest für die wichtigen, zur Kernschadenshäufigkeit wesentlich beitragenden Ereignisgruppen wie z.B. Brand, Überflutung, Erdbeben und Flugzeugabsturz eine detailliertere Rechnung nachgeholt wird.

In der heute vorliegenden LPSA-Studie sind folgende systemübergreifende Ereignisse mittels „Screening"-Analyse berücksichtigt worden:

- Brand
- anlageinterne Überflutung
- Erdbeben
- Verlust Stauhaltung des Rheins
- Flugzeugabsturz

Andere denkbare Ereignisse wie externe Überflutung, Explosionen, Unwetter usw. wurden aufgrund baulicher Massnahmen und geringer Eintrittshäufigkeit als für Leibstadt nicht relevant eingestuft. Nach Ansicht der HSK ist dies akzeptierbar.

8.3.2.2 Brand

Wie bereits in Kap. 7.2.5 erwähnt, ist in der Anlage Leibstadt ein umfassendes Konzept zur Brandverhütung und -bekämpfung vorhanden, das wesentlichen Einfluss auf die bauliche Gestaltung der Anlage hatte. Beispielsweise sind redundante Sicherheitsstränge konsequent in brandschutzmässig getrennten Räumen untergebracht. Zu erwähnen sind auch die Verwendung von Elektrokabeln mit schwerentflammbarem Isolationsmaterial und speziell abgeschotteten Durchführungen, der Einbau von Brandschutzklappen in Lüftungskanälen und die Begrenzung von Brandlasten in sicherheitsrelevanten Räumen auf das absolut Notwendige. Im Bereich der aktiven Brandschutzmassnahmen sind die alle wichtigen Räume erfassende Brandmeldeanlage, die automatischen Löschanlagen an sicherheitsrelevanten Orten sowie das die gesamte Anlage umfassende Löschwassernetz zu erwähnen. Zu beachten ist nicht zuletzt auch die gut ausgebildete und jederzeit einsatzbereite Betriebsfeuerwehr.

Alle diese Vorsorgemassnahmen müssen bei der probabilistischen Brandanalyse berücksichtigt werden; im Rahmen der „Screening"-Analyse erfolgt dies z.T. in qualitativer Art und Weise aufgrund von Expertenmeinungen. Die LPSA untersuchte insgesamt 228 Räume und Anlagenbereiche auf ihre Brandgefährdung. Ausgehend von einer mittleren, aufgrund internationaler Erfahrungen zu erwarten-

den Brandhäufigkeit von 0,1/Jahr während des Leistungsbetriebs wurde für jeden dieser Räume resp. Anlagenbereiche eine spezifische Brandeintrittshäufigkeit aufgrund der lokalen Brandlasten abgeleitet, wobei auch sogenannte transiente Brandlasten eingeschlossen wurden. Erfahrungsgemäss hat das Maschinenhaus die grösste Brandlast und auch die höchste Brandeintrittshäufigkeit.

Im Rahmen der „Screening"-Analyse wurde für jeden dieser 228 Räume und Anlagenbereiche die bedingte Kernschadenshäufigkeit bestimmt unter der konservativen Annahme, dass alle Komponenten und Einrichtungen im durch den Brand betroffenen Raum resp. Anlagenbereich ausfallen. Die Ergebnisse zeigen, dass die bedingten Kernschadenswahrscheinlichkeiten $< 10^{-4}$ pro Ereignis sind; der höchste Wert wird - nicht überraschend - für einen Brand im Containment ausgewiesen. Risikomässig betrachtet ist dieses Brandszenario im Containment allerdings nicht wichtig, da dessen Eintrittshäufigkeit klein ist (ca. 10^{-4}/Jahr). Der höchste Beitrag zur Kernschadenshäufigkeit ist von einem Brand im Maschinenhaus zu erwarten. Die Kernschadenshäufigkeit für dieses Brandszenario ist mit $3{,}3 \cdot 10^{-7}$/Jahr relativ gering; die Kernschadenshäufigkeiten anderer Brandszenarien sind $< 5 \cdot 10^{-8}$/Jahr, in den meisten Fällen $< 10^{-8}$/Jahr. Die totale, durch Brände bedingte Kernschadenshäufigkeit beträgt gemäss LPSA-"Screening"-Analyse $6{,}5 \cdot 10^{-7}$/Jahr.

8.3.2.3 Anlageinterne Überflutung

Das Vorgehen bei der Analyse anlageinterner Überflutungen ist sehr ähnlich demjenigen für Brände. In der LPSA-Studie wurden insgesamt 120 Anlagenräume identifiziert, die bei Brüchen von Leitungen oder Behältern überschwemmt werden könnten und sicherheitsrelevante Komponenten enthalten. Ausgehend von einer Eintrittshäufigkeit von 0,045/Jahr für die Gesamtanlage (Erfahrungswert) wurde vereinfachend für jeden der betrachteten Räume eine mittlere Eintrittshäufigkeit von $3{,}8 \cdot 10^{-4}$/Jahr abgeleitet. Eine Überschwemmung im Hilfsanlagengebäude liefert mit $4{,}8 \cdot 10^{-8}$/Jahr den höchsten Beitrag zur Kernschadenshäufigkeit. Da die Annahme einer für alle Räume gleichen Eintrittshäufigkeit für eine Überschwemmung nicht zwingend konservativ ist, wurde im Sinne einer konservativen Abschätzung angenommen, dass die Eintrittshäufigkeit für Überschwemmungen im Hilfsanlagengebäude zehnmal höher sei, d.h. die Kernschadenshäufigkeit für dieses Ereignis wurde zu $4{,}8 \cdot 10^{-7}$/Jahr ausgewiesen. Die totale, durch Überschwemmungen bedingte Kernschadenshäufigkeit beträgt $7{,}7 \cdot 10^{-7}$/Jahr. Nach Ansicht der HSK ist dieses Vorgehen zwar konservativ, aber nicht mehr dem Stand der Technik entsprechend und ist zu verbessern.

8.3.2.4 Erdbeben

Die LPSA-Erdbebenanalyse unterscheidet drei unterschiedlich starke Erdbebenklassen: das Betriebserdbeben (OBE) mit einer Eintrittshäufigkeit von $5 \cdot 10^{-3}$/Jahr, das Sicherheitserdbeben (SSE) mit einer Eintrittshäufigkeit von 10^{-4}/Jahr, sowie extrem starke Erdbeben mit maximalen horizontalen Bodenbeschleunigungen an der Felsoberfläche > 0,15g.

Im Rahmen der „Screening"-Analysen wird unterstellt, dass alle nicht gegen das Betriebs- resp. Sicherheitserdbeben ausgelegten Gebäude und Systeme versagen. Das bedeutet beispielsweise, dass für alle Erdbeben angenommen wird, dass die externe Netzeinspeisung und die Hauptwärmesenke (Kondensator) verloren gehen und der Kaltkondensatbehälter beschädigt wird. Zudem wird unterstellt, dass Notfallmassnahmen (Accident Management Massnahmen) nur beim Auslegungserdbeben möglich sind, nicht aber bei schwereren Erdbeben. Diese Annahmen sind konservativ und beruhen nicht auf detaillierten komponentenspezifischen Analysen, sogenannten „Fragility"-Analysen. Mit diesen Annahmen wurden Kernschadenshäufigkeiten von $1{,}5 \cdot 10^{-6}$/Jahr für das OBE und $3 \cdot 10^{-7}$/Jahr für das SSE abgeleitet. Der Wert für das Betriebserdbeben ist nach Ansicht der HSK zu hoch und eine Folge der zu konservativen Annahmen, da erfahrungsgemäss bei einem OBE auch nicht speziell klassierte Komponenten und Gebäude intakt bleiben. Beispielsweise konnte für Leibstadt gezeigt werden, dass mit 50%iger Wahrscheinlichkeit die externe Netzeinspeisung (Versagen der keramischen Isolatoren) selbst ein Erdbeben mit einer horizontalen Grundbeschleunigung von 0,3g an der freien Oberfläche übersteht (dies entspricht in etwa der bei einem SSE zu erwartenden Beschleunigung[9]). Bei einem Betriebserdbeben ist die Versagenswahrscheinlichkeit der Netzeinspeisung vernachlässigbar gering. Die den Analysen unterstellten Annahmen sind deshalb insbesondere für das OBE zu konservativ und müssen revidiert werden.

Für sehr starke Erdbeben mit Eintrittshäufigkeiten $< 10^{-4}$/Jahr wurden die Erdbebenfestigkeiten der sicherheitsrelevanten, gegen das Sicherheitserdbeben ausgelegten Komponenten nach einem von EPRI entwickeltem Verfahren[10] abgeschätzt. Dazu wurden die Freifeldanregungen in drei Beschleunigungsbereiche unterteilt und zwar in den Bereich < 0,8g, den Bereich 0,8g bis 1,2g und schliesslich Beschleunigungen > 1,2g. Die Abschätzungen zeigen, dass für Beschleunigungen < 0,8g kaum sicherheitsrelevante Komponenten und Gebäude beschädigt werden. Die durch Erdbeben dieser Gruppe ausgelösten Unfälle tragen deshalb zur Kernschadenshäufigkeit kaum bei.

Auch extreme Erdbeben mit Beschleunigungen > 1,2g können im Rahmen dieser Abschätzungen vernachlässigt werden, da die Eintrittshäufigkeit solcher Erdbeben extrem niedrig ist (deutlich $< 10^{-7}$/Jahr). Näher abzuklären bleiben somit noch Erdbeben mit Beschleunigungen zwischen 0,8 und 1,2 g. Mit dem EPRI-Verfahren konnte gezeigt werden, dass u.a. die Betonstrukturen (Reaktorgebäude), das Stahlcontainment, Leitungen des nuklearen Dampferzeugungssystems, der Hauptkommandoraum, Batterien, elektrische Schränke und Kabelpritschen nicht gefährdet sind. Speziell überprüft wurden u.a. der Reaktordruckbehälter samt Umwälzschleifen, Reaktoreinbauten, Steuerstabantriebe, Luft-

---

9 Die Beschleunigungswerte an der Oberfläche sind am Standort Leibstadt aufgrund der lokalen Bodenverhältnisse (Lockergesteinsschicht) deutlich höher als an der Felsoberfläche für welche ein SSE-Beschleunigungswert von 0,15g angegeben wird. Die Freifeldbeschleunigung ist abhängig von der Frequenz ca. 1,5 - 2mal grösser als die Beschleunigung an der Felsoberfläche.

10 A Methodology for Assessment of Nuclear Power Plant Seismic Margin, EPRI NP-6041-SL, Rev. 1, Aug. 1991

kompressoren, der Abluftkamin sowie Dieselgeneratoren. Es konnte gezeigt werden, dass die meisten dieser Komponenten Freifeldbeschleunigungen selbst grösser als 1g unbeschadet überstehen. Daraus wurde gefolgert, dass durch solche Erdbeben ausgelöste Kernschadensunfälle gering sein müssen. Eine konkrete Zahl wurde nicht ausgewiesen.

Aufgrund dieser in der LPSA-Studie dargelegten Erdbebenanalyse müsste für den Standort Leibstadt mit einer totalen erdbebenbedingten Kernschadenshäufigkeit von $1{,}8 \cdot 10^{-6}$/Jahr gerechnet werden, wobei der Beitrag von Betriebserdbeben allein $1{,}5 \cdot 10^{-6}$/Jahr ausmachen würde. Diese Abschätzung ist, wie bereits oben diskutiert, zu hoch und kann zu falschen Folgerungen führen. Die durch SSE bedingte Kernschadenshäufigkeit von $3 \cdot 10^{-7}$/Jahr scheint demgegenüber plausibler. Insgesamt betrachtet die HSK die in der LPSA-Studie ausgewiesene Erdbebenanalyse als nicht ausreichend und in sich nicht abgestimmt. Die beim OBE und SSE unterstellten Annahmen sind zu konservativ und nicht im Einklang mit denjenigen für extreme Erdbeben. Die HSK erwartet deshalb, dass die Erdbebenanalyse nochmals überprüft wird und eine in sich abgestimmte und dem heutigen Stand der Technik entsprechende Analyse vorgelegt wird.

Die HSK ist aber überzeugt, dass die erdbebenbedingte Kernschadenshäufigkeit einer modernen Anlage wie Leibstadt, die konsequent gegen Erdbeben ausgelegt ist, klein ist und das Risiko der Anlage nicht wesentlich beeinflussen kann. Eine erdbebenbedingte Kernschadenshäufigkeit vergleichbar derjenigen für die Anlage Gösgen (ca. $2 \cdot 10^{-7}$/Jahr) dürfte plausibel sein.

8.3.2.5 Verlust Stauhaltung des Rheins

Ein Bruch des Staudamms Albbruck-Dogern führt zu einem raschen Absinken des Flusspegels und schliesslich zur Freilegung des Kühlwassereinlaufs und damit zum Verlust der Nebenkühlwasserversorgung. Nicht betroffen von diesem Ereignis ist hingegen das Notnebenkühlwassersystem. Damit ist die Wärmeabfuhr aus den für das sichere Abfahren der Anlage notwendigen Systemen und Komponenten gewährleistet (Kap. 5.5.1.3).

Die durch das Absinken des Rheinpegels bedingte Störung führt zu einer T01-ähnlichen Transiente (Verlust Hauptwärmesenke mit Öffnen der Sicherheits-/Abblaseventile). Die Auswertung des entsprechenden Ereignisbaumes unter Berücksichtigung der durch das auslösende Ereignis bedingten direkten System- und Komponentenausfälle ergab eine bedingte Kernschadenswahrscheinlichkeit von $6 \cdot 10^{-5}$ pro Ereignis und unter Berücksichtigung einer Eintrittshäufigkeit von 10^{-4}/Jahr für den Verlust des Staudamms Albbruck-Dogern eine Kernschadenshäufigkeit von $6 \cdot 10^{-9}$/Jahr.

8.3.2.6 Flugzeugabsturz

Der Standort Leibstadt liegt rund 32 km vom Flughafen Zürich-Kloten entfernt und im weiteren Bereich wichtiger Anflugrouten. Neuere Untersuchungen im Zusammenhang mit dem Baugesuch für das Zen-

trale Zwischenlager ZZL der ZWILAG zeigen, dass für den Bereich Würenlingen/Beznau mit einer mittleren Absturzhäufigkeit von ca $6{,}5 \cdot 10^{-5}$ pro Jahr und km^2 zu rechnen ist. Mit einer gefährdeten Absturzfläche von ca. 15'000 - 20'000 m^2 ergibt sich eine anlagespezifische Absturzhäufigkeit von rund $1{,}0 - 1{,}3 \cdot 10^{-6}$/Jahr. In den LPSA-Analysen wurde eine mittlere Absturzhäufigkeit von 10^{-6}/Jahr unterstellt.

Die Anlage Leibstadt ist gegen einen Flugzeugabsturz ausgelegt, d.h. Reaktorgebäude, Hilfsanlagengebäude, Brennelementlagergebäude und SEHR-Gebäude sind so dimensioniert, dass sie die bei einem Auslegungs-Flugzeugabsturz auftretenden Lasten aufnehmen können und die in diesen Gebäuden vorhandenen Komponenten nicht beschädigt werden. In den LPSA-Analysen wird nun unterstellt, dass nur die Systeme und Komponenten in den vier erwähnten Gebäuden bei einem Flugzeugabsturz funktionstüchtig bleiben und alle anderen Systeme ausfallen. Diese Annahme ist im Rahmen der Auslegung insofern konservativ, als wichtige Systemredundanzen ausserhalb des Hilfsanlagengebäudes bewusst möglichst weit voneinander getrennt aufgestellt wurden, um so einen gewissen Schutz gegen Einwirkungen eines Flugzeugabsturzes zu erzielen. Andererseits ist die Annahme nicht konservativ in bezug auf die in geschützten Gebäuden untergebrachten Ausrüstungen, da in probabilistischen Analysen auch eine Überschreitung der Auslegungslasten beim Flugzeugabsturz berücksichtigt werden muss. Dies ist bei der Aufdatierung der LPSA-Studie zu berücksichtigen.

Mit den oben erwähnten Annahmen errechnet sich eine bedingte Kernschadenswahrscheinlickkeit von $8 \cdot 10^{-3}$/Ereignis, resp. eine absolute Kernschadenshäufigkeit von ca. $8 \cdot 10^{-9}$/Jahr. Dieser Wert ist gemäss obigen Bemerkungen mit Vorbehalt zu betrachten. Aufgrund heutiger Erkenntnisse und Ergebnisse aus anderen PSA-Studien ist das Ereignis Flugzeugabsturz allerdings nicht risikodominierend und trägt zur Kernschadenshäufigkeit nur wenig bei.

8.3.2.7 Zusammenfassende Bewertung

Systemübergreifende Ereignisse wurden in der heute vorliegenden LPSA-Studie mittels einer konservativen „Screening"-Analyse berücksichtigt. Die HSK hat diese Analyse qualitativ überprüft und bewertet. Insgesamt ist die HSK der Ansicht, dass systemübergreifende Ereignisse für eine moderne Anlage wie Leibstadt aufgrund ihrer Auslegung keine risikodominanten Störfälle sein können. Der entsprechende Nachweis erfolgte nach Ansicht der HSK allerdings nicht in systematischer und konsistenter Weise, insbesondere nicht für Erdbeben, interne Überflutungen und Flugzeugabstürze. Die HSK verlangt, dass die Analyse systemübergreifender Ereignisse nochmals überprüft und gemäss heutigem Stand der Technik verbessert wird. Eine verbesserte Studie ist der HSK bis Ende 1996 einzureichen (Auflage).

Die aufgrund der LPSA-Analyse ausgewiesenen Kernschadenshäufigkeiten für systemübergreifende Ereignisse sind in Tab. 8-4 zusammengestellt. Diese mit Vorbehalt zu interpretierenden Ergebnisse

zeigen, dass Brand, Ueberflutung und Erdbeben die höchsten Beiträge liefern. Diese Erkenntnis ist qualitativ in Uebereinstimmung mit PSA-Ergebnissen für andere moderne Anlagen wie beispielsweise für das KKW Gösgen. Die totale Kernschadenshäufigkeit von ca. $2 - 3 \cdot 10^{-6}$/Jahr ist z.T. bedingt durch die konservative „Screening"-Analyse. Erfahrungen zeigen, dass bei Durchführung einer detaillierten Analyse die Kernschadenshäufigkeit deutlich, ca. um einen Faktor 2 bis 5, sinkt. Unter Berücksichtigung dieses Erfahrungswertes dürfte der für die Anlage Leibstadt zu erwartende Risikobeitrag durch systemübergreifende Ereignisse durchaus vergleichbar sein mit demjenigen anderer moderner Anlagen.

Tab. 8-4 LPSA-Ergebnisse für systemübergreifende auslösende Ereignisse

Auslösendes Ereignis	Kernschadenshäufigkeit (pro Jahr)	Relativer Anteil (%)	
		mit OBE	ohne OBE
Brand	$6{,}5 \cdot 10^{-7}$	20,1	37,5
Interne Überflutung	$7{,}7 \cdot 10^{-7}$	23,8	44,4
Erdbeben: OBE	$1{,}5 \cdot 10^{-6}$	46,4	-
SSE	$3 \cdot 10^{-7}$	9,3	17,3
Verlust Stauhaltung	$6 \cdot 10^{-9}$	0,2	0,3
Flugzeugabsturz	$8 \cdot 10^{-9}$	0,2	0,4
Totale Kernschadenshäufigkeit durch systemübergreifende Ereignisse	mit OBE: **$3{,}2 \cdot 10^{-6}$** ohne OBE: **$1{,}7 \cdot 10^{-6}$**	100	100

8.3.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Kernschadenshäufigkeit (Stufe-1-Ergebnisse)

Der Einfluss einer Leistungserhöhung auf die Kernschadenshäufigkeit muss über die leistungsabhängige Änderung der verschiedenen Eingabegrössen der Stufe-1-Analyse bewertet werden. Zu untersuchen sind vor allem folgende im Prinzip leistungsabhängige Grössen:

- Erfolgskriterien der einzelnen Systeme
- Eintrittshäufigkeit auslösender Ereignisse
- Komponentenausfallhäufigkeit
- Versagenswahrscheinlichkeit für Operateurhandlungen.

Es ist zu beachten, dass die vom Betreiber eingereichte Stufe-1-Analyse bereits die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} berücksichtigt.

Die Erfolgskriterien der einzelnen Systeme ändern sich infolge der beantragten Leistungserhöhung von 14,7% nicht. Dies ist eine von der HSK gestellte Forderung und wurde im Detail überprüft (Kap. 5).

Andernfalls hätten die Leistungserhöhung reduziert oder zusätzliche Sicherheitssysteme nachgerüstet werden müssen. Es ist denkbar, dass sich vorhandene Systemreserven bei erhöhter Leistung unter Umständen leicht reduzieren; solche Reserven werden aber nicht quantifiziert und sind auch nicht Bestandteil eines Bewilligungs- oder Freigabeverfahrens.

Die Eintrittshäufigkeit auslösender Ereignisse könnte sich durch die Leistungserhöhung leicht erhöhen, da einige Komponenten, insbesondere der Betriebssysteme, etwas stärker beansprucht werden. Zu beachten ist allerdings, dass Komponenten auch bei erhöhter Leistung im Rahmen ihrer Auslegung betrieben werden und somit höchstens eine geringe Erhöhung der Ausfallwahrscheinlichkeit zu erwarten ist. Die theoretisch vorstellbare Änderung dieser Ausfallwahrscheinlichkeit liegt innerhalb des Unsicherheitsbereichs der empirisch ermittelten Komponentenausfallraten und ist damit durch die vorliegende LPSA-Studie abgedeckt. In Anlagen, die eine Leistungerhöhung durchführten, wurde keine Zunahme der Ausfallhäufigkeit von Betriebskomponenten beobachtet.

Denkbar wäre, dass bei erhöhter Leistung gewisse Transienten häufiger zu Schnellabschaltungen führen, da vorhandene Reserven vereinzelt geringfügig abgebaut wurden. Gegenwärtig gibt es aufgrund der vorliegenden deterministischen Sicherheitsanalysen allerdings keine Hinweise, dass dies in Leibstadt der Fall sein wird. Zudem könnte diesem Phänomen gegebenfalls durch eine Optimierung der Betriebsführung (z.B. Reglereinstellung, Anpassung von Fahrvorschriften) begegnet werden. Aufgrund vorliegender Erfahrungen in anderen Anlagen ist eine sicherheitstechnisch relevante Verschlechterung des Anlageverhaltens bei einer Leistungserhöhung von 14,7% nicht zu erwarten.

Die Zuverlässigkeit dynamischer Operateurhandlungen könnte durch eine Leistungserhöhung beeinflusst werden, da sich die für eine Handlung verfügbare Zeit verkürzen kann. Allerdings ist zu bedenken, dass für die meisten Operateurhandlungen relativ viel Zeit zur Verfügung steht, allein schon weil die Anlage so automatisiert ist, dass innerhalb der ersten 30 Minuten nach Störfalleintritt Operateurhandlungen nicht notwendig sein sollten. Es ist deshalb nicht zu erwarten, dass sich die Zuverlässigkeit von Handlungen, für die bei der heutigen Leistung mehr als 30 Minuten Zeit zur Verfügung stehen, wesentlich ändern wird. Ob für eine Handlung, die lange nach Störfalleintritt notwendig ist, 30 oder 35 Minuten zur Verfügung stehen, beeinflusst die Zuverlässigkeit der Operateurhandlung kaum; zudem sind solch geringe Änderungen mit den heute verfügbaren Modellen nicht quantifizierbar.

Somit sind vor allem Handlungen zu beachten, für die nur wenig Zeit zur Verfügung steht und die somit definitionsgemäss auslegungsüberschreitende Störungen betreffen müssen. Dazu gehören beispielsweise Massnahmen im Zusammenhang mit der Beherrschung von ATWS-Störungen (Auslösung des Vergiftungssystems, Reduzierung Speisewasserdurchfluss) sowie viele sogenannte Recovery-Massnahmen, also Handlungen, die ergriffen werden müssen, falls die Anlage sich nicht auslegungsgemäss verhält. Der Betreiber hat versucht, für die risikorelevanten Operateurhandlungen den Einfluss der

Leistungserhöhung abzuschätzen. Gemäss seiner Abschätzung würde sich die totale Kernschadenshäufigkeit um ca. 2% erhöhen.

Die HSK hat im Rahmen ihrer Überprüfung keine quantitative Analyse durchgeführt, um den Einfluss der Leistungserhöhung auf die Kernschadenshäufigkeit zu bestimmen. Sie schliesst sich den vom Betreiber dargelegten Argumenten an, dass ein solcher Einfluss qualitativ zwar denkbar ist, dass dieser aber sicher als sehr gering anzusehen und im Rahmen der Genauigkeit einer PSA-Studie quantitativ sinnvoll nicht auszuweisen ist. Die statistischen Streuungen in den meisten Eingabeparametern sind wesentlich grösser als deren Änderung bei einer Leistungszunahme von 14,7%. Die vom Betreiber ausgewiesene Zunahme der Kernschadenshäufigkeit von 2% ist in diesem Sinne auch nur als Abschätzung zu verstehen.

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass als Folge der beantragten Leistungserhöhung um 14,7% aus qualitativen Überlegungen eine geringe Zunahme der Kernschadenshäufigkeit nicht auszuschliessen ist, eine wesentliche Zunahme jedoch nicht erwartet werden muss.

8.3.4 Zusammenfassende Bewertung der PSA Stufe-1-Analyse

Im Rahmen des Sicherheitsnachweises für den Betrieb mit einer thermischen Reaktorleistung von 3600 MW_{th} hat der Betreiber darzulegen, dass einerseits die totale Kernschadenshäufigkeit gering ist und andererseits der Einfluss der Leistungserhöhung keine signifikante Änderung im Risikoprofil der Anlage bewirkt. Letzteres bedingt, dass sich die Kernschadenshäufigkeit nicht wesentlich ändert. Der Betreiber hat dazu eine umfassende PSA Stufe-1-Analyse für interne Ereignisse und eine vereinfachte Analyse für systemübergreifenden Ereignisse vorgelegt (LPSA-Studie).

Die HSK hat diese Studie qualitativ und quantitativ detailliert überprüft. Diese Überprüfung ergab, dass das methodische Vorgehen des Betreibers zur Analyse intern ausgelöster Ereignisse dem heutigen Stand der Technik entspricht; einzelne Abweichungen (inkonsistente Annahmen) betreffen die Behandlung von ATWS-Sequenzen, deren Quantifizierung nach Ansicht der HSK nicht korrekt ist. Das Vorgehen zur Behandlung systemübergreifender Ereignisse ist nach Ansicht der HSK konservativ, z.T. sind die Annahmen allerdings zu konservativ und können zu falschen Erkenntnissen führen. Die Analyse für systemübergreifende Ereignisse ist deshalb dem Stand der heutigen Technik entsprechend zu verbessern.

Die totale Kernschadenshäufigkeit beträgt gemäss LPSA-Analyse rund $5 \cdot 10^{-6}$/Jahr, wobei interne Ereignisse mit $2{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr und systemübergreifende mit $3{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr (resp. $1{,}7 \cdot 10^{-6}$/Jahr ohne OBE) zum Ergebnis beitragen. Dieser Wert liegt deutlich unterhalb dem von der amerikanischen Sicher-

heitsbehörde NRC für bestehende Anlagen geforderten Grenzwert (Safety Goal) von 10^{-4}/Jahr[11] und auch tiefer als der von der IAEA[12] und von einigen Ländern (z.B. USA, Italien, Holland) für Neuanlagen vorgeschlagene Grenzwert von 10^{-5}/Jahr. Die HSK-Analyse für interne Ereignisse ergibt einen Wert von $4{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr und ist damit vergleichbar mit dem vom Betreiber ausgewiesenen Wert. Dieses Ergebnis ist auch im Vergleich mit Resultaten anderer Studien für Siedewasserreaktoren sehr günstig[13].

Aufgrund der Ergebnisse und der detaillierten Überprüfung der LPSA-Studie lassen sich einige interessante Erkenntnisse ableiten:

- Zur Bestimmung der totalen Kernschadenshäufigkeit für interne Ereignisse mussten bis einige 10^{12} einzelne denkbare Ausfallkombinationen von Basisereignissen, sogenannte Minimalschnitte, berücksichtigt werden. Dies ist ein klarer Hinweis darauf, dass die Anlage keine offensichtlichen Schwachstellen aufweisen kann und sicherheitstechnisch ausgewogen ist.

- Die häufigsten Ereignisse sind Unfälle mit Verlust der Notkühleinspeisung, meist aufgrund des totalen Verlusts der Wechselstromversorgung („Station-Blackout"-Sequenzen) oder des Verstopfens aller Saugkörbe im Kondensationsbecken. Ein wichtiger Grund für die Bedeutung der „Station-Blackout"-Sequenzen liegt in der Annahme, dass die Batterieentladezeit des RCIC-Einspeisesystems lediglich für zwei Betriebsstunden ausreicht. Bei realistischeren Annahmen (ca. zehn Stunden) dürfte die Bedeutung von „Station-Blackout"-Sequenzen deutlich abnehmen. Zudem ist zu beachten, dass die 1993 durchgeführte Verbesserung der Saugkörbe in den entsprechenden CCF-Ausfalldaten der KKL- und HSK-Analysen noch nicht berücksichtigt ist. Diese Verbesserung dürfte die Bedeutung des Verstopfens der Saugkörbe deutlich reduzieren.

- Die wichtigsten Ursachen für die Nicht-Beherrschung von Ereignissen resp. für die Entwicklung einer Störung zu einem schweren Unfall sind ein gleichzeitiges Verstopfen aller Saugkörbe im Kondensationsbecken oder ein gleichzeitiger Ausfall aller Notstromdiesel (Tab. 8-2). Beide Ausfallarten sind sogenannte „Common-Cause"-Ereignisse. Deren Bewertung ist wegen nicht resp. nur sehr begrenzt verfügbaren Daten schwierig und mit grossen Unsicherheiten verknüpft. Aus diesem Grunde werden solche gemeinsamen Ausfälle von Komponenten eher konservativ abgeschätzt, was auch deren risikomässig grosse Bedeutung bewirkt. Dass solche Basisereignisse, deren Quantifizierung stark durch die modellbedingten Annahmen geprägt ist, für die Anlage Leibstadt wichtig werden, ist erneut ein Hinweis auf die sicherheitstechnische Ausgewogenheit der Anlage.

---

[11] CSNI Report No. 177: Consideration of quantitative safety guide lines in member countries (October 1990)

[12] IAEA Safety Series No. 75-INSAG-3: Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants (1988)

[13] W. Werner et al., „Results and Insights from Level-1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants in France, Germany, Japan, Sweden, Switzerland and the United States", Reliability Engineering & System Safety, Vol 48, No.3, 1995

- Accident-Management-Massnahmen sind wichtig für die Beherrschung schwerer Unfälle und haben dementsprechend auch eine hohe Bedeutung. Dies ist für moderne Anlagen mit einer sehr geringen Kernschadenshäufigkeit ein zu erwartendes Ergebnis.

- Systemübergreifende Ereignisse können aufgrund des Anlagenkonzepts risikomässig nicht entscheidend resp. dominierend zur Kernschadenshäufigkeit beitragen. Der in der LPSA-Studie ausgewiesene Wert von $3{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr resp. $1{,}7 \cdot 10^{-6}$/Jahr (ohne OBE) für diese Ereignisklassen ist nach Ansicht der HSK allerdings zu konservativ. Eine bessere und systematischere Analyse dürfte aber eher zu noch kleineren Werten führen.

- Die beantragte Leistungserhöhung von 14,7% hat auf die Kernschadenshäufigkeit keinen wesentlichen Einfluss. Dies ist vor allem dadurch bedingt, dass die Erfolgskriterien für die einzelnen Systeme nicht ändern. Eine qualitative Analyse lässt eine geringfügige, sicherheitstechnisch nicht bedeutsame Zunahme der Kernschadenshäufigkeit erwarten, eine zuverlässige Quantifizierung liegt aber ausserhalb der Genauigkeit einer PSA-Analyse. In jedem Fall dürfte, falls vorhanden, der Einfluss im Vergleich zu den inhärent vorhandenen Streuungen der Ergebnisse unbedeutend sein.

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass die vorliegenden Ergebnisse der Stufe-1-Analyse das hohe Niveau der sicherheitstechnischen Ausgewogenheit der Anlage Leibstadt bestätigen. Offensichtliche Schwachstellen sind aufgrund der Stufe-1-Ergebnisse nicht erkennbar, und die ausgewiesene, z.T. auf sehr konservativen Annahmen beruhende totale Kernschadenshäufigkeit ist gering und durchaus vergleichbar mit entsprechenden Ergebnissen für andere moderne Siedewasserreaktoren. Ein wesentliche Zunahme der Kernschadenshäufigkeit durch die Leistungserhöhung kann ausgeschlossen werden.

8.4 ERGEBNISSE DER STUFE-2-ANALYSE

8.4.1 Vorgehen bei der Stufe-2-Analyse

Aufgabe der Stufe-2-Analyse ist die Bewertung der Rückhaltefähigkeit des Containments für radioaktive Stoffe, der Versagensmöglichkeiten des Containments sowie die Berechnung der bei Störfällen mit Kernschmelzen in die Umgebung freigesetzten Menge radioaktiver Stoffe sowie des zeitlichen Verlaufs und der Häufigkeit, mit der eine gewisse Freisetzung zu erwarten ist. Dazu sind aufwendige deterministische und probabilistische Analysen notwendig, um einerseits die komplexen physikalisch/chemischen Phänomene und Prozesse beim Kernschmelzvorgang und Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage quantitativ zu erfassen und um andererseits die verschiedenen denkbaren Freisetzungspfade innerhalb der Anlage probabilistisch zu bewerten.

Die relevanten physikalisch/chemischen Phänomene sind heute qualitativ weitgehend bekannt, zu deren genauen Quantifizierung sind aber noch gewisse Kenntnislücken vorhanden, die zu Unsicherheiten bei der Beurteilung führen. Diese Unsicherheiten sind in der Stufe-2-Analyse zu berücksichtigen und deren Einfluss auf das Anlagenrisiko ist zu bewerten. Es ist deshalb wichtig, dass eine Stufe-2-Analyse eine umfassende Unsicherheitsanalyse einschliesst, die sowohl die statistischen Streuungen der Eingabeparameter als auch die Unsicherheiten resp. Kenntnislücken in der Modellierung physikalisch/chemischer Prozesse bei schweren Unfällen erfasst.

In der Stufe-2-Analyse können im wesentlichen folgende **Vorgehensschritte** unterschieden werden:

(1) Bestimmung von charakteristischen Anlageschadenszuständen (im englischen als "plant damage state" - PDS - bezeichnet) als Ausgangspunkt für die Stufe-2-Analyse:

Es werden dazu diejenigen Kernschadenszustände (Ergebnis der Stufe-1-Analyse) berücksichtigt, welche zu einer Gefährdung für die Umgebung führen können. Diese Kernschadenszustände werden zu Anlageschadenszuständen zusammengefasst, die unter anderem durch den Zustand des Reaktordruckbehälters und des Containments zum Zeitpunkt des Beginns des Kernschmelzens charakterisiert sind.

(2) Analyse der Containmentbelastungen und des Containmentverhaltens:

Diese Aufgabe umfasst die Analyse der Containmentbelastungen vor, während und nach dem RDB-Versagen, die Untersuchung möglicher Primärcontainment-Versagensarten und den entsprechenden Versagenswahrscheinlichkeiten (in Form von Verteilungsfunktionen) unter Berücksichtigung von Streuungen in den Eingabeparametern und Unsicherheiten bei gewissen physikalisch/chemischen Prozessen.

(3) Probabilistische Bewertung der möglichen Unfallabläufe vom Kernschmelzen bis zur Freisetzung radioaktiver Stoffe nach aussen, d.h. die Bestimmung der Häufigkeit, mit der eine gewisse Freisetzung radioaktiver Stoffe zu erwarten ist (sogenannte Containment-Ereignisbaumanalyse):

Bei dieser Analyse werden sowohl der Einfluss eines Erfolgs oder Versagens von Containmentsystemen und Notfallmassnahmen auf den Unfallablauf als auch - wie bereits oben diskutiert - Unsicherheiten zu gewissen physikalisch/chemischen Prozessen probabilistisch bewertet.

(4) Quelltermanalyse, d.h. Berechnung der Menge und des zeitlichen Verlaufs der in die Umgebung freigesetzten radioaktiven Stoffe:

Für die häufigeren und für das Gesamtrisiko wichtigen Freisetzungskategorien (Ergebnis der Analyse der Punkte (1) und (3)) werden mittels deterministischer Rechnungen die zu erwartenden Quellterme bestimmt. Bei diesen Analysen sind alle den Transport radioaktiver Stoffe beeinflussenden physikalisch/chemischen Phänomene quantitativ zu berücksichtigen. Solche Rechnungen werden mit aufwendigen und rechenintensiven Computerprogrammen durchgeführt.

(5) Unsicherheitsanalyse, d.h. Bestimmung der Streuung in den Ergebnissen und Risikointegration:

Die Bestimmung der Streuung in den Quelltermen und den sogenannten Risikoprofilen beruht auf dem Monte-Carlo-Rechenverfahren, bei dem alle relevanten, nicht genau bekannten Eingabegrössen zufällig (entsprechend ihrer Verteilungsfunktion) variiert werden, woraus das Endergebnis in Form einer Schar von Verteilungsfunktionen, sogenannte "Complementary Cumulative Distribution Functions" (CCDF), bestimmt wird.

Für detailliertere Angaben zu den einzelnen Analyseschritten und den dabei zu berücksichtigenden physikalisch/chemischen Phänomenen wird auf das HSK-Gutachten für die Anlage Beznau II verwiesen und insbesondere auf den IAEA-Leitfaden zur Erstellung einer PSA Stufe-2-Analyse[14].

Die HSK hat in Zusammenarbeit mit Experten die Stufe-2-Analyse der LPSA-Studie im Detail qualitativ bewertet und durch eine weitgehend unabhängige Analyse auch quantitativ überprüft.

---

[14] „Procedures for Conducting Probabilistic Safety Assessments of Nuclear Power Plants (Level 2)", Safety Series No. 50-P-8, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria (May, 1995)

8.4.2 Analyse und Ergebnisse der Stufe-2-Analyse

8.4.2.1 Übersicht

Wie bereits in Kap. 8.2 erwähnt, lehnt sich die heute vorliegende KKL Stufe-2-Analyse stark an den Entwurf der PSA-Studie für die Anlage Grand Gulf an und berücksichtigt damit den Mitte der 80er Jahre vorhandenen Stand des methodischen Vorgehens und der Kenntnisse wichtiger physikalisch/chemischer Unfallablaufphänomene. Die Bewertung und Quantifizierung dieser Phänomene in der KKL Stufe-2-Studie erfolgt meistens aufgrund eines Vergleichs resp. einer einfachen Skalierung der Ergebnisse der Grand-Gulf-Studie oder vergleichbarer Studien und nur ausnahmsweise aufgrund anlagespezifischer Analysen. Dieses Vorgehen ist nach Ansicht der HSK heute nur noch bedingt zulässig, da bekannt ist, dass selbst geringfügige Unterschiede zwischen einzelnen Anlagen den Unfallablauf beeinflussen können. Diese Unterschiede gilt es zu bewerten und zwar möglichst mittels anlagespezifischen Analysen, um dadurch aussagekräftige Folgerungen ziehen zu können.

Der Betreiber hat die ursprüngliche, 1988 für die heutige Reaktorleistung von 3138 MW_{th} erstellte Stufe-2-Analyse im Hinblick auf in der Zwischenzeit vorliegende neue Erkenntnisse und insbesondere unter Berücksichtigung der in der Zwischenzeit abgeschlossenen Stufe-2-Analyse für die Anlage Grand Gulf überprüft. Die Ergebnisse der endgültigen Studie für Grand Gulf weichen z.T. deutlich von denjenigen der Vorläuferstudie ab. Aufgrund seiner Überprüfung kommt der Betreiber zum Ergebnis, dass die ursprünglich vorliegende KKL Stufe-2-Studie nach wie vor in den wesentlichen Aussagen zutreffend sei und eine Neuanalyse sich deshalb nicht aufdränge. Die HSK kann sich dieser Folgerung nur bedingt anschliessen; sie ist der Ansicht, dass eine Überarbeitung der Stufe-2-Analyse notwendig ist. Zudem sind in der vorliegenden KKL Stufe-2-Analyse nur interne Ereignisse berücksichtigt. Eine Abschätzung des relativen Einflusses der Leistungserhöhung ist auf der Grundlage der vorliegenden Analyse hingegen möglich, wie die nachfolgenden Diskussionen aufzeigen werden.

Die HSK hat, wie bereits erwähnt, in Zusammenarbeit mit einem Experten für die Anlage Leibstadt eine eigene, vom Betreiber unabhängige Stufe-2-Analyse durchgeführt, und zwar für die beantragte Leistung von 3600 MW_{th}. Das Vorgehen der HSK unterscheidet sich dabei von demjenigen des Betreibers insbesondere dadurch, dass wichtige Phänomene aufgrund anlagespezifischer Analysen bewertet und quantifiziert und der heutige Stand des Wissens auf dem Gebiet der Analysen schwerer Unfälle berücksichtigt wurden. Die HSK ist der Ansicht, dass nur mit diesem Vorgehen Aussagen zu risikorelevanten Anlagestärken und -schwächen wirklich möglich sind. In der nachfolgenden Diskussion der wichtigsten Stufe-2-Ergebnisse wird deshalb vorwiegend auf die HSK-Resultate und das HSK-Vorgehen eingegangen.

Auch die vorliegende HSK-Analyse berücksichtigt nur anlageintern ausgelöste Ereignisse; der Einfluss systemübergreifender Ereignisse bleibt noch abzuklären, er dürfte sich vor allem in einer Erhöhung

von zu Transienten ähnlichen Unfallabläufen (z.B. Unfälle mit Verlust der Netzeinspeisung) bemerkbar machen, aber kaum zu grundsätzlich neuen und risikorelevanten Unfallsequenzen führen. Insbesondere dürfte die durch die Leistungserhöhung bedingte relative Risikozunahme der Anlage dadurch kaum beeinflusst werden; dies ist für das vorliegende Gesuch wichtig.

Bevor einzelne Ergebnisse näher diskutiert werden, sollen einige für den Unfallablauf wichtige Leibstadt-spezifische Anlagegrössen mit denjenigen für die amerikanischen BWR/6-Mark-III-Anlagen Grand Gulf und Perry verglichen werden. Daraus lassen sich bereits einige Hinweise auf mögliche Unterschiede im Unfallablauf der drei Anlagen ableiten. Die entsprechenden Daten sind in Tab. 8-5 zusammengestellt.

Die HSK- und KKL-Analysen berücksichtigen für die heutige Leistung von 3138 MW_{th} eine Kernbeladung mit GE8-Brennelementen, während für die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} die HSK-Analyse eine Kernbeladung mit nur SVEA96-Brennelementen unterstellt. In Leibstadt besteht seit dem Brennelementwechsel 1995 der Reaktorkern aus rund 90% SVEA96-Brennelementen (Kap. 5.1.1.1). Der Betreiber hat im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung den Einfluss der SVEA96-Brennelemente wie auch der beantragten Leistung von 3600 MW_{th} auf das Anlagenrisiko abgeschätzt; die KKL Stufe-2-Studie selbst berücksichtigt hingegen nur die heutige Leistung von 3138 MW_{th}.

Der in Tab. 8-5 angegebene, aufgrund einer zweidimensionalen „Finite-Elemente"-Analyse bestimmte Versagensdruck des KKL-Containments von nur 3,68 bar(abs) ist nach Ansicht der HSK zu konservativ und würde die Stufe-2-Ergebnisse wesentlich beeinflussen. Die HSK hat in ihren eigenen Analysen den aus einer dreidimensionalen (3D) Analyse abgeleiteten Versagensdruck berücksichtigt.

Aus den in Tab. 8-5 dargestellten Ergebnissen ist ersichtlich, dass die wichtigen Grössen der drei Anlagen sich nicht wesentlich voneinander unterscheiden. Günstiger zu bewerten sind für Leibstadt die geringere Brennstoff- und insbesondere Zirkaloymasse, beides bedingt durch die vergleichsweise kleine Anzahl von Brennelementen und den Einsatz moderner Brennelementtypen. Dadurch sind die beim RDB-Versagen auftretenden Containmentbelastungen in Leibstadt etwas geringer als in den beiden amerikanischen Anlagen. Andererseits ist zu beachten, dass der mittlere Containmentversagensdruck in Leibstadt tiefer ist als in Grand Gulf und Perry, d.h. der Vorteil geringerer Brennstoff- und Zirkaloymassen wird praktisch aufgehoben.

Aufgrund dieses Datenvergleichs dürften für die drei aufgeführten Anlagen ähnliche Unfallabläufe zu erwarten sein. Eine wichtige Ausnahme ist allerdings erwähnenswert: das Containment-Druckentlastungssystem beeinflusst sehr vorteilhaft Unfallsequenzen mit langsamem Druckaufbau im Containment, und solche Sequenzen sind in Leibstadt am häufigsten.

Tab. 8-5 Vergleich wichtiger Anlagendaten für Leibstadt, Grand Gulf und Perry

Wichtige, das Anlageverhalten bei schweren Unfällen bestimmende Grössen	Leibstadt		Grand Gulf	Perry
Reaktorleistung (MW_{th})	3'138	3'600	3'833	3'579
Anlagevolumina (m^3):				
• Reaktorkühlwasser	331	331	430	n.a.
• Kondensationsbeckenwasser (normales Füllvolumen)	3'800	3'800	3'850	3'170
• Drywell	7'768	7'768	7'645	7'865
• Freies Containmentvolumen (Wetwell)	36'183	36'183	39'645	32'310
• Reaktorgebäude (Annulus)	10'040	10'040	17'000	n.a.
Brennelement:				
• Brennstoffmasse (kg), UO_2	134'200*	129'800**	166'200	155'930
• Zirkaloymasse (kg), Zirkaloy	57'500*	47'000**	79'200	n.a.
Wichtige Verhältnisse:				
• Reaktorkühlwasser/Reaktorleistung (m^3/ MW_{th})	0,11	0,09	0,11	n.a.
• Kondensationsbeckenwasser/Reaktorleistung (m^3/ MW_{th})	1,2	1,06	1,0	0,9
• Freies Containmentvolumen/Reaktorleistung (m^3/ MW_{th})	11,5	10,1	10,3	9,0
• Volumen Reaktorgebäude/Reaktorleistung (m^3/ MW_{th})	3,2	2,8	4,4	n.a.
• Freies Containmentvolumen/Zr-Masse (m^3/kg)	0,63	0,77	0,50	n.a.
• Freies Containmentvolumen/Brennstoffmasse (m^3/kg)	0,27	0,28	0,24	0,21
Art des Mark-III-Containments	freistehendes Stahlcontainment		Betoncon-tainment mit Stahlliner	freistehen-des Stahl-containment
Gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem	ja		nein	nein
Wetwell/Drywell Vakuumbrechklappen	nein		ja	ja
Containment:				
• Auslegungsdruck (bara)	2,03		2,03	2,03
• Mittlerer Versagensdruck (bara)	3,68 (2D) resp. 4,48 (3D)		4,81	5,43

n.a. nicht angegeben * GE8 Brennelemente, ** SVEA96 10x10 Brennelemente
2D: 2-dim. Analyse: 3D: 3-dim. Analyse

8.4.2.2 Anlageschadenszustände

Ausgangspunkt für die Stufe-2-Analyse sind die Ergebnisse der Stufe-1-Analyse. Jeder Störfall, der gemäss Stufe-1-Analyse zum Kernschmelzen führt, wird einem sogenannten Anlageschadenszustand zugeordnet, der durch typische, den weiteren Unfallablauf, insbesondere den Radionuklidtransport bestimmende Parameter charakterisiert ist. Die HSK hat in ihren Analysen folgende charakteristische Merkmale zur Definition der Anlageschadenszustände verwendet: (1) auslösende Ereignisgruppe, (2) RDB-Druck zum Zeitpunkt des Kernschmelzens, (3) Verfügbarkeit der Notkühlsysteme während Kernbeschädigungsphase und (4) Verfügbarkeit der Containment-Nachwärmeabfuhr-Systeme. Die einzelnen Merkmale wurden wie folgt unterteilt:

(1) Auslösende Ereignisgruppe
- A: Transiente oder Kühlmittelverlust mit Abschaltversagen (ATWS)
- L: Kühlmittelverlust mit Versagen der Notkühleinspeisung
- T: Transiente mit Versagen der Notkühleinspeisung
- W: Transiente oder Kühlmittelverlust mit Versagen der Nachwärmeabfuhr

(2) Verfügbarkeit der ADS-Funktion (RDB-Druck)
- H: versagt
- L: verfügbar

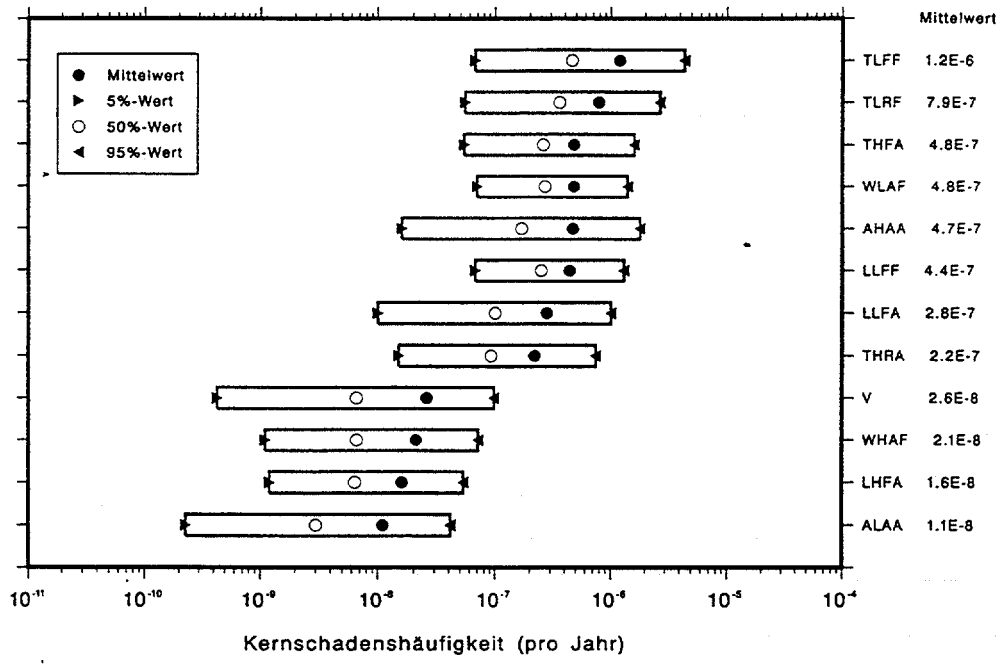
(3) Verfügbarkeit der Notkühlsysteme während der Kernbeschädigungsphase
- A: Zumindest ein Notkühlstrang verfügbar
- R: Zumindest ein Notkühlstrang kann wieder in Betrieb genommen werden (Recovery Massnahme)
- F: Keine Notkühlsysteme verfügbar

(4) Verfügbarkeit der Containmentsysteme
- A: Zumindest ein Containmentkühlsystem ist verfügbar während der Kernbeschädigungsphase
- F: Kein Containmentkühlsystem verfügbar während der Kernbeschädigungsphase.

Zusätzlich wurde als spezieller Schadenszustand mit direktem Containment-Bypass die sogenannte V-Sequenz berücksichtigt:
- V: Alle Lecks an Hochdruck-/Niederdrucksystemgrenzen (ISLOCA).

Zur Zuordnung der einzelnen Unfallabläufe zu den einzelnen Anlageschadenszuständen (PDS) und zur Bestimmung derer Häufigkeiten wurde der Ereignis-/Fehlerbaum der Stufe-1-Analyse um die Containmentsysteme, ihre Anregesignale und Unterstützungssysteme erweitert und nochmals ausgewertet. Daraus ergaben sich insgesamt zwölf Anlageschadenszustände mit nicht vernachlässigbaren Häufigkeiten. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Abb. 8-3 aufgetragen. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

Abb.8-3: Kernschadenshäufigkeit für Anlageschadenszustände (HSK-Analyse)



- Der Anlageschadenszustand TLFF ist mit $1{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr am häufigsten und trägt rund 27% zur Kernschadenshäufigkeit bei. Er umfasst vor allem Transienten mit Verlust der Kühlwasseransaugung aus dem Kondensationsbecken infolge Verstopfung der Saugkörbe (CCF). Letztere Ausfallmöglichkeit dürfte mit den 1993 nachgerüsteten Saugkörben an Bedeutung verlieren.

- Zum zweithäufigsten Kernschadenszustand TLRF gehören vor allem Transienten mit Totalverlust der Wechselstromversorgung („Station Blackout") während 0,5 bis 15 Stunden. Die Häufigkeit der diesem Anlageschadenszustand zugeordneten Unfallabläufe ist in der HSK-Analyse deutlich grösser als in der KKL Stufe-2-Studie. Der Gründe liegen u.a. darin, dass die HSK ein gemeinsames Laufversagen (CCF) aller Notstromdiesel berücksichtigt und eine RCIC-Batterieentladedauer von zwei Stunden (gemäss KKL-Angaben) unterstellt. Im KKL Stufe-2-Modell wird dies nicht berücksichtigt.

- THFA umfasst Transienten ohne RDB-Druckentlastung (Versagen ADS, vor allem infolge CCF der Ventile oder Ausfall Druckluft) und gleichzeitigem Versagen der Hochdruckeinspeisung (RCIC und HPCS).

- AHAA umfasst ATWS-Sequenzen infolge Verklemmens von Steuerstäben und Versagens des Vergiftungssystems (SLCS). Gemäss KKL Stufe-2-Studie können solche ATWS-Sequenzen mittels „Containment Feed & Bleed" zumindest teilweise beherrscht werden. Die HSK ist der Ansicht, dass diese Accident-Management-Massnahme für ATWS-Sequenzen aufgrund der vorliegenden Analysen nicht in jedem Fall anwendbar ist.

- WLAF umfasst vor allem Transienten mit einem Langzeitausfall der externen Netzeinspeisung (mehr als 15 Stunden) und dem Verlust der Notstromdiesel.
- LLFF umfasst Kühlmittelverluststörfälle mit Verstopfen aller Saugkörbe (CCF) im Kondensationsbecken. Zudem gehören zu diesem Anlageschadenszustand Leitungsbrüche im Niederdruckeinspeisesystem (LPCI A oder B), die auch zum Ausfall der SEHR-Einspeisung führen (nicht aber die SEHR Containmentkühlung). Diese letzteren Unfallsequenzen wurden in der KKL Stufe-2-Studie nicht berücksichtigt.

Die übrigen sechs Anlageschadenszustände tragen einzeln weniger als 6% zur totalen Kernschadenshäufigkeit bei.

Der Betreiber hat in seinen Analysen in Anlehnung an den Entwurf der Grand-Gulf-Studie und der WASH-1400-Studie[15] ein sequenzspezifisches Vorgehen gewählt, d.h. es wurden ausgewählte, als umhüllend betrachtete Unfallabläufe als Ausgangspunkt der Stufe-2-Analyse berücksichtigt. Die in der Stufe-1-Analyse ausgewiesenen Störfallabläufe wurden dazu in folgende, bereits in Kap. 8.3.1.5 erwähnte Störfallkategorien eingeteilt:

TQUV: Ereignisse mit Verlust der Notkühleinspeisung

TQW: Ereignisse mit Verlust der Nachwärmeabfuhr

TC: Ereignisse mit Versagen der Reaktorschnellabschaltung (ATWS)

Durch die Begrenzung auf lediglich drei Anlageschadenszustände gehen gewisse, den Unfallablauf bestimmende Randbedingungen verloren. Der Betreiber hat deshalb für jede dieser drei Störfallkategorien drei spezifische Störfallabläufe näher untersucht, nämlich je eine Transiente sowie Kühlmittelverluste mit kleiner und grosser Bruchfläche. Diese Unterteilung erwies sich als notwendig zur Bestimmung repräsentativer Quellterme. Im Rahmen der Quelltermanalysen wurden zusätzliche Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um für die einzelnen Freisetzungskategorien umhüllende Quellterme zu bestimmen (Kap. 8.4.2.5). Das vom Betreiber gewählte Vorgehen zur Definition und Bestimmung der Anlageschadenszustände resp. der Schnittstelle zwischen der Stufe-1- und Stufe-2-Analyse ist heute nicht mehr üblich und reflektiert den Stand des Vorgehens zum Zeitpunkt der Erstellung der Stufe-2-Studie (1988).

8.4.2.3 Containmentbelastungen bei schweren Unfällen

Dem Containment kommt bei einem schweren Unfall als letzte Barriere zur Rückhaltung radioaktiver Stoffe eine entscheidende Bedeutung zu. Der Zeitpunkt eines möglichen Containmentversagens oder einer Containmentleckage bestimmt ganz wesentlich den Quellterm und damit das Risiko für die Um-

---

[15] Reactor Safety Study - An Assessment of Accident Risks in US Commercial Nuclear Power Plants, WASH-1400, NUREG 75/014, US-NRC, 1975

gebung der Kernanlage. Je länger das Containment intakt bleibt, desto geringer sind die Konsequenzen einer Freisetzung. Es ist deshalb wichtig, das Verhalten des Containments bei einem schweren Unfall möglichst genau zu kennen.

Folgende Versagensmöglichkeiten des Containments sind bei einem schweren Unfall denkbar:

(1) Umgehung (Bypass) des Containments bei Isolationsversagen von Leitungen des nuklearen Dampferzeugungssystems, die das Containment durchdringen, bei einem Leitungsbruch in einem Niederdrucksystem infolge Versagens der Hochdruck-/Niederdruckabsperrung (sogenannte V-Sequenzen) oder bei einem Isolationsversagen von Lüftungsleitungen,

(2) Überdruckversagen,

(3) Durchschmelzen des Containmentbodens (Basemat Melt-Through, BMT),

(4) Versagen durch massive mechanische Einwirkungen,

(5) Bewusstes resp. passives Druckentlasten mittels Containment-Druckentlastungssystem (FCVS) (im Rahmen der PSA-Analysen wird dies ebenfalls als ein "Containmentversagen" bezeichnet).

Die Versagensarten unter Punkt (1) werden bereits im Rahmen der Stufe-1-Analyse berücksichtigt und sind für die Charakterisierung der Anlageschadenszustände massgebende Grössen. Die Möglichkeit der bewussten Containmentdruckentlastung mit dem dafür speziell installierten und seit 1994 einsatzbereiten System wird im Containment-Ereignisbaum berücksichtigt.

Ein Überdruckversagen ist unbestreitbar eine wichtige Versagensart, wobei zwischen einem quasi-statischen (bei langsamem Druckanstieg) und einem dynamischen (bei sehr schnellem Druckanstieg) Überdruckversagen unterschieden werden muss. Ein quasi-statisches Überdruckversagen ist in Leibstadt dank des installierten Containment-Druckentlastungssystems kaum mehr möglich (nur bei Ausfall des FCVS).

Das Durchschmelzen des Containmentbodens ist für Leibstadt nur für sogenannte "trockene" Sequenzen ohne Wasser im Drywell überhaupt denkbar und würde in jedem Fall einige Tage dauern, bis das mehrere Meter dicke Betonfundament durchgeschmolzen wäre. Da zwischen Drywell und Wetwell keine automatische, ohne Fremdenergie wirkende Vakuumbrecheinrichtung vorhanden ist, sind „trockene" Unfallabläufe in Leibstadt sehr unwahrscheinlich. Der Grund liegt darin, dass bei Transienten der Druck im Containment infolge der abgeblasenen nicht-kondensierbaren Gase und der Dampfbildung stetig ansteigt und dadurch Wasser aus dem Kondensationsbecken über die Weir-Wand ins Drywell gedrückt wird. Der Drywellboden ist damit auch bei Transienten mit Wasser bedeckt (dies ist bei anderen BWR/6-Mark-III-Anlagen nicht der Fall, da diese Anlagen alle über ein Wetwell/Drywell-Vakuumbrechsystem verfügen). Es ist allerdings zu bemerken, dass auch in Leibstadt durch manuelle Massnahmen ein „Vakuumbrechen", d.h. ein Druckausgleich zwischen Drywell und Wetwell möglich ist. Dies ist in den Störfallvorschriften vorgesehen. Dazu müssen allerdings motorangetriebene Ventile

geöffnet werden, d.h. diese Massnahme funktioniert nur bei vorhandener Wechselstromversorgung (diese speziellen Motorventile schliessen bei Ausfall der Stromversorgung automatisch). In der HSK-Analyse und auch in der KKL Stufe-2-Analyse ist diese Möglichkeit des Drywell/Wetwell-Vakuumbrechens nicht berücksichtigt worden. Der Einfluss dieses Systems auf das Risikoprofil dürfte allerdings gering sein. Einerseits könnte sich dadurch zwar die Häufigkeit von BMT-Sequenzen leicht erhöhen, andererseits reduziert sich die Wahrscheinlichkeit einer Dampfexplosion beim RDB-Versagen und damit die Wahrscheinlichkeit eines frühen Containmentversagens. Beide Effekte dürften sich risikomässig teilweise kompensieren. Da andererseits nicht auszuschliessen ist, dass nach Betätigung der Motorventile diese unter Bedingungen eines schweren Unfalls (auslegungsüberschreitende Umgebungsbedingungen) nicht mehr schliessen oder der Operateur die Ventile fälschlicherweise öffnet, besteht die Möglichkeit einer Umgehung des Kondensationsbeckens (Drywell-Bypass), was den Unfallablauf verschlimmert. Aus diesem Grunde ist die Aktivierung des Drywell/Wetwell-Vakuumbrechsystems bei Anzeichen eines schweren Unfalls nicht zu empfehlen.

Ein Versagen des Containments durch mechanische Einwirkungen ist bei einem explosionsartigen Versagen des Reaktordruckbehälters (RDB) denkbar, ausgelöst z.B. durch eine Dampfexplosion innerhalb des druckentlasteten RDB (Dampfexplosionen sind bei hohen Drücken aus physikalischen Gründen kaum möglich). Die Wahrscheinlichkeit, dass der Druckstoss stark genug ist, um ein massives Versagen des RDB und des Containments zu verursachen, ist allerdings äusserst gering; trotzdem wird eine solche Versagensart des Containments sowohl in der KKL- als auch in der HSK-Analyse berücksichtigt, im Falle der HSK aufgrund anlagespezifischer Untersuchungen.

Dynamische Containmentbelastungen

Für die Containmentgefährdung von besonderer Bedeutung sind die kurzzeitigen, durch dynamische Prozesse bedingten Druckbelastungen. Die sogenannte „Direkte Containment-Aufheizung (DCH)" und die Dampfexplosion ausserhalb des RDB (EVSE) sind nur beim RDB-Versagen möglich, während eine Wasserstoff-Verbrennung immer dann eintreten kann, wenn dies die Randbedingungen bezüglich H_2-, O_2- und Dampfkonzentration zulassen und eine Zündquelle vorhanden ist. Nachfolgend werden diese drei die Containmentintegrität gefährdenden Prozesse kurz diskutiert[16].

a) Direct Containment Heating (DCH)

Als DCH wird ein Prozess bezeichnet, bei dem die Kernschmelze beim RDB-Versagen teilweise fein fragmentiert ins Containment verteilt wird. Dabei wird die Wärme der Schmelzfragmente, einschliesslich chemischer Reaktionswärme (Oxidation), sehr schnell an die Containmentatmosphäre übertragen,

---

[16] Eine ausführlichere Diskussion des DCH, der Dampfexplosion und Wasserstoffproblematik ist im HSK-Gutachten für Beznau II (HSK 15/130, Kap. 9.3.5.3) enthalten.

was zu einer schnellen Temperatur- und Druckerhöhung im Containment führt. Zudem kann bei diesem Prozess H_2 gebildet werden, der bei der Verbrennung den Druckaufbau noch verstärkt.

Der heutige Kenntnisstand zur Quantifizierung dieses komplexen Phänomens ist noch begrenzt. Es ist hingegen bekannt, dass die für das DCH notwendige Feinfragmentierung der Kernschmelze nur bei einem Hochdruckversagen des RDB möglich ist. Die Konsequenzen, d.h. der maximale Druckaufbau, sind zudem davon abhängig, ob die Schmelze auf einen trockenen oder mit Wasser bedeckten Drywellboden aufprallt. Im letzten Fall werden die Spaltfragmente weitgehend abgekühlt, wobei natürlich Wasser verdampft, was seinerseits zu einem Druckaufbau im Drywell führt.

Die HSK hat mit dem Programm CONTAIN Leibstadt-spezifische Analysen zum DCH durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer „trockenen" Unfallsequenz, d.h. ohne Wasser im Drywell, der durch DCH bedingte Druckaufbau im Bereich der RDB-Abstützung und der Drywellwände so hoch werden kann, dass deren Integrität nicht mehr gewährleistet ist. Die Rechnungen weisen Drywelldrücke > 6 bar aus, d.h. Werte, die grösser sind als der Drywellversagensdruck (im Bereich von ca. 5 bar). Die maximal errechneten Containmentdrücke - heisse Gase und Dampf und z.T. auch Schmelzfragmente gelangen via Kondensationsbecken ins Containment und heizen dessen Atmosphäre auf - liegen hingegen deutlich unterhalb des Containment-Versagensdruckes von 4,5 bar (gemäss 3D-Analysen). Ein direktes, durch DCH bedingtes Containmentversagen muss somit nicht unterstellt werden; ein zeitlich unter Umständen späteres Versagen als Folge einer Drywellbeschädigung und einer damit verbundenen Umgehung (Bypass) des Kondensationsbeckens kann allerdings nicht ausgeschlossen werden. Dieser Versagensmechanismus wird in den HSK-Analysen bewertet.

Die Untersuchungen für eine „nasse" Unfallsequenz zeigen, dass der durch die Wasserverdampfung bewirkte Druckaufbau im Drywell nicht zu dessen Versagen führt. Für diese weitaus häufigeren Unfallabläufe - solche mit Wasser im Drywell vor dem RDB-Versagen - ist somit DCH kein eigentliches Risikoproblem. In den HSK-Analysen wurden die Ergebnisse für „trockene" Unfallsequenzen im Sinne einer konservativen Randbedingung auch für „nasse" Sequenzen berücksichtigt.

Der Betreiber hat das DCH in seinen Analysen im Rahmen des Containmentereignisbaumes probabilistisch berücksichtigt. Die bedingten Versagenswahrscheinlichkeiten des Containments wurden allerdings nicht aus anlagespezifischen Analysen, sondern aus Ergebnissen anderer PSA-Studien[17] abgeleitet.

---

[17] (SARRP) „Containment Event Analysis for Postulated Severe Accidents: Grand Gulf Nuclear Station, Unit 1", NUREG/CR-4551, Vol. 4, Draft for Comment, 1987

b) Dampfexplosion beim RDB-Versagen

Eine Dampfexplosion beim RDB-Versagen kann wie folgt ablaufen: Beim Kontakt heisser Schmelze mit unterkühltem, nicht siedendem Wasser wird die Schmelze teilweise fragmentiert. Wegen der hohen Temperatur der Schmelzfragmente bildet sich um diese sofort ein Dampffilm, der die Abkühlung der Schmelzfragmente verzögert. Solange dieser Dampffilm erhalten bleibt, wird eine Reaktion zwischen Schmelze und Wasser verhindert. Bei nicht zu hohem Druck ist dieser Dampffilm relativ instabil und kann bereits durch kleine Störungen aufgebrochen werden. Dadurch kommt es zum direkten Kontakt zwischen heisser Schmelze und Wasser, welches sich schlagartig aufheizt und verdampft. Gleichzeitig kommt es zu einer weiteren Fragmentierung der Schmelze, was die Dampfbildung zusätzlich verstärkt. Dieser Vorgang führt zu einem Druckstoss, wodurch Dampffilme benachbarter Schmelzfragmente kollabieren, was die ganze Reaktion weiter beschleunigt. Der ganze Vorgang führt zu einer Schockwelle im Wasser und in der Drywellatmosphäre und kann die Drywellwand und die RDB-Abstützung gefährden.

Der physikalische Vorgang ist heute verstanden, und der dadurch bedingte Druckaufbau lässt sich analytisch berechnen. Die HSK hat in Zusammenarbeit mit einem externen Experten Leibstadt-spezifische Analysen durchgeführt[18]. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer Dampfexplosion vor allem die RDB-Tragstrukturen gefährdet sind, für die Druckpulse bis 200 kPa·s berechnet wurden, während für die Drywellwand Druckpulse von nur noch max. 10 kPa·s ausgewiesen werden. Ein Versagen der RDB-Strukturen kann indirekt auch zu einem Versagen von Drywelldurchführungen führen. Die HSK hat auch diese Möglichkeit in ihren Analysen berücksichtigt. Aufgrund dieser Analysen muss für Leibstadt mit einer bedingten, durch eine Dampfexplosion verursachten Versagenswahrscheinlichkeit des Drywells von 0,1 (Mittelwert) gerechnet werden. Eine direkte Containmentgefährdung infolge Dampfexplosion ist hingegen unwahrscheinlicher (ca. 1% bedingte Versagenswahrscheinlichkeit).

Der Betreiber hat in seinen Analysen Dampfexplosionen berücksichtigt, aber wie im Falle des DCH keine anlagespezifischen Rechnungen durchgeführt, sondern Informationen aus anderen PSA-Studien als für Leibstadt zutreffend angenommen. Daraus wurde abgeleitet, dass das Containment bei einer Dampfexplosion ausserhalb des RDB nicht gefährdet sei; Aussagen zur Drywellgefährdung als Folge einer Dampfexplosion innerhalb des Drywells werden nicht gemacht.

---

[18] H. Esmaili et al., „Probabilistic Assessment of Ex-Vessel Fuel/Coolant Interaction Energetics for Light Water Reactors", Proc. Nuclear Thermal Hydraulics, 1994, ANS Winter Meeting,

c) Wasserstoffverbrennung

Eine Wasserstoffverbrennung im Containment ist bei Vorliegen folgender Randbedingungen möglich:

- H_2-Konzentration > ca. 5 Vol. %
- O_2-Konzentration > ca. 5 Vol. %
- Dampfkonzentration < ca. 55 Vol. %

Wasserstoff wird bei einem schweren Unfall vor allem bei der exothermen Zirkonium-Dampf-Reaktion gebildet, die bei Temperaturen > 1200°C stark beschleunigt (exponentieller Anstieg) verläuft. Zusätzlich kann Wasserstoff auch bei anderen Metall-Dampf-Reaktionen freigesetzt werden, nach dem RDB-Versagen auch beim Aufschmelzen des Betons (Reaktion mit Armierungseisen). Die durch eine H_2-Verbrennung bedingte Containmentgefährdung muss deshalb für veschiedene Zeiten während des Unfallablaufs betrachtet werden.

Insgesamt würden bei vollständiger Oxidation des im Kern vorhandenen Zirkoniums (Hüllrohre und Brennelementstrukturen) ca. 2'300 kg (nur GE8-Brennelemente) resp. 1'900 kg (nur SVEA96-Brennelemente) Wasserstoff gebildet. Eine globale Verbrennung (Deflagration) von mehr als 400 kg H_2 im Containment führt zu einem Druckaufbau, der das Containment gefährdet. Es ist deshalb wichtig, dass der im Verlaufe des Unfalls sich bildende und via Abblaseventile und Druckabbaubecken ins Containment (Wetwell) gelangende Wasserstoff möglichst kontinuierlich verbrannt wird. Dazu sind in Leibstadt direkt oberhalb des Druckabbaubeckens mehrere H_2-Zünder installiert, die eine kontinuierliche Verbrennung des Wasserstoffs gewährleisten und zwar bis zu einer Produktionsrate von ca. 4 kg/s. Eine durch eine H_2-Verbrennung bedingte Gefahr für das Containment besteht somit lediglich, falls das H_2-Zündsystem ausfällt oder falls plötzlich sehr viel Wasserstoff gebildet und ins Containment freigesetzt wird. Letzteres ist beim RDB-Versagen möglich, da dabei der im RDB noch vorhandene und zusätzlich der beim RDB-Versagen direkt produzierte Wasserstoff (Oxidation metallischer Schmelzfragmente) ins Drywell und via Druckabbaubecken ins Containment freigesetzt wird. Aufgrund der HSK-Analysen ist der dadurch bedingte Druckaufbau auch bei ungünstigen Randbedingungen zu gering, um das Containment zu gefährden, allerdings nur, falls der vor dem RDB-Versagen produzierte Wasserstoff bereits verbrannt ist (H_2-Zünder verfügbar).

Nebst dem Containment ist beim RDB-Versagen auch das Drywell bei einer H_2-Verbrennung gefährdet. Die Analysen zeigen jedoch, dass beim RDB-Versagen die Luft und damit der für die H_2-Deflagration notwendige Sauerstoff sofort aus dem Drywell verdrängt wird und damit, trotz hoher H_2-Konzentration, eine Verbrennung im Drywell wegen Sauerstoffmangel kaum möglich ist (zudem ist die Dampfkonzentration im Drywell sehr schnell so hoch, dass eine Zündung auch wegen der sogenannten Dampfinertisation ausgeschlossen wäre).

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass in der Anlage Leibstadt Wasserstoff kein Problem darstellt, solange die H_2-Zünder wie vorgesehen funktionieren. Die Hälfte der H_2-Zünder werden allerdings von derselben Gleichstromschiene (21ET) versorgt wie die RCIC-Steuerung, d.h. bei Ausfall des RCIC infolge Erschöpfung der Batterie (21ES) fallen auch 50% der H_2-Zünder aus. Die zweite Hälfte der H_2-Zünder werden von der Schiene 11ET gespiesen, die von der Batterie 11ES gepuffert wird. Die elektrischen Lasten an dieser Schiene sind vergleichbar mit denjenigen für die Schiene 21ET, d.h. die Schienen 21ET und 11ET dürften infolge Erschöpfung der Batterien zu etwa derselben Zeit ausfallen. In den HSK-Analysen wurde deshalb unterstellt, dass bei Ausfall des RCIC infolge Batterieerschöpfung nach 2 Betriebsstunden auch die H_2-Zünder ausfallen, im Wissen, dass diese Annahmen konservativ ist (Kap. 8.3.1.5). Dies hat zur Folge, dass sich insbesondere bei „Station-Blackout"-Sequenzen, bei denen die Kernabdeckung und damit die Bildung von Wasserstoff erst mit dem Verlust des RCIC einsetzt, im Containment eine hohe H_2-Konzentration aufbauen kann und damit die Gefahr eines durch H_2-Deflagration oder -Detonation bedingten Überdruckversagens vorhanden ist. Es wäre deshalb sinnvoll, die H_2-Zünder von völlig unabhängigen Batterien zu speisen, die eine mehrstündige Verfügbarkeit der Zünder nach Beginn der Kernabdeckung und Wasserstoffbildung bei allen denkbaren Unfallabläufen gewährleisten. Entsprechende Abklärungen seitens des Betreibers wurden von der HSK verlangt.

8.4.2.4 Containment-Ereignisbaumanalyse

a) Aufbau des Containment-Ereignisbaumes

Mit der Containment-Ereignisbaumanalyse (CET-Analyse) werden die möglichen Freisetzungspfade innerhalb der Anlage probabilistisch bewertet. Das Vorgehen und die numerische Auswertung ist analog zur Ereignisbaumanalyse der Stufe 1 (Kap. 8.3.1.4). Als sogenannte Hauptfragen werden im Containment-Ereignisbaum, ausgehend vom Anlageschadenszustand (Kap. 8.4.2.2), in chronologischer Reihenfolge alle physikalisch/chemischen Prozesse und Phänomene sowie anlageinterne Notfallmassnahmen aufgeführt, die das Verhalten des Containments und den Transport der radioaktiven Stoffe innerhalb der Anlage wesentlich beeinflussen. Für jede Hauptfrage werden zwei oder mehr Verzweigungsmöglichkeiten betrachtet und probabilistisch bewertet. Für Unfallabläufe mit Umgehung des Containments, sogenannte Bypass-Sequenzen (V-Sequenzen), ist bei korrekter Definition der Stufe-1-/Stufe-2-Schnittstelle keine CET-Analyse notwendig. Es ist zu erwähnen, dass in der KKL Stufe-2-Studie die Bypass-Sequenzen nicht berücksichtigt wurden, im Gegensatz zur HSK-Analyse.

In der KKL Stufe-2-Studie wurde ein Ereignisbaum mit 58 Hauptfragen entwickelt und ausgewertet. Die Struktur und die Quantifizierung der Hauptfragen des CET lehnen sich stark an den Entwurf der Grand Gulf Studie an. Es werden vier Zeitphasen unterschieden, nämlich: (1) vor Beginn der Kernbeschädigung, (2) während der Kernbeschädigung, (3) Zeitpunkt des RDB-Versagens und (4) nach dem RDB-

Versagen mit der Phase der Schmelze/Beton-Wechselwirkung. Diese Einteilung ist nach Ansicht der HSK sinnvoll und widerspiegelt die wichtigsten, den Unfallablauf bestimmenden Zeitphasen.

Für das erste Zeitfenster bis zum Beginn der Kernbeschädigung interessieren vor allem Fragen zum Zustand des Containments sowie mögliche Notfallmassnahmen zur Wiederherstellung einer ausreichenden Kernkühlung. In diesem Zeitfenster werden deshalb u.a. folgende Hauptfragen resp. Möglichkeiten probabilistisch bewertet: Vorhandene Containmentleckagen, Umgehung des Druckabbaubeckens, Offenbleiben von Vakuumbrechern in den SRV-Leitungen (Dampf und radioaktive Stoffe würden dadurch direkt ins Drywell gelangen), Containmentversagen vor einer Kernbeschädigung (wichtig bei ATWS-Störfällen), sowie, wie bereits erwähnt, Notfallmassnahmen zur Wiederherstellung der Kernkühlung.

Im zweiten Zeitabschnitt, der eigentlichen Kernbeschädigungsphase, werden insgesamt 13 verschiedene Hauptfragen probabilistisch bewertet. Die Fragen bewerten eine mögliche Umgehung des Containments oder des Druckabbaubeckens, Fragen betreffend H_2-Deflagrationen und -Detonationen im Containment sowie eine denkbare Dampfexplosion innerhalb des RDB beim Absturz von Schmelze in den unteren RDB-Bereich. Im letzten Fall ist ein massives Versagen des RDB mit Beschädigung des Containments nicht völlig auszuschliessen (sogenanntes α-Mode-Versagen des Containments). Nicht berücksichtigt wurde in dieser Zeitphase die Möglichkeit einer Wiederherstellung der Notkühlung und der Einspeisung von Notkühlwasser in den überhitzten und teilweise geschmolzenen Kern. Dabei ist die Möglichkeit einer Rekritikalität nicht ganz auszuschliessen, da die Steuerstäbe zeitlich vor den Brennelementen schmelzen und es deshalb ein gewisses Zeitfenster gibt, in dem der Kern bei Wiederflutung und noch einigermassen intakter Kerngeometrie aber bereits weggeschmolzenen Steuerelementen unter Umständen wieder kritisch würde. Dies sollte in der CET-Analyse berücksichtigt und quantifiziert werden. Aufgrund heutiger Kenntnisse ist dabei zwar eine erneute nukleare Leistungsproduktion möglich, die den Unfallablauf beschleunigt, die RDB-Integrität allerdings nicht gefährdet. Wahrscheinlicher wäre allerdings, dass durch die bei der Flutung wirkenden mechanischen Kräfte die überhitzten und teilweise hüllrohrfreien Brennstäbe zusammenfallen und sich der Brennstoff am RDB-Boden resp. auf der unteren Gitterplatte anhäuft. Diese Konfiguration kann nicht mehr kritisch werden. In der HSK-Analyse ist die Möglichkeit einer Rekritikalität berücksichtigt worden.

Mit insgesamt 21 Fragen werden die Phänomene beim und kurz nach dem RDB-Versagen behandelt. Berücksichtigt werden: DCH, Dampfexplosion, H_2-Deflagration und -Detonation, Containmentüberdruckversagen infolge nicht-kondensierbarer Gase und Dampf. Damit sind nach Ansicht der HSK die entscheidenden Phänomene in dieser Zeitphase angesprochen.

In der letzten Zeitphase werden Phänomene wie Kühlbarkeit der Kernschmelze, H_2-Deflagration, Überdruckversagen infolge Dampfbildung und nicht-kondensierbarer Gase, Schmelze/Beton-Wechselwirkung sowie Erosion der RDB-Abstützung durch die Kernschmelze behandelt und probabilistisch

quantifiziert. Nicht berücksichtigt wird der Einfluss des Sekundärcontainments. Dieses kann bei Unfallabläufen mit Containmentleckagen eine zusätzliche Rückhaltebarriere für radioaktive Stoffe darstellen. Bei einem Überdruckversagen des Containments ist allerdings auch das Sekundärcontainment gefährdet, weshalb in vielen PSA-Studien das Sekundärcontainment nicht berücksichtigt wird (konservative Annahme). Die HSK hat in ihren Analysen den Einfluss des Sekundärcontainments bei den Quelltermanalysen berücksichtigt.

Die HSK ist der Ansicht, dass der CET der KKL Stufe-2 Studie die wesentlichen, den Unfallablauf und den Transport radioaktiver Stoffe bestimmenden Phänomene berücksichtigt; Ausnahmen resp. sinnvolle Ergänzungen sind bereits diskutiert worden. Die Quantifizierung des CET resp. der Hauptfragen beruht allerdings kaum auf anlagespezifischen Analysen, obwohl einige Unfallsequenzen für die Anlage Leibstadt deterministisch mit dem heute allerdings nicht mehr aktuellen Programm STCP[19] untersucht wurden. Die Bewertung der Hauptfragen stützt sich weitgehend auf Informationen aus anderen PSA-Studien für BWR/6-Mark-III-Anlagen (Grand Gulf Draft NUREG-1150, GESSAR, Kuosheng PSA). Dies ist nach Ansicht der HSK eine Schwäche der vorliegenden Stufe-2-Analyse und sollte verbessert werden. Ohne anlagespezifische deterministische Detailanalysen zur Quantifizierung der Hauptfragen sind die Einsichten und Erkenntnisse aus der PSA-Studie nur bedingt belastbar.

Die HSK hat für ihre eigenen Analysen einen eigenen CET entwickelt, der in der Struktur demjenigen der KKL Stufe-2-Studie entspricht. Insgesamt werden 40 Hauptfragen, z.T. mit mehr als zwei Verzweigungsmöglichkeiten, bewertet und quantifiziert. Die Bestimmung der Verzweigungswahrscheinlichkeiten beruht weitgehend auf KKL-spezifischen Analysen. Aufgrund dieser Ergebnisse konnte der CET auch gegenüber demjenigen der KKL Stufe-2-Analyse vereinfacht und übersichtlicher aufgebaut werden.

b) Freisetzungskategorien und Ergebnisse der CET-Auswertung

Die Auswertung des Containment-Ereignisbaumes führt theoretisch zu Millionen von Endzuständen, von denen immer noch Tausende häufigkeitsmässig zu berücksichtigen sind. Es ist deshalb sinnvoll und in der Praxis üblich, die Endzustände des Containment-Ereignisbaumes zu sogenannten Freisetzungskategorien zusammenzufassen, die durch typische, die Unfallfolgeanalyse charakterisierende Grössen definiert sind. Dieses Vorgehen ist analog der Bildung von Anlageschadenszuständen aus den Millionen von einzelnen Unfallabläufen der Stufe-1-Analyse. Die Verknüpfung der Anlageschadenszustände (Ergebnis der Stufe-1-Analyse) mit den Freisetzungkategorien (Ergebnis der Stufe-2-Analyse) erfolgt mittels der sogenannten C-Matrix, deren Elemente aufgrund der Auswertung des Containment-Ereignisbaumes bestimmt werden.

---

[19] „Source Term Code Package (STCP). A User Guide (Mod.1)", NUREG/CR-4587, July 1987

In der heute vorliegenden KKL Stufe-2-Studie werden 16 Freisetzungkategorien definiert (Tab. 8-6). Die Definition dieser 16 Freisetzungskategorien richtet sich allerdings weniger an die CET-Endzustände, als vielmehr an spezifische Unfallabläufe. Dadurch ist die Zuordnung der CET-Endzustände zu den einzelnen Freisetzungskategorien undurchsichtig und auch etwas willkürlich. Zudem bleibt der Nachweis, dass damit alle risikorelevanten Unfallabläufe berücksichtigt resp. umhüllend abgedeckt sind, offen. Das vom Betreiber verwendete Vorgehen entspricht nicht dem heutigen Verfahren und ist offenbar auch bedingt durch die Verwendung des STCP-Rechenprogramms. Das Vorgehen bei der Bestimmung und Quantifizierung der Freisetzungskategorien sollte bei einer Aktualisierung der Stufe-2-Analyse verbessert werden.

Tab. 8-6 Definition und Häufigkeit der Freisetzungskategorien gemäss KKL Stufe-2-Analyse

Freisetzungs-kategorie	Repräsentativer Unfallablauf		Häufigkeit (pro Jahr)
	Abkürzung	Charakterisierung	
1	V-LOCA	Containment Bypass Sequenz	1,3E-8
2	TQUV-CNI-SPB-RCD	TQUV, mit Containment-Isolationsversagen, SP-Bypass, kein Wasser im Drywell	1,0E-12
3	TQUV-CNI-SPB	wie 2, aber mit Wasser im Drywell	7,6E-10
4	TQUV-CNI	TQUV mit Containment-Isolationsversagen	3,7E-9
5	TC-SPB	TC (ATWS) mit SP-Bypass	5,3E-9
6	TQW-SPB via Containment	TQW mit SP-Bypass und Überdruckversagen des Containments	2,5E-9
6F	TQW-SPB via FCVS	TQW mit SP-Bypass und Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem	7,8E-9
7	TC base case	TC (ATWS) Basisfall	8,1E-8
8	TQW via Containment	TQW mit Überdruckversagen des Containments	3,3E-8
8F	TQW via FCVS	TQW mit Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem	1,1E-7
9	TQUV-H2B-SPB	TQUV mit SP-Bypass und Überdruckversagen des Containments infolge H_2-Verbrennung	2,0E-8
10	TQUV-H2B	TQUV und Ueberdruckversagen des Containments infolge H_2-Verbrennung	6,2E-9
11	TQUV-SPB via Containment	TQUV mit SP-Bypass und Überdruckversagen des Containments	3,8E-9
11F	TQUV-SPB via FCVS	TQUV mit SP-Bypass und Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem	3,2E-7
12	TQUV via Containment	TQUV mit Ueberdruckversagen des Containments	1,7E-8
12F	TQUV via FCVS	TQUV mit Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem	1,43E-6

SP-Bypass: Umgehung des Kondensationsbeckens
FCVS: Gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem

Bei dem von der HSK entwickelten Verfahren ist zur Risikobewertung formal keine Festlegung von Freisetzungskategorien notwendig, da Tausende von Quelltermen mit ihren zugehörigen Häufigkeiten direkt mittels eines speziellen Rechenverfahrens berücksichtigt werden können und das Ergebnis in Form von CCDF-Risikokurven dargestellt wird (dieses Vorgehen ist detaillierter im HSK-Gutachten für die Anlage Beznau II beschrieben). Die Endzustände des Containment-Ereignisbaumes können aber auch nach charakteristischen Grössen zusammengefasst werden, um so gewisse anlagespezifische Einsichten zu gewinnen. Die HSK hat in ihren Analysen deshalb die CET-Endzustände in insgesamt 22 Kategorien zusammengefasst, die im wesentlichen charakterisiert sind durch den Zeitpunkt des Containmentversagens und die Wirksamkeit resp. Nicht-Wirksamkeit des Kondensationsbeckens. Die letztere Unterscheidung beinhaltet implizit die Möglichkeit des Drywell-Versagens. Zudem hat die HSK einige spezielle Freisetzungskategorien berücksichtigt, die in der KKL Stufe-2-Studie nicht bewertet oder nicht ausgewiesen sind. In Tab. 8-7 sind die in der HSK-Analyse definierten Freisetzungskategorien mit ihren entsprechenden Häufigkeiten zusammengestellt. Angegeben ist zudem die Zuordnung - soweit möglich - der in der KKL Stufe-2-Studie definierten Freisetzungskategorien und deren Häufigkeiten.

Ein direkter Vergleich der in Tab. 8-7 angegebenen HSK- und KKL Stufe-2-Ergebnisse ist insofern problematisch, als die Definitionen der Freisetzungskategorien in den beiden Studien zu unterschiedlich sind. Zu beachten ist beispielsweise, dass die HSK zwischen einem späten und einem sehr späten Containmentversagen unterscheidet, was in der KKL Stufe-2-Studie nicht der Fall ist. Nach Ansicht der HSK ist diese Unterscheidung notwendig, da insbesondere bei Sequenzen mit einem Drywellversagen resp. einer Drywelleckage das Containment früher versagt als bei solchen mit einem intakten Drywell. Diese Unterscheidung fehlt in der KKL Stufe-2-Studie. Die Häufigkeit der KKL Stufe-2-Kategorien 11, 11F, 12 und 12F müssten deshalb sinnvollerweise mit der Summe der entsprechenden HSK-Kategorien L.. und VL.. verglichen werden, beispielsweise 11F mit R17+R13.

Aus den in Tab. 8-7 zusammengestellten Ergebnissen lassen sich einige interessante Folgerungen ableiten:

- Gemäss HSK-Analyse ist bei rund 26% aller Unfälle mit einem Containmentversagen resp. einer Containmentdruckentlastung vor dem Kernschmelzen zu rechnen und zwar vor allem bei ATWS- und TQW-Sequenzen (diese Sequenzen führen definitionsgemäss zu einem Containmentversagen vor einer Kernbeschädigung, wenn auch zu stark unterschiedlichen Zeiten; bei einem ATWS sehr früh, bei einer TQW-Sequenz sehr spät, vgl. Tab. 8-12). Die Freisetzung radioaktiver Stoffe erfolgt bei rund 80% dieser Unfallabläufe via Containment-Druckentlastungssystem (FCVS), was deren Konsequenzen deutlich mildert. Gemäss KKL Stufe-2-Studie führen rund 20% der Unfälle zu einem frühen Containmentversagen (im Zeitbereich des RDB-Versagens), wovon bei etwa 40% der Unfälle die Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem erfolgt.

Tab. 8-7 Definition der Freisetzungskategorien gemäss HSK-Analyse und deren Häufigkeit

Freisetzungs-kategorie gemäss HSK-Analyse		Charakterisierung der Freisetzungskategorie	Häufigkeit (pro Jahr) HSK-Analyse	Zuordung der in der KKL Stufe-2-Studie definierten Freisetzungskategorien		Häufigkeit (pro Jahr) LPSA-Studie
R1	Bypass	Containment Bypass (V-Sequenzen)	2,6E-8	1	V-LOCA	1,3E-8
R2	VECF,nB	Containmentversagen vor Kernbeschädigung;	4,8E-8	4, 7 +8		1,2E-7
R3	VECF,B	Containmentversagen vor Kernbeschädigung und SP-Bypass	1,5E-7	2, 3, 5 +6		8,6E-9
R4	VECV,nB	Containment druckentlastet (Venting) vor Kernbeschädigung	7,1E-7	8F	TQW via Venting	1,1E-7
R5	VECV,B	Containment druckentlastet (Venting) vor Kernbeschädigung, SP-Bypass	2,4E-7	6F	TWQ, SP-Bypass, via Venting	7,8E-9
R6,	ECF,nB	Containmentversagen zum Zeitpunkt des RDB-Versagens	2,8E-7	10	TQUV, H_2-Deflagration	6,2E-9
R7	ECF,B	Containmentversagen zum Zeitpunkt des RDB-Versagens und SP-Bypass	7,0E-8	9	TQUV, H_2-Deflagration, SP-Bypass	2,0E-8
R8	ECV,nB	Containment druckentlastet (Venting) zum Zeitpunkt des RDB-Versagens	4,3E-7		-	
R9	ECV,B	Containmnet druckentlastet (Venting) zum Zeitpunkt des RDB-Versagens, SP-Bypass	1,2E-7		-	
R10	LCF,nB	Containmentversagen 6-8 Stunden nach dem RDB-Versagen	1,3E-7		-	
R11	LCF,B	Containmentversagen 6-8 Stunden nach dem RDB-Versagen, SP-Bypass	1,0E-7		-	
R12	LCV,nB	Containment druckentlastet (Venting) 6-8 Stunden nach dem RDB-Versagen	6,7E-8		-	
R13	LCV,B	Containment druckentlastet (Venting) 6-8 Stunden nach dem RDB-Versagen, SP-Bypass	1,9E-7		-	
R14	VLCF,nB	Sehr spätes Containmentversagen (> 15 Stunden)	2,6E-8	12	TQUV, Containment-Überdruckversagen	1,7E-8
R15	VLCF,B	Sehr spätes Containmentversagen (> 15 Stunden), SP-Bypass	< E-9	11	TQUV, SP-Bypass, Containmentüberdruckversagen	3,8E-9
R16	VLCV,nB	Sehr spätes Containment-Druckentlasten (Venting)	1,3E-6	12F	TQUV, via Venting	1,4E-6
R17	VLCV,B	Sehr spätes Containment-Druckentlasten (Venting), SP-Bypass	< E-9	11F	TQUV, SP-Bypass, via Venting	3,2E-7
R18	NoCF	Kein Containmentversagen, RDB versagt	6,3E-7		-	
R19	BMT	Durchschmelzen des Containmentbodens	<E-9		-	
R20	NoVBNoCF	Kein RDB-Versagen, kein Containmentversagen	8,8E-9		-	
R21	NoVBCF,nB	Kein RDB-Versagen, Containment versagt	3,1E-8		-	
R22	NoVBCF,B	Kein RDB-Versagen, Containment versagt, SP-Bypass	< E-9		-	
Total			4,2E-6			2,1E-6

SP-Bypass: Umgehung des Kondensationsbeckens

- Ein Containmentversagen zum Zeitpunkt des RDB-Versagens ist gemäss HSK-Analysen bei rund 20% der Unfälle zu erwarten, wobei die Freisetzung bei rund 60% via Containment-Druckentlastungssystem erfolgt. Gemäss KKL Stufe-2-Studie ist nur bei rund 1,2% aller Unfallabläufe mit einem Containmentversagen beim RDB-Versagen zu rechnen. Diese Abweichung ist massgeblich bestimmt durch das Versagen des H_2-Zündsystems infolge Batterieerschöpfung (diese Abhängigkeit der H_2-Zünder von der Batterieentladedauer ist in der KKL Stufe-2-Studie nicht berücksichtigt) und dem dadurch bedingten Containmentversagen als Folge einer H_2-Deflagration sowie in der unterschiedlichen Behandlung der dynamischen Druckbelastungen beim RDB-Versagen, insbesondere des DCH und der Dampfexplosion (Kap. 8.4.3.2).

- Gemäss HSK-Analyse führen rund 40% aller Unfälle zu einem späten Containmentversagen, wovon bei rund 85% die radioaktiven Stoffe via Containment-Druckentlastungssystem in die Umgebung freigesetzt werden. Die entsprechenden Zahlen der KKL Stufe-2-Studie sind 85%, wovon 99% als Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem ausgewiesen werden. Der Unterschied in den Ergebnissen ist z.T. darin begründet, dass in der HSK-Analyse noch rund 15% Unfallabläufe ausgewiesen werden, die zu keinem Containmentversagen führen. Ein zweiter Unterschied betrifft die Berücksichtigung der Batterielebensdauer (maximal zwei Stunden) der H_2-Zünder in der HSK-Analyse. Dadurch ist der Anteil an Sequenzen mit einem durch eine H_2-Deflagration bedingten, späten Überdruckversagen in der HSK-Analyse grösser als in der KKL Stufe-2-Analyse.

- Insgesamt erfolgt gemäss HSK-Analyse in rund 65% aller Unfälle die Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem, und rund 15% führen zu keiner Containmentbeschädigung resp. keinem Ansprechen des Containment-Druckentlastungssystems. Somit enden rund 20% aller Unfälle in einem Freisetzungspfad mit Versagen des Containments infolge Bruch oder Leckage ausserhalb der Auslegung. Gemäss KKL Stufe-2-Analysen führen rund 85% aller Unfälle zu einer Freisetzung via Containment-Druckentlastungssystem, 15% führen zu einem Versagen des Containments infolge Bruch oder Leckage ausserhalb der Auslegung. Die Abweichungen sind insbesondere bedingt durch die unterschiedliche Behandlung der dynamischen Containmentbelastungen beim RDB-Versagen, wofür gemäss HSK-Analyse eine höhere Wahrscheinlichkeit für ein Containmentüberdruckversagen ausgewiesen wird.

c) Zusammenfassung

Die HSK hat den in der KKL Stufe-2-Studie verwendeten Containment-Ereignisbaum im Detail überprüft. Sie ist der Ansicht, dass die wesentlichen den Unfallabauf bestimmenden Phänomene durch CET-Hauptfragen berücksichtigt werden, dass zu deren Quantifizierung allerdings nicht immer der heutige Stand des Wissens berücksichtigt wurde und diese nicht resp. nur bedingt auf anlagespezifischen Analysen beruht. Die Zusammenfassung der CET-Endzustände in Freisetzungskategorien ist nach Ansicht der HSK nur bedingt nachvollziehbar und entspricht nicht mehr dem heutigen Vorgehen.

Das Verfahren sollte verbessert werden, da dies auch direkten Einfluss hat auf die Ergebnisse der CET-Analyse und die Risikointegration.

Trotz dieser analytischen Schwachstellen in der KKL Stufe-2-Studie stimmen die wesentlichen Erkenntnisse aus der KKL-CET-Analyse mit denjenigen der HSK-Analyse überein, insbesondere die Aussage, dass die Freisetzung der radioaktiven Stoffe für die meisten Unfallabläufe via Containment-Druckentlastungssystem erfolgt. Unterschiede in den beiden Studien betreffen vor allem Unfallabläufe mit einem frühen Containmentversagen infolge eines durch DCH, Dampfexplosion oder H_2-Verbrennung bedingten Überdruckversagens. Dafür weist die HSK-Analyse einen etwas grösseren Anteil aus, was risikomässig von Bedeutung ist (vgl. nächster Abschnitt).

8.4.2.5 Quelltermanalysen und Risikointegration

Die Bestimmung des sogenannten Quellterms, d.h. des zeitlichen Verlaufs und der Menge der in die Umgebung freigesetzten radioaktiven Stoffe, erfolgt mittels deterministischer Unfallablaufanalysen. Um die Zahl der einzelnen Quelltermanalysen zu begrenzen, wird für jede Freisetzungskategorie ein charakteristischer Quellterm bestimmt. Die Problematik besteht dabei darin, dass unter Umständen mehrere unterschiedliche Unfallabläufe mit vergleichbarer Häufigkeit zu einer Freisetzungkategorie beitragen und deshalb die Festlegung eines für alle diese Unfallabläufe charakteristischen Quellterms nicht immer eindeutig ist. Eine Möglichkeit zur teilweisen Lösung dieser Problematik besteht darin, mehrere Quellterme für eine Freisetzungkategorie zu berechnen und daraus einen gemittelten Quellterm zu bestimmen und zwar unter Berücksichtigung der Häufigkeit der einzelnen Quellterme (häufigkeitsgemittelter Quellterm). Dieses Verfahren ist allerdings aufwendig.

In der KKL Stufe-2-Studie wurden für 15 Freisetzungskategorien (Freisetzungskategorien 2 bis 12F gemäss KKL-Terminologie, vgl. Tab. 8-6) Quellterme bestimmt, und zwar jeweils für einen repräsentativen Unfallablauf. Kein Quellterm wurde für die Freisetzungskategorie 1 (V-Sequenzen) bestimmt. Dieses Verfahren hat, wie oben diskutiert, gewisse Einschränkungen und widerspiegelt nicht unbedingt alle Unfallablaufaspekte korrekt. Bei der nächsten Revision der KKL Stufe-2-Studie sollte das Verfahren zur Bestimmung repräsentativer Quellterme verbessert werden. Es sollten insbesondere für alle wichtigen Unfallabläufe Quelltermanalysen durchgeführt werden, zudem sind alle Annahmen klar und nachvollziehbar zu dokumentieren.

In der KKL Stufe-2-Studie wurde folgendes Vorgehen gewählt: Für jeden der drei Anlageschadenszustände (TC, TQUV und TQW) wurden Quelltermanalysen für Transienten und Kühlmittelverluststörfälle mit kleinen und grossen Bruchflächen durchgeführt. Die Ergebnisse für Transienten wurden als repräsentativ für die Freisetzungskategorien 7 (TC-Basisfall), 8 (TQW-Basisfall) und 12 (TQUV-Basisfall) betrachtet; die Ergebnisse für Kühlmittelverluststörfälle wurden hingegen nicht weiter berücksichtigt. Ausgehend von diesen Basisrechnungen wurden nun Quellterme repräsentativer Unfall-

abläufe für die übrigen Freisetzungskategorien bestimmt, indem beispielsweise eine Umgehung des Kondensationsbeckens, eine H_2-Verbrennung im Containment und/oder ein Containment-Isolationsfehler unterstellt wurde. Daraus wurden für insgesamt acht weitere Freisetzungskategorien repräsentative Quellterme bestimmt. Zudem wurden für die häufigsten TQUV- und TQW-Sequenzen der Einfluss des gefilterten Containment-Druckentlastungssystems abgeschätzt und der Quellterm für vier spezielle „gefilterte" Freisetzungskategorien bestimmt. Dazu wurde die Zuverlässigkeit des Containment-Druckentlastungssystems probabilistisch abgeschätzt und für die Auswaschung der Aerosole im Filterwäscher generell ein Rückhaltefaktor von 10'000 berücksichtigt. Nach Ansicht der HSK ist dieses Vorgehen für eine grobe Abschätzung akzeptierbar, es sollte aber bei der nächsten Revision der KKL Stufe-2-Studie auf den Stand der heutigen PSA-Methodik gebracht werden und beispielsweise Unsicherheiten im Rückhaltefaktor berücksichtigen.

In der KKL Stufe-2-Studie wurde das Programmpaket STCP zur Quelltermanalyse verwendet. STCP ist aus verschiedenen Unterprogrammen aufgebaut, die im wesentlichen als einzelne Programme verwendet werden müssen, d.h. STCP ist noch kein sogenanntes „integriertes" Programmpaket, wie dies beispielsweise das von der HSK verwendete Programm MELCOR[20] darstellt. STCP wurde vor allem zu Beginn der 80er Jahre verwendet, entspricht aber heute nicht mehr dem Stand der Technik und hat seit einigen Jahren keine Weiterentwicklung mehr erfahren. Beispielsweise fehlt ein Modell für die thermische Wiederfreisetzung von an Oberflächen abgelagerten Radionukliden (engl.: Revaporization). Dieser Vorgang beeinflusst wesentlich den Transport und damit die Freisetzung von Cäsium, Jod und Tellur.

Die Quelltermanalysen der HSK beruhen im wesentlichen auf MELCOR-Rechnungen. Diese wurden als Basis für Analysen mit dem einfacheren, von den HSK-Experten entwickelten Code ERPRA-KKL verwendet, der die den Radionuklidtransport bestimmenden Phänomene in parametrisierter Form berücksichtigt. Mit diesem Programm ist es möglich, Tausende von Quelltermanalysen durchzuführen und damit auch den Einfluss von Unsicherheiten in Eingabedaten und Modellen zu berücksichtigen. Die in den Abb. 8-4 bis 8-7 dargestellten HSK-Ergebnisse beruhen auf einigen Hunderttausend einzelnen sequenzspezifischen Quelltermen, berechnet mittels eines Monte-Carlo-Verfahrens[21]. Für eine ausführlichere Beschreibung der HSK-Methode sei auf die Kapitel 9.3.5.5 und 9.3.5.6 des HSK-Gutachtens für die Anlage Beznau II verwiesen.

Ein direkter Vergleich der Quellterme der KKL Stufe-2- mit den HSK-Analysen ist insofern schwierig, als die Freisetzungskategorien verschieden definiert wurden. Sinnvoller ist deshalb ein Vergleich auf der Basis des nuklidspezifischen Risikos. Dazu eignet sich die sogenannte komplementäre Häufig-

---

[20] „MELCOR Computer Code Manuals, Version 1.8.3", NUREG/CR-6119, Sept. 1994

[21] E. Cazzoli et al., "Approach to Quantification of Uncertainties in Probabilistic Safety Assessments", Proc. ESREL '93, München 1993, Seiten 899ff.

keitsverteilungsfunktion (CCDF-Risikokurven). Diese Funktion gibt für jede nuklidspezifische Freisetzung an, mit welcher Häufigkeit diese oder eine grössere Freisetzung eintreten kann. Diese Funktionen sind für die wichtigsten Nuklidgruppen in den Abb. 8-4 bis 8-7 dargestellt. (Die den einzelnen Nuklidgruppen zugeordneten radioaktiven Stoffe sind in Tab. 8-11 aufgeführt.) Aufgetragen sind der Mittelwert sowie die 5%-, 50%- und 95%-Fraktilwerte. Der 95%-Fraktilwert sagt beispielsweise, dass mit 95%iger Aussagesicherheit die Häufigkeit einer bestimmten Freisetzung unterhalb dieses Wertes liegt. Oder anders ausgedrückt: mit 90%iger Aussagesicherheit liegt die Häufigkeit für einen bestimmten Freisetzungsanteil zwischen dem 5%- und 95%-Fraktilwert. In den Abb. 8-4 bis 8-7 sind zum Vergleich auch die aufgrund einzelner STCP-Rechnungen gewonnenen KKL Stufe-2-Ergebnisse (Punktwerte) dargestellt. Aufgrund dieser Ergebnisse sind einige interessante Folgerungen erwähnenswert:

- Die KKL Stufe-2-Ergebnisse sind durchwegs deutlich tiefer als die HSK-Ergebnisse. Der Grund liegt u.a. darin, dass in der KKL Stufe-2-Studie die V-Sequenzen nicht berücksichtigt wurden (diese sind risikomässig nicht vernachlässigbar) und dass in der HSK-Analyse eine deutlich höhere Häufigkeit für ATWS-Sequenzen ausgewiesen wird. Im weiteren sind die Abweichungen auch eine direkte Folge der unterschiedlichen Rechenprogramme (MELCOR vs. STCP). Wie bereits früher erwähnt, wird im STCP-Programm beispielsweise die „Revaporization" nicht berücksichtigt, wodurch insbesondere die Quellterme für Jod, Cäsium und Tellur unterschätzt werden.

- Wie aus den Abb. 8-8 und 8-9 ersichtlich, bestimmen die Freisetzungskategorien R1 (KKL: 1), R3 (KKL: 5+6) und R7 (KKL: 9) wesentlich das Risiko. Bei allen drei Kategorien handelt es sich um Unfallabläufe mit einem frühen Containmentversagen (beim oder vor dem RDB-Versagen) und einer Umgehung des Kondensationsbeckens. Beide Effekte zusammen führen zu grossen Freisetzungen (für Jod im Bereich von einigen Prozenten des Kerninventars). Zusammen mit der nicht vernachlässigbaren Häufigkeit dieser Freisetzungskategorien ist deren Risikobedeutung verständlich.

  Wie erwähnt, ist für die Freisetzungskategorie R1 in der KKL Stufe-2-Studie kein Quellterm bestimmt worden, obwohl gerade Unfallabläufe mit einer direkten Freisetzung nach aussen unter Umgehung des Containments bekanntermeise risikobestimmend sein können. Die HSK erwartet, dass bei der nächsten Revision der KKL Stufe-2-Studie auch für die Freisetzungskategorie 1 ein Quellterm ausgewiesen wird.

- Wie die Ergebnisse in den Abb. 8-4 bis 8-7 zeigen, deckt der der nuklearen Notfallschutzplanung zugrunde gelegte Referenzquellterm[22] rund 85% der schweren Unfälle ab, d.h. in mehr als 85% der Ereignisse ist mit einer geringeren als dem Referenzquellterm entsprechenden Freisetzung zu

---

[22] „Nuklearer Notfallschutz auf der Basis des HSK-Referenzquellterms für potentielle schwere KKW-Unfälle in der Schweiz", HSK-Schrift, Dez. 1994

Abb. 8-4: Streubereich der Br-I Freisetzung

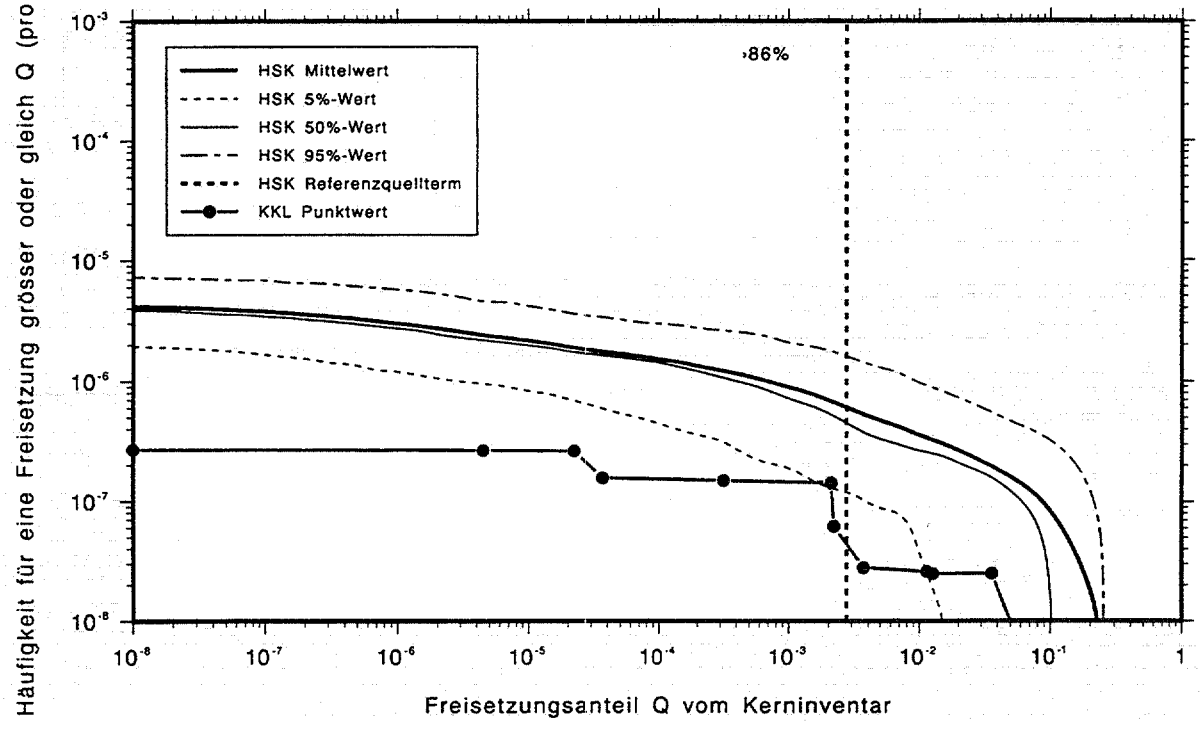


Abb. 8-5: Streubereich der Rb-Cs Freisetzung

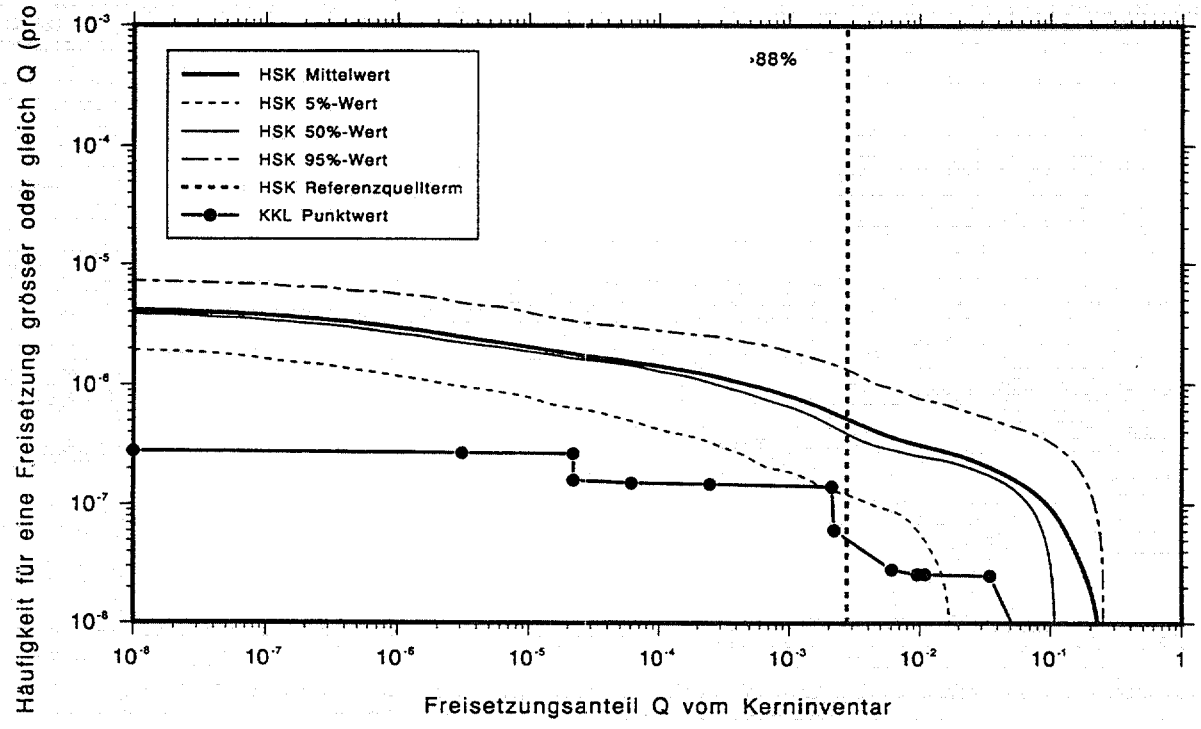


Abb. 8-6: Streubereich der Sr-Ba Freisetzung

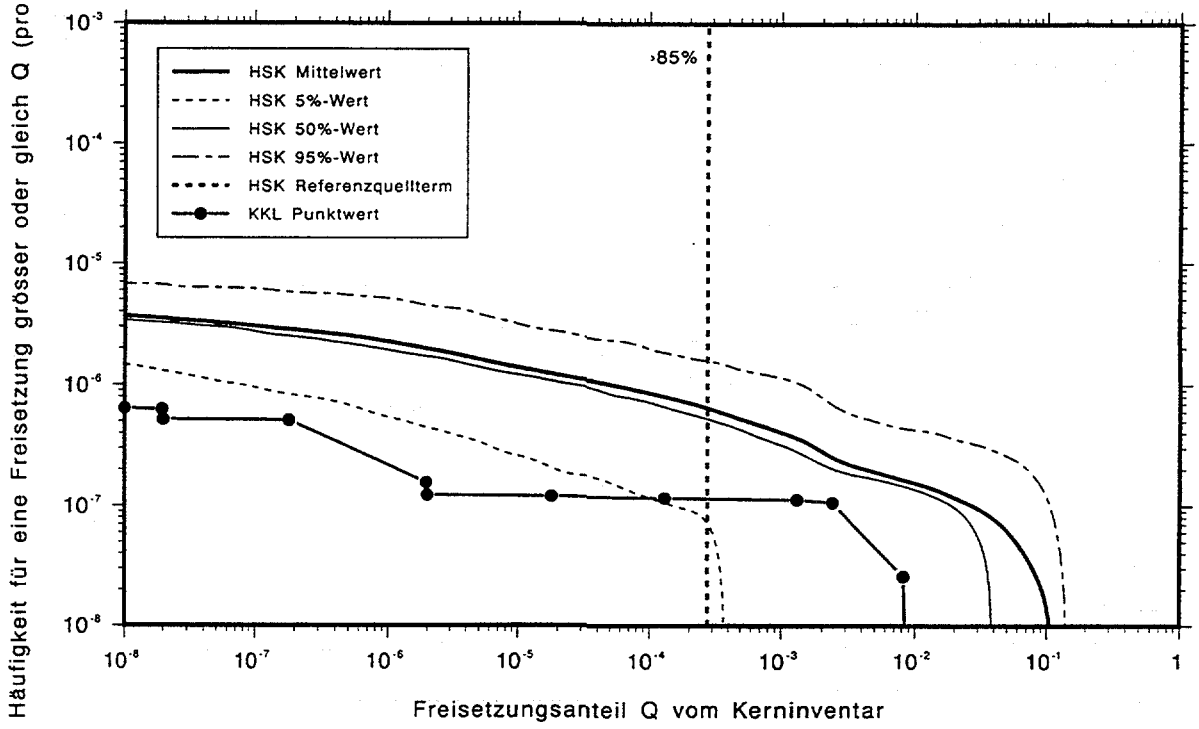


Abb. 8-7: Streubereich der La Freisetzung

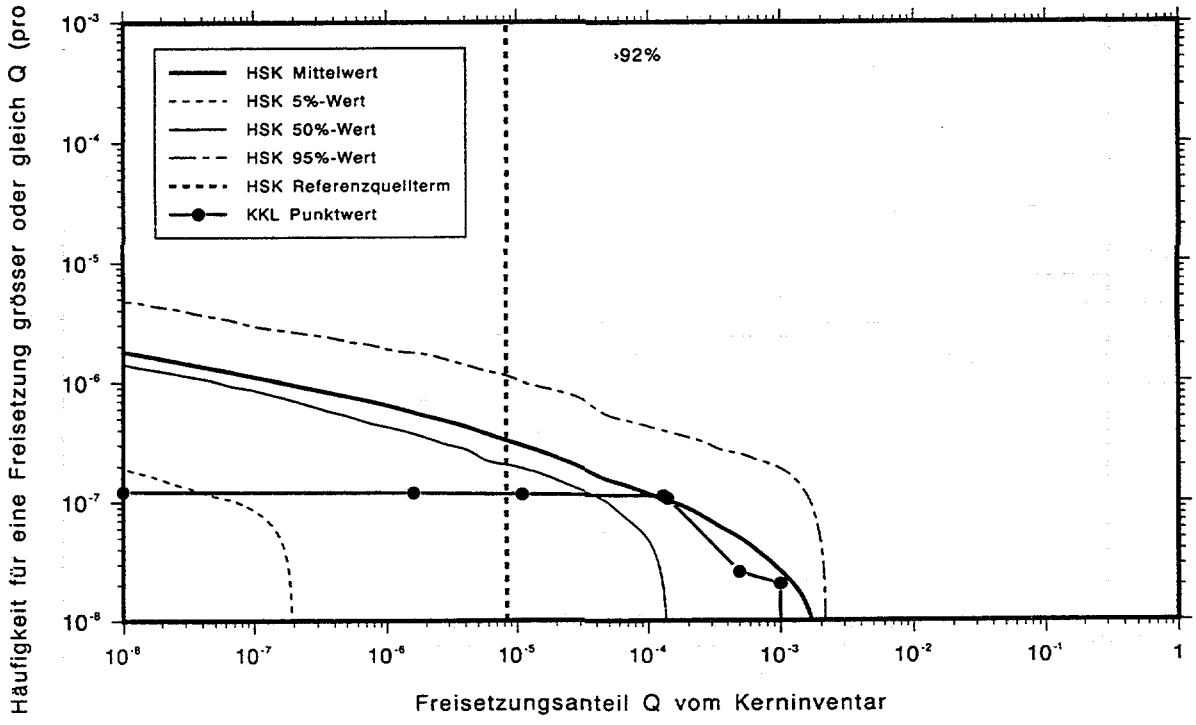


Abb. 8-8: Br-I Freisetzung, Risikorelevanz der Freisetzungskategorien

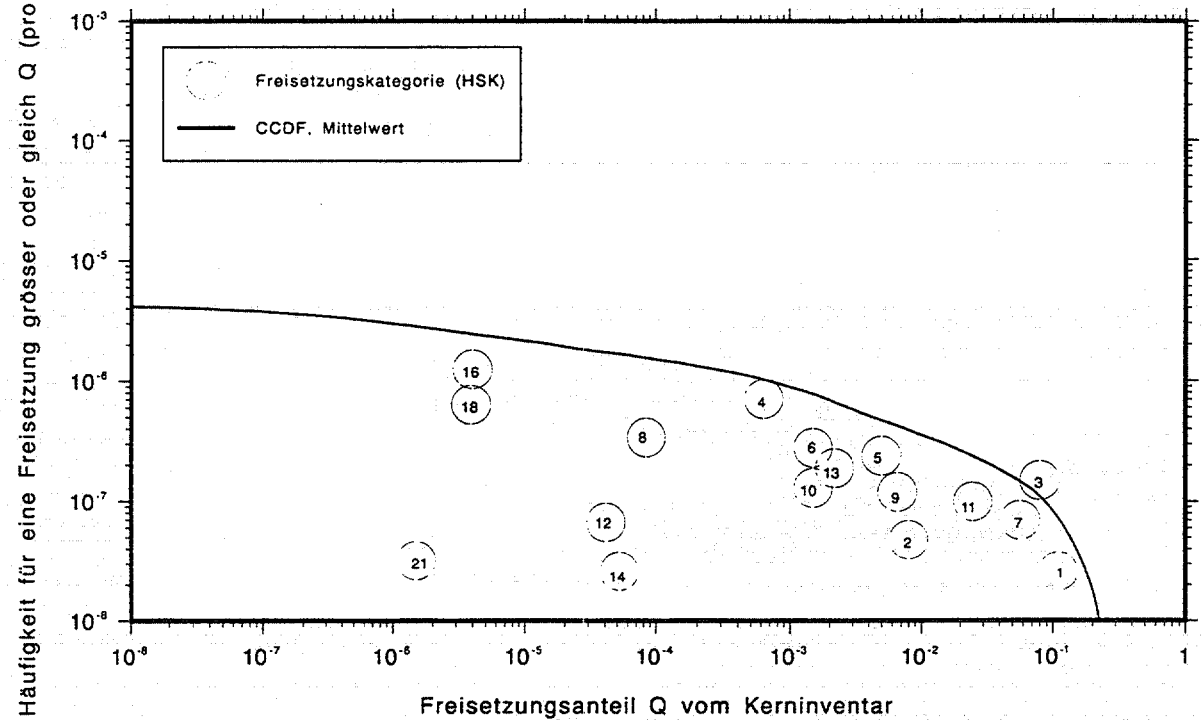
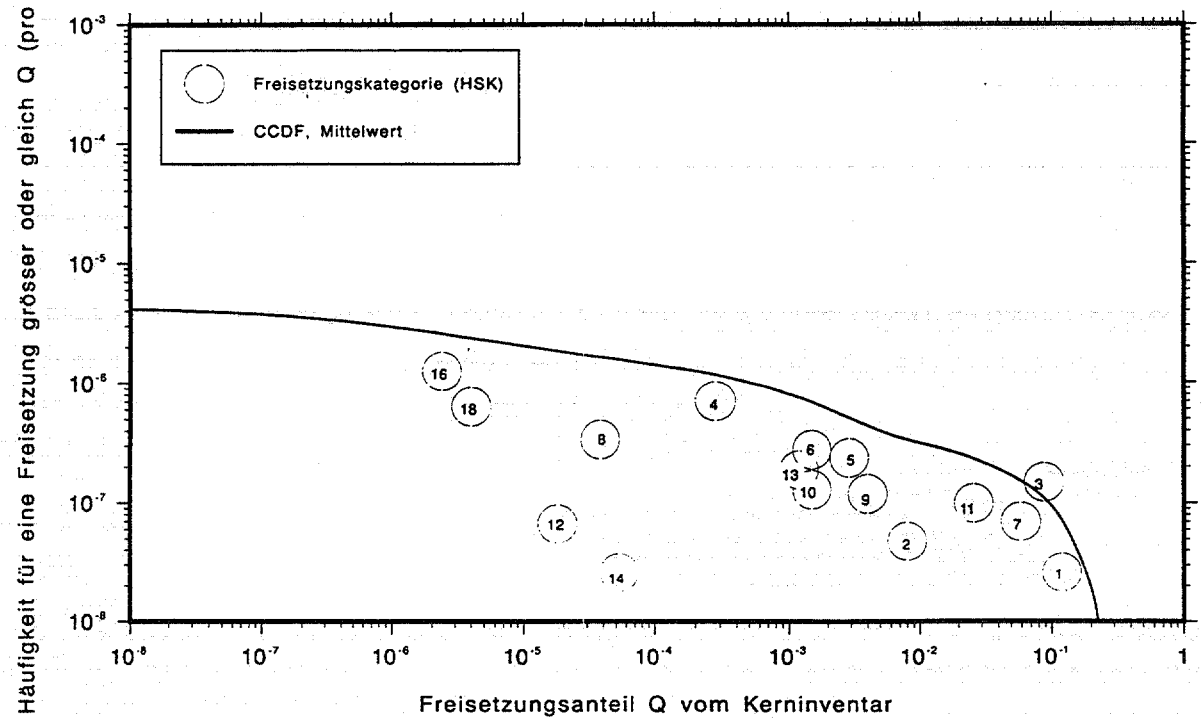


Abb. 8-9: Rb-Cs Freisetzung, Risikorelevanz der Freisetzungskategorien



rechnen. Diese relative Zahl ist nur bedingt aussagekräftig, da sie die absolute Kernschadenshäufigkeit nicht berücksichtigt. Aussagekräftiger ist deshalb die Summenhäufigkeit aller Unfallabläufe, die zu einer Freisetzung führen, die grösser ist als der Referenzquellterm. Diese Häufigkeiten sind in Tab. 8-8 zusammengefasst.

Tab. 8-8 Summenhäufigkeit aller Unfallabläufe, deren Freisetzung durch den Referenzquellterm nicht mehr vollständig abgedeckt ist

Nuklidgruppe	Freisetzungshäufigkeit (pro Jahr)			
	5%-Fraktile	50%-Fraktile	Mittelwert	95%-Fraktile
Br-I	$1{,}1 \cdot 10^{-7}$	$4{,}2 \cdot 10^{-7}$	$6{,}0 \cdot 10^{-7}$	$1{,}6 \cdot 10^{-6}$
Rb-Cs	$1{,}1 \cdot 10^{-7}$	$3{,}7 \cdot 10^{-7}$	$5{,}2 \cdot 10^{-7}$	$1{,}4 \cdot 10^{-6}$
Sr-Ba	$4{,}0 \cdot 10^{-7}$	$5{,}1 \cdot 10^{-7}$	$6{,}2 \cdot 10^{-7}$	$1{,}6 \cdot 10^{-6}$
La	$< 10^{-9}$	$1{,}9 \cdot 10^{-7}$	$3{,}3 \cdot 10^{-7}$	$1{,}1 \cdot 10^{-6}$

Das Ergebnis zeigt, dass im Mittel die Summenhäufigkeit deutlich geringer als 10^{-6}/Jahr ist. Selbst der 95%-Fraktilwert ist $< 2 \cdot 10^{-6}$/Jahr, d.h. mit 95%iger Aussagesicherheit sind Unfälle, die durch den Referenzquellterm nicht vollständig abgedeckt sind, höchstens alle 500'000 Jahre zu erwarten. Dabei muss noch beachtet werden, dass den Analysen einige konservative Randbedingungen zugrunde liegen. Effektiv dürfte die Häufigkeit schwerer Unfälle in Leibstadt noch geringer ausfallen als in Tab. 8-8 dargelegt.

- In den Abb. 8-10 und 8-11 sind CCDF-Risikoprofile für die Anlage Grand Gulf (gemäss NUREG-1150) und Leibstadt aufgetragen. Die Ergebnisse für Leibstadt sind günstiger als für die Anlage Grand Gulf, wobei zu beachten ist, dass die rechnisch ausgewiesene totale Kernschadenshäufigkeit für beide Anlagen etwa gleich ist. Die für die amerikanische Anlage ausgewiesene relativ hohe Häufigkeit von Unfällen mit grossen Freisetzungen hat im wesentlichen zwei Gründe: (1) die höhere Häufigkeit von „Station-Blackout"-Sequenzen (über 90% aller schweren Unfälle, in Leibstadt ca. 28%) und (2) die von Notstromdieseln abhängige Wechselstromversorgung der H_2-Zünder, weshalb „Station-Blackout"-Sequenzen in Grand Gulf praktisch immer zu einem frühen, durch H_2-Deflagration bedingten Überdruckversagen des Containments führen. Der zweite Schwachpunkt wurde in Grand Gulf in der Zwischenzeit behoben, indem die H_2-Zünder wie in Leibstadt auch von Batterien gespiesen werden. Die höhere Häufigkeit für „Station-Blackout"-Sequenzen in Grand Gulf ist eine Folge der geringeren Zuverlässigkeit des amerikanischen Stromnetzes im Vergleich zum schweizerischen Stromnetz.

  Die in den Abb. 8-10 und 8-11 dargestellten Ergebnisse zeigen, wie scheinbar „geringe" Unterschiede in der Anlagen- und/oder Systemausführung das Risikoprofil der Anlage beeinflussen können.

Abb. 8-10: Br-I Freisetzung

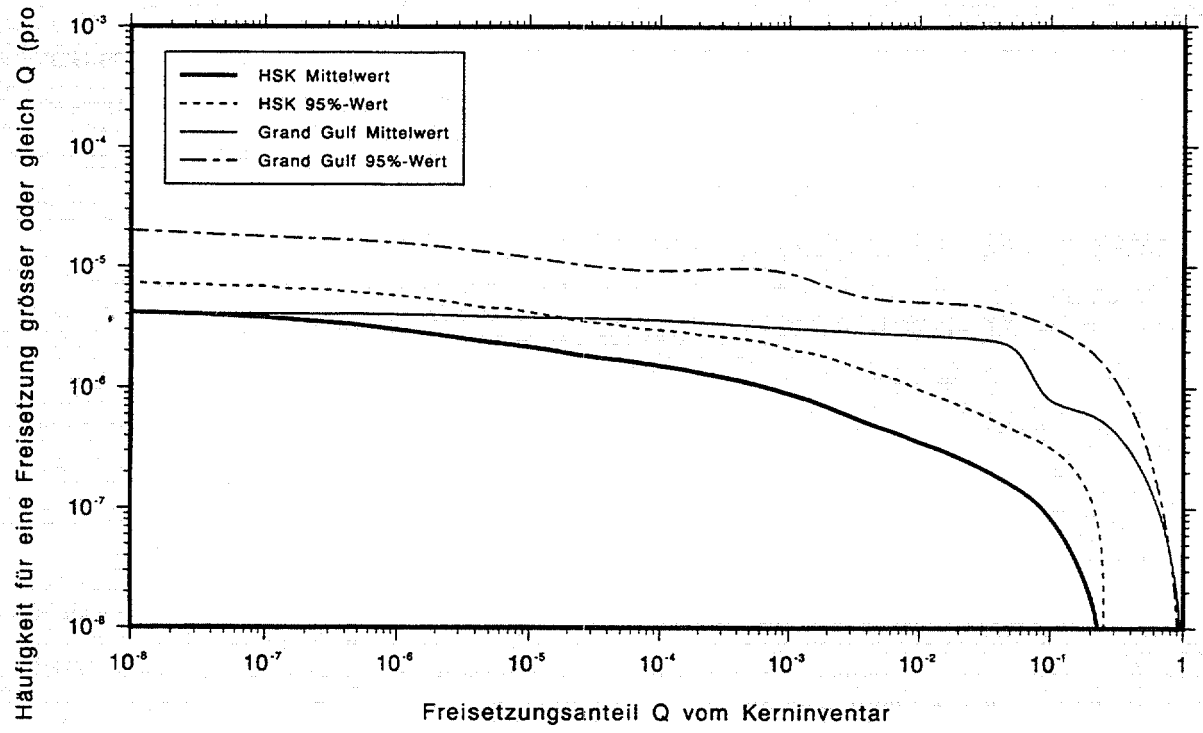
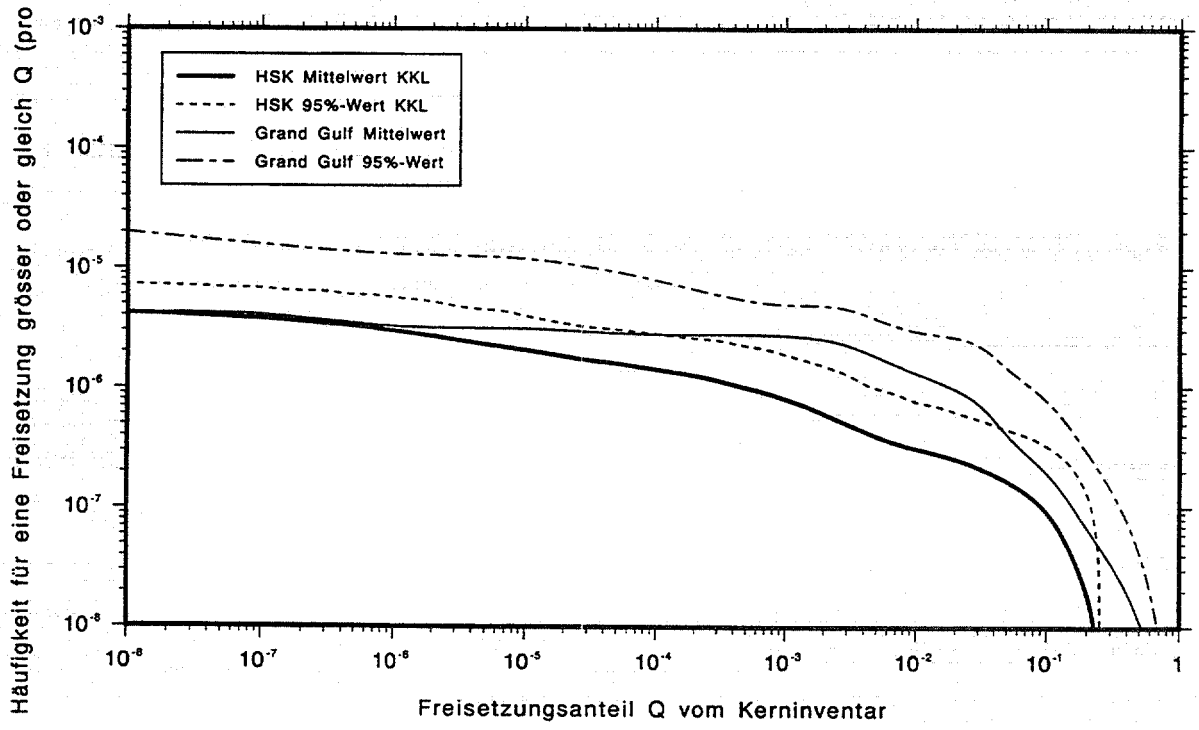


Abb. 8-11: Rb-Cs Freisetzung



8.4.2.6 Zusammenfassende Bewertung der PSA Stufe-2-Analyse

Die im Rahmen der probabilistischen Sicherheitsanalyse für die Anlage Leibstadt durchgeführte Stufe-2-Analyse wurde im Jahre 1988 im wesentlichen abgeschlossen und der HSK zur Stellungnahme eingereicht. Die Studie wurde im Zusammenhang mit dem Antrag auf Leistungserhöhung nochmals überprüft; die Endfassung lag im März 1995 vor. Wesentliche Änderungen gegenüber der Fassung von 1988 wurden allerdings nicht vorgenommen.

Die HSK hat die Stufe-2-Studie im Detail qualitativ überprüft und ergänzend eine eigene, weitgehend unabhängige Stufe-2-Analyse durchgeführt. Die HSK ist der Ansicht, dass die vom Betreiber vorgelegte Stufe-2-Analyse die wesentlichen, einen schweren Unfallablauf bestimmenden Phänomene berücksichtigt. Deren quantitative Bewertung beruht jedoch weitgehend auf Ergebnissen von PSA-Studien für andere, vergleichbare Kernkraftwerke und nicht resp. nur in begrenztem Umfang auf Leibstadt-spezifischen Analysen. Dieses Vorgehen ist für eine erste Sicherheitsüberprüfung zulässig, um eventuell vorhandene dominante Schwachstellen in der Anlage rasch zu erkennen. Im weiteren ist die in der KKL Stufe-2-Studie verwendete Methode zur Quellltermbestimmung eher als veraltet zu bezeichnen; es sollten modernere Rechenverfahren verwendet werden, die neue Erkenntnisse zum Radionuklidtransport berücksichtigen. Nach Ansicht der HSK entspricht die vom Betreiber vorgelegte Stufe-2-Analyse nicht mehr in allen Aspekten dem heutigen Stand der PSA-Technik und erlaubt auch nur sehr begrenzte Einsichten in anlagespezifische Stärken und Schwächen zur Milderung schwerer Unfälle. Die HSK verlangt, dass die Stufe-2-Analyse nochmals überarbeitet und dem heutigen Stand der Technik entsprechend nachgeführt wird, wobei auch der Einfluss externer Ereignisse berücksichtigt werden soll. Die revidierte Stufe-2-Analyse ist der HSK spätestens Mitte 1997 einzureichen. (Auflage)

Trotz dieser analytischen Schwächen der vom Betreiber eingereichten Stufe-2-Analyse konnte er aufzeigen, dass das Risiko der Anlage Leibstadt sehr tief und durchaus vergleichbar mit demjenigen anderer moderner Anlagen ist und dass die Anlage zur Beherrschung resp. Milderung schwerer Unfälle über ausreichende Schutzeinrichtungen und Accident-Management-Massnahmen verfügt. Von diesen Schutzeinrichtungen seien nur das gefilterte Containment-Druckentlastungssystem und die batteriegestützten H_2-Zünder erwähnt, deren Verfügbarkeit allerdings noch verbessert werden sollte.

Die HSK kann dieses Ergebnis des Betreibers aufgrund ihrer eigenen Stufe-2-Analyse im wesentlichen bestätigen. Die von der HSK mit Unterstützung externer Experten durchgeführte, dem heutigen Stand der Technik entsprechende Stufe-2-Studie zeigt, dass das von der Anlage Leibstadt ausgehende Risiko tatsächlich sehr gering ist und sich im internationalen Vergleich als sehr günstig darstellt. Ausser dieser insgesamt positiven Aussage sind aufgrund der Ergebnisse der HSK-Analyse einige interessante Erkenntnisse erwähnenswert:

- Gemäss HSK-Analyse erfolgt bei rund 65% aller Unfallabläufe die Freisetzung radioaktiver Stoffe nach aussen via gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem und führt damit zu relativ geringen Quellterm en. Rund 15% der Unfallabläufe führen zwar zu einer Kern- und teilweise auch zu einer RDB-Beschädigung, nicht aber zu einem Containmentversagen. Bei diesen Unfällen bleibt somit der Quellterm gering. In insgesamt 20% der Unfallabläufe muss mit einer unkontrollierten Freisetzung nach aussen infolge Containmentversagen gerechnet werden.

- Rund 25% aller Unfallabläufe führen zu einem RDB-Versagen unter hohem Druck infolge Versagen der ADS-Funktion. Gründe dafür sind vor allem ein gemeinsames Versagen aller acht ADS-Ventile (CCF) oder das Versagen des Druckluftsystems zum Öffnen der ADS-Ventile.

- Das Risiko der Anlage Leibstadt wird vor allem bestimmt durch Unfallabläufe mit einer Umgehung (V-Sequenzen) oder einem frühen bis sehr frühen Versagen des Containments (vor resp. beim RDB-Versagen), eingeschlossen Unfallabläufe mit Ansprechen des Containment-Druckentlastungssystems. Rund 25% aller Unfälle gehören zu dieser Kategorie. Bei den risikodominanten Unfällen kommt zusätzlich eine Umgehung des Kondensationsbeckens hinzu, bedingt durch ein Versagen des Drywells infolge Dampfexplosion oder DCH beim RDB-Versagen. Es ist zu beachten, dass gerade diese risikodominanten Unfallabläufe eine sehr geringe Eintrittshäufigkeit aufweisen (10^{-7}/Jahr oder kleiner). Die Quantifizierung der angesprochenen Phänomene und die daraus resultierenden Konsequenzen sind zudem schwierig und mit grossen Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grunde werden diese meist konservativ bewertet, d.h. deren Risikorelevanz wird dadurch eher überbewertet.

  Diese Ergebnisse geben indirekt einen Hinweis auf die sicherheitstechnische Ausgewogenheit der Anlage auf einem hohen Niveau, denn risikodominierend gemäss Analyse sind Unfallabläufe, die sehr unwahrscheinlich sind und deren Modellierung schwierig ist, d.h. deren Ergebnisse sind auch durch konservative Modellvereinfachungen und -annahmen geprägt.

- Funktionierende H_2-Zünder nach Beginn der Kernbeschädigung resp. Bildung von Wasserstoff sind wichtig zur Störfallmilderung, um dadurch ein durch eine H_2-Deflagration bedingtes Überdruckversagen des Containments zu verhindern. Die H_2-Zünder sollten deshalb über eine eigene batteriegestützte Stromversorgung verfügen, die nicht von anderen Strombezügern belastet wird und damit die Verfügbarkeit der H_2-Zünder reduziert. Der Betreiber wurde aufgefordert, die jetzt vorhandene Stromversorgung der H_2-Zünder nochmals zu überlegen und insbesondere deren Verknüpfung mit dem RCIC-System zu überdenken.

- Die meisten Unfallabläufe führen zu Quelltermen, die geringer sind als der der Notfallschutzplanung zugrunde gelegte Referenzquellterm. Die mittlere Summenhäufigkeit der Unfälle, deren Freisetzung nicht durch den Referenzquellterm abgedeckt ist, beträgt ca. $6 \cdot 10^{-7}$/Jahr und ist damit sehr gering (weniger als einmal in einer Million Jahre).

Die Ergebnisse der Stufe-2-Analyse zeigen, dass die Anlage Leibstadt ein sehr geringes Anlagerisiko aufweist, insbesondere auch im Vergleich zu anderen modernen Kernkraftwerken. Offensichtliche Schwachstellen zur Beherrschung und Milderung schwerer Unfälle sind nicht vorhanden.

8.4.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Stufe-2-Ergebnisse

Eine Leistungserhöhung beeinflusst in verschiedener Weise die Ergebnisse der Stufe-2-Analyse und damit das Risikoprofil der Anlage. Wie bereits in Kap. 8.3.3 diskutiert, ändert sich für die beantragte Leistungserhöhung von 14,7% die Häufigkeit schwerer Unfälle kaum. Änderungen sind jedoch im Unfallablauf und in der Freisetzung (Quellterm) zu erwarten, da einerseits das Kerninventar und andererseits verschiedene den Unfallablauf bestimmende Phänomene sich mit der Leistungserhöhung ändern. Darauf wird im folgenden näher eingegangen und es wird versucht, diese leistungsbedingten Änderungen zu quantifizieren. Die Diskussion stützt sich vorwiegend auf HSK-eigene Untersuchungen. Einen Überblick über die relevanten, die Freisetzung radioaktiver Stoffe bestimmenden Phäno-

Tab. 8-9 Wichtige, die Radionuklidfreisetzung bestimmende Phänomene

Für den Unfallablauf wichtiges Phänomen		Unsicherheit in der Quantifizierung; Streuung
1. Kerninventar		mittel
2. Nachzerfallswärme		klein
3. Zeit bis zur Kernabdeckung		klein
4. Aufheizrate des Kerns und der Kerneinbauten		klein
5. Metalloxidation/Wasserstoffproduktion		mittel
6. Kernbeschädigung und Kernabsturz		gross
7. Zeitpunkt des RDB-Versagens		gross
8. Ausmass der Schmelze/Beton-Wechselwirkung und der Produktion nicht-kondensierbarer Gase		mittel
9. Spaltproduktfreisetzung innerhalb des RDB		gross
10. Rückhaltung radioaktiver Stoffe innerhalb des nuklearen Dampferzeugungssystems		gross
11. Rückhaltung radioaktiver Stoffe im Kondensationsbecken		gross
12. Spaltproduktfreisetzung bei der Schmelze/Beton-Wechselwirkung		gross
13. Ablagerungen radioaktiver Stoffe innerhalb des Containments		mittel
14 Zeitpunkt des Containment-Versagens (undicht) resp. der Inbetriebnahme des gefilterten Containment-Druckentlastungssystems		klein
15. Frühe Containmentlasten	H_2-Deflagration/Detonation	mittel
	DCH	gross
	Dampfexplosion	gross
16. Späte Containmentlasten	H_2-Deflagration/Detonation	klein
	Langsamer Druckaufbau	klein
	Durchschmelzen Containmentboden	klein

mene gibt Tab. 8-9. Angegeben sind die aufgrund heutiger Kenntnisse zu unterstellenden Unsicherheiten resp. die Grösse der für diese Phänomene in den Analysen zu berücksichtigende Streuung. Dabei ist folgendes zu beachten: Für Phänomene mit einer kleinen Unsicherheit lassen sich die leistungsabhängigen Änderungen mit vernünftiger Zuverlässigkeit quantifizieren, für Phänomene mit mittlerer Unsicherheit lässt sich nur der Trend der leistungsabhängigen Änderung bestimmen, ein quantitativer Wert nur schätzungsweise angeben und für Phänomene mit grosser Unsicherheit lässt sich der Einfluss einer geringen Leistungsänderung nicht quantifizieren. Darauf wird nachfolgend noch näher eingegangen. Zudem wird auch der Einfluss unterschiedlicher Brennelementtypen (GE8- resp. SVEA96-Brennelemente, Kap. 5.1.1) diskutiert.

8.4.3.1 Einfluss der Leistungserhöhung auf den Unfallablauf innerhalb des RDB

Diskutiert werden nachfolgend die Leistungsabhängigkeit der unter den Punkten 1 bis 7 der Tab. 8-9 aufgeführten Einzelaspekte. Die HSK hat eine Reihe von MELCOR-Rechnungen sowohl für die heutige Leistung mit GE8-Brennelementen als auch für die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} mit SVEA96- und mit GE8-Brennelementen durchgeführt. Einige für den Unfallablauf innerhalb des RDB massgebende Ergebnisse sind in Tab. 8-10 zusammengestellt.

Tab. 8-10 Einfluss der Leistungserhöhung auf den Unfallablauf innerhalb des RDB (MELCOR-Ergebnisse, Punktwerte)

Unfallsequenz	Phänomen	3138 MW_{th} (GE8-BE)	3600 MW_{th} (GE8-BE)	3600 MW_{th} (SVEA96-BE)
Kühlmittelverluststörfall (Niederdrucksequenz)	Zeitpunkt der Kernabdeckung (Std. nach Störfalleintritt)	0,02	0,02	0,02
	Beginn Kernschmelzen (Std.)	0,31	0,28	0,27
	Beginn der schnellen exothermen Metalloxidation (Std.)	0,33	0,30	0,30
	Zeitpunkt RDB-Versagen (Std.)	0,94	0,87	0,95
	Total produzierte Wasserstoffmenge innerhalb RDB (kg)	470 (770)*	400 (750)*	500 (900)*
„Station Blackout"-Sequenz mit ADS	Zeitpunkt der Kernabdeckung (Std. nach Störfalleintritt)	0,05	0,05	0,05
	Beginn Kernschmelzen (Std.)	0,26	0,23	0,26
	Beginn der schnellen exothermen Metalloxidation (Std.)	0,28	0,26	0,29
	Zeitpunkt RDB-Versagen (Std.)	1,16	1,11	1,16
	Total produzierte Wasserstoffmenge innerhalb RDB (kg)	230 (500)*	260 (630)*	240 (460)*

* Die Zahlen in Klammern umfassen die total produzierte Wasserstoffmenge bis und mit RDB-Versagen (Anteil beim RDB-Versagen eingeschlossen)

Tab. 8-10 Forts. Einfluss der Leistungserhöhung auf den Unfallablauf innerhalb des RDB (MELCOR-Ergebnisse, Punktwerte)

Unfallsequenz	Phänomen	3138 MW_{th} (GE8-BE)	3600 MW_{th} (GE8-BE)	3600 MW_{th} (SVEA96-BE)
„Station Blackout"-Sequenz ohne ADS	Zeitpunkt der Kernabdeckung (Std. nach Störfalleintritt)	0,90	0,74	0,73
	Beginn Kernschmelzen (Std.)	1,30	1,09	1,07
	Beginn der schnellen exothermen Metalloxidation (Std.)	1,34	1,14	1,12
	Zeitpunkt RDB-Versagen (Std.)	2,75	2,33	2,14
	Total produzierte Wasserstoffmenge innerhalb RDB (kg)	480 (830)*	530 (890)*	490 (830)*
Verlust Nachwärmeabfuhr mit ADS	Zeitpunkt der Kernabdeckung (Std. nach Störfalleintritt)	28,2	23,9	23,9
	Beginn Kernschmelzen (Std.)	29,7	25,3	25,2
	Beginn der schnellen exothermen Metalloxidation (Std.)	29,9	25,4	25,3
	Zeitpunkt RDB-Versagen (Std.)	35,1	29,9	29,2
	Total produzierte Wasserstoffmenge innerhalb RDB (kg)	1570 (1640)*	1410 (1610)*	1300 (1300)*
ATWS ohne ADS	Zeitpunkt der Kernabdeckung (Std. nach Störfalleintritt)	1,38	1,36	1,36
	Beginn Kernschmelzen (Std.)	1,50	1,48	1,50
	Beginn der schnellen exothermen Metalloxidation (Std.)	1,53	1,50	1,50
	Zeitpunkt RDB-Versagen (Std.)	3,4	3,1	3,4
	Total produzierte Wasserstoffmenge innerhalb RDB (kg)	410 (650)*	440 (700)*	460 (760)*

* Die Zahlen in Klammern umfassen die total produzierte Wasserstoffmenge bis und mit RDB-Versagen (Anteil beim RDB-Versagen eingeschlossen)

a) Kerninventar

Bei erhöhter Reaktorleistung nimmt die Zahl der Kernspaltungen zu und demzufolge auch das Aktivitätsinventar während eines Betriebsjahres. Unter Berücksichtigung der komplexen neutronenphysikalischen Prozesse im Reaktorkern lässt sich diese Änderung mit dem Rechenprogramm ORIGEN2[23]

[23] ORIGEN2 - A Revised and Updated Version of the Oak Ridge Isotope Generation and Depletion Code, ORNL-5621, July 1980

Tab. 8-11 Einfluss der Leistungserhöhung auf das Kerninventar (HSK-Rechnung)

Nuklidgruppe	Chemische Spezies	Masseninventar (kg)		Prozentuale Änderung	Aktivitätsinventar (Bq)		Prozentuale Änderung
		3138 MW_{th}	3600 MW_{th}		3138 MW_{th}	3600 MW_{th}	
Kr-Xe	Edelgase	$5{,}7 \cdot 10^{2}$	$6{,}6 \cdot 10^{2}$	15,8	$4{,}4 \cdot 10^{19}$	$4{,}9 \cdot 10^{19}$	11,8
Br-I	Halogene (I und Br als CsI und CsBr)	$2{,}7 \cdot 10^{1}$	$3{,}1 \cdot 10^{1}$	15,4	$4{,}6 \cdot 10^{19}$	$5{,}2 \cdot 10^{19}$	13,6
Rb-Cs	Alkalimetalle (v.a. RbOH und CsOH)	$3{,}3 \cdot 10^{2}$	$3{,}7 \cdot 10^{2}$	12,2	$4{,}6 \cdot 10^{19}$	$5{,}2 \cdot 10^{19}$	12,3
Sb-Te	Tellur-Gruppe (Sb, Te, Se)	$5{,}8 \cdot 10^{1}$	$6{,}7 \cdot 10^{1}$	16,0	$4{,}1 \cdot 10^{19}$	$4{,}7 \cdot 10^{19}$	14,1
Sr	Strontium	$9{,}5 \cdot 10^{1}$	$1{,}1 \cdot 10^{2}$	11,4	$3{,}0 \cdot 10^{19}$	$3{,}3 \cdot 10^{19}$	11,3
Ba	Barium	$1{,}5 \cdot 10^{2}$	$1{,}7 \cdot 10^{2}$	15,1	$3{,}2 \cdot 10^{19}$	$3{,}6 \cdot 10^{19}$	13,5
Ru	Edelmetalle (enthält Ru, Rh, Pd, Tc, Mo)	$8{,}3 \cdot 10^{2}$	$9{,}6 \cdot 10^{2}$	16,3	$9{,}5 \cdot 10^{19}$	$1{,}1 \cdot 10^{20}$	19,7
La	Lanthaniden (enthält La, Zr, Tb, Nd, Eu, Nb, Pm, Pr, Sm, Y)	$1{,}2 \cdot 10^{3}$	$1{,}3 \cdot 10^{3}$	13,6	$1{,}8 \cdot 10^{20}$	$2{,}1 \cdot 10^{20}$	14,1
Ce	Cer-Gruppe (Ce, Np, Pu, Am)	$1{,}4 \cdot 10^{3}$	$1{,}5 \cdot 10^{3}$	11,2	$9{,}2 \cdot 10^{19}$	$1{,}1 \cdot 10^{20}$	18,9
Pl	Strukturmaterialien (Ag, Sn, Cd, In, UO_2, etc.)	$1{,}85 \cdot 10^{5}$	$1{,}84 \cdot 10^{5}$	-0,6	$7{,}5 \cdot 10^{19}$	$9{,}1 \cdot 10^{19}$	20,0
Alle Spaltprodukte (ohne Pl)		$4{,}6 \cdot 10^{3}$	$5{,}2 \cdot 10^{3}$	13,6	$6{,}1 \cdot 10^{20}$	$7{,}0 \cdot 10^{20}$	15,2
Alle Gruppen		$1{,}89 \cdot 10^{5}$	$1{,}89 \cdot 10^{5}$	0	$6{,}8 \cdot 10^{20}$	$7{,}9 \cdot 10^{20}$	15,7

berechnen. Der Betreiber und unabhängig davon die HSK haben entsprechende Rechnungen durchgeführt. In Tab. 8-11 sind Ergebnisse einer HSK-Analyse zusammengestellt. Bei dieser Analyse wird unterstellt, dass die Beladestrategie für beide Leistungen gleich ist, d.h. das gleich viele Brennelemente pro Zyklus nachgeladen werden. Diese Annahmen führen zu einem höheren mittleren Kernabbrand sowohl zu Beginn als auch am Ende eines Betriebszyklus. Diese Randbedingung ist konservativ im Hinblick auf das maximale Aktivitätsinventar. In der Praxis ist es durchaus denkbar, dass der mittlere Kernabbrand zu Zyklusbeginn geringer ist, da bei erhöhter Leistung mehr frische Brennelemente nachgeladen werden. Eine andere Strategie ist die Nachladung von Brennelementen mit höherer Anreicherung, wie dies in den HSK-Analysen unterstellt wird. Dies führt zu höheren mittleren Kernabbränden sowohl zu Zyklusbeginn wie am Zyklusende.

Angegeben in Tab. 8-11 sind die zu erwartenden Massen- und Aktivitätsinventare am Zyklusende. Die mittleren Kernabbrände sind: 30 MWd/kg(U) für 3138 MW_{th} und 34,6 MWd/kg(U) für 3600 MW_{th}, d.h. eine Zunahme um 14,7%. Die Analysen berücksichtigen nur SVEA96-Brennelemente, um direkt den Einfluss der Leistungserhöhung zu ermitteln (der Einfluss der unterschiedlichen BE-Typen auf das Aktivitätsinventar ist gering). Die Resultate dieser ORIGEN-Analysen zeigen, dass sowohl das Aktivitätsinventar der Spaltprodukte als auch das Masseninventar der radiologisch wichtigen Nuklide etwa proportional mit der Leistungserhöhung zunehmen. Aufgrund detaillierter Analysen ist ersichtlich, dass relativ kurzlebige Nuklide mit Halbwertszeiten bis zu einigen Tagen sich proportional mit der Leistungserhöhung ändern, langlebige Nuklide mit Halbwertszeiten im Bereich von Jahren ändern sich proportional zu einer Abbranderhöhung. Im Prinzip lässt sich eine Leistungserhöhung durchführen ohne den mittleren Kernabbrand am Zyklusende zu erhöhen. Aus Optimierungsgründen ist aber eine Abbranderhöhung bei einer Leistungserhöhung sinnvoll (optimalere Brennstoffausnützung). Höhere Brennelementabbrände werden heutzutage auch ohne Leistungserhöhung angestrebt, um dadurch die Brennstoffressourcen zu schonen und die Brennstoffabfälle zu reduzieren.

Für die radiologischen Konsequenzen in der Umgebung sind die Dosen massgebend und somit das Aktivitätsinventar. Wie oben aufgezeigt, steigt das Aktivitätsinventar proportional mit der Leistung bzw. mit dem Abbrand. Dies wurde in den weiteren HSK-Analysen berücksichtigt.

b) Nachzerfallwärme

Die Nachzerfallswärme eines Reaktors ist stark abhängig von der Leistungsgeschichte der im Kern vorhandenen Brennelemente und der Zeit seit der letzten Reaktorabschaltung. In den ersten Tagen nach einer Abschaltung wird die Nachzerfallsleistung vor allem durch den Zerfall der kurzlebigen Nuklide mit Halbwertszeiten von einigen Tagen bestimmt. Wie im obigen Abschnitt gezeigt, nimmt die Aktivität dieser Nuklide proportional mit der Leistungserhöhung zu. Für das im Rahmen der Analyse schwerer Unfälle entscheidende Zeitfenster von einigen Tagen steigt somit die Nachzerfallswärme proportional mit der Leistungserhöhung.

Diese Zunahme der Nachzerfallswärme führt zu einem rascheren Unfallablauf, beispielsweise zu einem früheren RDB- und Containmentversagen, aber auch zu einer stärkeren Schmelze/Beton-Wechselwirkung und zu einer höheren Temperatur im Kondensationsbecken und damit zu einer Abnahme der Rückhaltefähigkeit des Beckenwassers für radioaktive Stoffe. Bereits aus diesen qualitativen Betrachtungen ist ersichtlich, dass der Einfluss einer Leistungserhöhung auf den Transport radioaktiver Stoffe innerhalb der Anlage und damit deren Freisetzung nach aussen etwas überproportional sein muss.

c) Zeitpunkt der Kernabdeckung

Die insgesamt bis zur Kernabdeckung zu verdampfende Wassermenge (m_{iaf}) berechnet sich aus der Kenntnis der Nachzerfallswärme $Q_d(t)$ und der Verdampfungswärme h_{fg} für Wasser näherungsweise nach folgender Gleichung:

$$m_{iaf} = \int_0^{\tau_{uc}} \frac{Q_d(t)}{h_{fg}} dt$$

Diese Gleichung lässt sich bezüglich der Zeit τ_{uc} (Zeit bis zur Kernabdeckung) auswerten. Das Ergebnis zeigt, dass die Zeit bis zur Kernabdeckung näherungsweise umgekehrt proportional zur anfänglichen Kernleistung ist (genauer: $\tau_{uc} \sim Q^{-1.4}$, vgl. Abb. 8-12). Bei einer rund 15%igen Leistungserhöhung verkürzt sich die Zeit bis zur Kernabdeckung um ca. 20%, wie dies aus Abb. 8-12 ersichtlich ist. Diese Ergebnisse stimmen gut mit MELCOR-Resultaten überein, die aufgrund genauerer thermohydraulischer Rechnungen bestimmt wurden (Tab. 8-10).

Es ist zu beachten, dass diese Überlegungen korrekt natürlich nur für Transienten nach Versagen der Kernnotkühlung richtig sind, bei Kühlmittelverluststörfällen (LOCA) erfolgt zusätzlich ein Inventarverlust über die Bruch- oder Leckstelle. Bei grossen Kühlmittelverluststörfällen ist dies der dominierende Kühlmittelverlustpfad und ist bestimmend für den Zeitpunkt der Kernabdeckung und zwar unabhängig von der Reaktorleistung. Dies gilt auch für die meisten Transienten mit einer RDB-Druckentlastung mittels ADS, wie aus den in Abb. 8-13 dargestellten Ergebnissen ersichtlich ist.

Ähnliche Überlegungen wie für die Verdampfung des Wassers oberhalb des Kerns gelten auch zur Bestimmung der Zeitpunkts des **Containmentüberdruckversagens** infolge Aufheizung und Verdampfens des Kondensationsbeckenwassers. Auch hier kann gezeigt werden, dass der Zusammenhang zwischen Versagenszeitpunkt und Reaktorleistung näherungsweise umgekehrt proportional ist. Es gilt wiederum $\tau_{cf} \sim Q^{-1.4}$, mit τ_{cf} als Zeit bis zum Überdruckversagen des Containments.

Abb. 8-12: Zeit bis zur Kernabdeckung für "Station Blackout"-Sequenzen

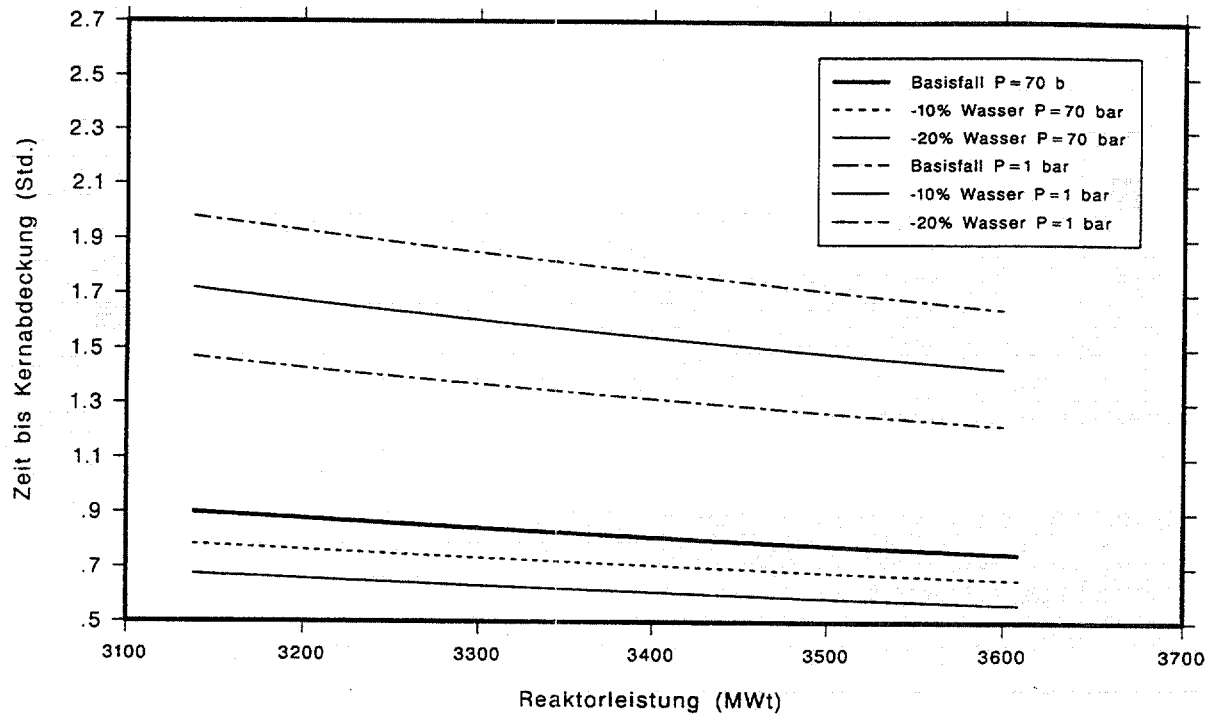
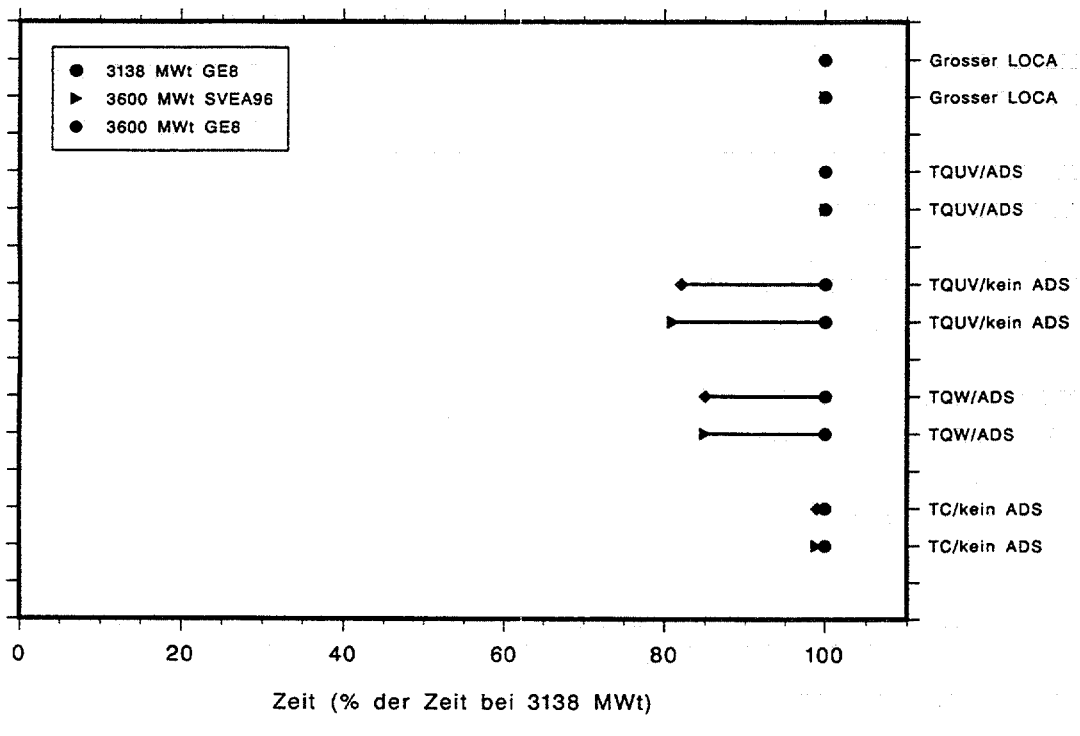


Abb. 8-13: Zeit bis Kernabdeckung

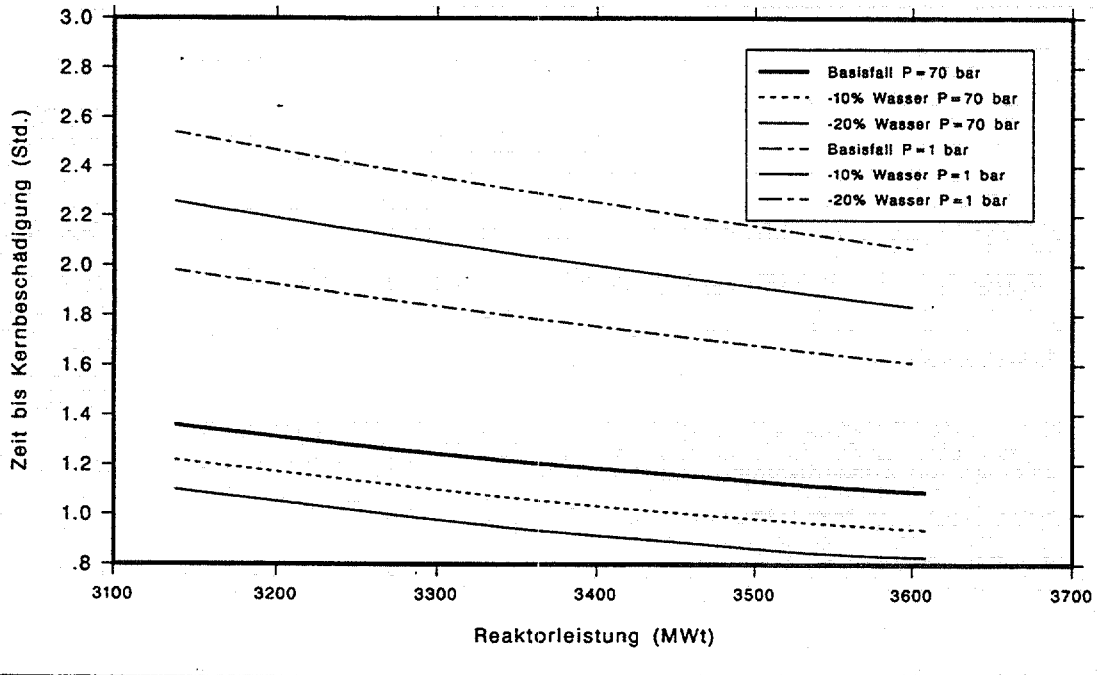


d) Aufheizraten für den Kern und die Kerneinbauten

Wie im vorigen Kapitel aufgezeigt, erfolgt die Kernabdeckung bei 15% höherer Leistung zeitlich etwa 20% früher. Ab diesem Zeitpunkt ist die Kühlung der Brennelemente und der Kerneinbauten nicht mehr sicher gewährleistet und sie heizen sich auf (die Dampfkühlung kann anfänglich die Aufheizung noch etwas verzögern). Die Aufheizrate wird wiederum bestimmt durch die aktuelle Nachzerfallswärme. Ähnliche Überlegungen wie im vorigen Abschnitt zeigen, dass auch die Aufheizrate mit der Leistungserhöhung zunimmt und somit der Zeitpunkt bis zum Einsetzen der exotherme Hüllrohroxidation entsprechend verkürzt wird. Abb. 8-14 zeigt den Zusammenhang zwischen dem Zeitpunkt des Beginns der Kernbeschädigung und der Reaktorleistung. Die Abhängigkeit ist vergleichbar mit derjenigen zwischen dem Zeitpunkt der Kernabdeckung und der Reaktorleistung.

Oberhalb ca. 1500°C wird die Aufheizrate durch die exotherme Metalloxidation bestimmt und ist damit unabhängig von der Reaktorleistung.

Abb. 8-14: Zeit bis Beginn Kernbeschädigung für "Station Blackout"-Sequenzen



e) Metalloxidation und Wasserstoffbildung

Aufgrund experimenteller Untersuchungen ist bekannt, dass Metalloxidationsprozesse durch ein parabolisches Gesetz ($N^2 = 2 \cdot k \cdot$Zeit, mit N Zahl der oxidierten Metallatome, k = Oxidationsrate) beschrieben werden können, und zwar bedingt durch die Diffusion von Dampf resp. Sauerstoff durch die be-

reits vorhandene Oxidschicht[24]. Die Oxidationsrate folgt dabei einem Arrhenius-Gesetz, d.h. sie nimmt mit wachsender Temperatur exponentiell zu (~ exp(-Q/RT)). Bekannt ist, dass für Temperaturen oberhalb ca. 1280°C die Zirkaloyoxidation deutlich stärker ist als die Stahloxidation und dass die Reaktionswärme bei der Zirkaloyoxidation rund zehnmal höher ist als bei der Stahloxidation. Die bei der Zirkaloyoxidation oberhalb 1280°C erzeugte totale Leistung ist mit etwa 200 MW (für Leibstadt) grösser als die Nachzerfallswärme zum entsprechenden Zeitpunkt. Aus diesen Gründen wird bei Temperaturen oberhalb 1280°C der Störfallablauf weitgehend durch die Zirkaloyoxidation bestimmt. Je nach Störfallablauf kann die Zirkaloyoxidation jedoch durch Dampfmangel begrenzt resp. unterbunden werden. Auch eine teilweise Kernzerstörung kann die Zirkaloyoxidation begrenzen, da dadurch die totale Zirkaloyoberfläche reduziert wird.

Die Metalloxidation und Wasserstoffbildung werden somit vor allem bestimmt durch die Temperatur im Hüllrohr resp. an den Metalloberflächen, durch die insgesamt zur Verfügung stehenden Hüllrohr- und Metalloberflächen sowie durch die Dampfmenge. Der Einfluss der Reaktorleistung ist demgegenüber unbedeutend. Ergebnisse von MELCOR-Rechnungen zeigen (Tab. 8-10), dass je nach Unfallablauf bei erhöhter Leistung die vor dem RDB-Versagen produzierte Wasserstoffmenge auch geringer sein kann als bei der heutigen Leistung von 3138 MW_{th}. Dies lässt sich begründen im schnelleren Unfallablauf und damit im früheren Ausdampfen des Reaktorwassers und/oder der früheren Kernzerstörung. Damit bleibt weniger Zeit für den Oxidationsprozess. Es gibt aber auch Unfallabläufe, bei denen die Wasserstoffproduktion mit höherer Leistung zunimmt, beispielsweise bei „Station-Blackout"-Sequenzen.

Die totale Zirkaloymenge eines SVEA96-Brennelements ist geringer als diejenige eines GE8-Brennelements, hingegen ist die Zirkaloy-Oberfläche bei SVEA96-Brennelementen grösser als bei GE8-Brennelementen (Kap. 5.1.1). Dies begründet, weshalb während des Oxidationsprozesses innerhalb des RDB, bei noch einigermassen intakter Kerngeometrie, die Wasserstoffproduktionsrate eines SVEA96-Kerns höher ist als die eines GE8-Kerns. Die totale Wasserstoffmenge ist hingegen nur abhängig von der totalen Zirkaloymenge, und diese ist für einen SVEA96-Kern geringer als für einen GE8-Kern (Tab. 8-5). Aufgrund detaillierter Analysen ist die durch den Brennelementtyp bedingte Änderung in der Wasserstoffproduktion aber gering im Vergleich zu den sequenzspezifischen Unterschieden.

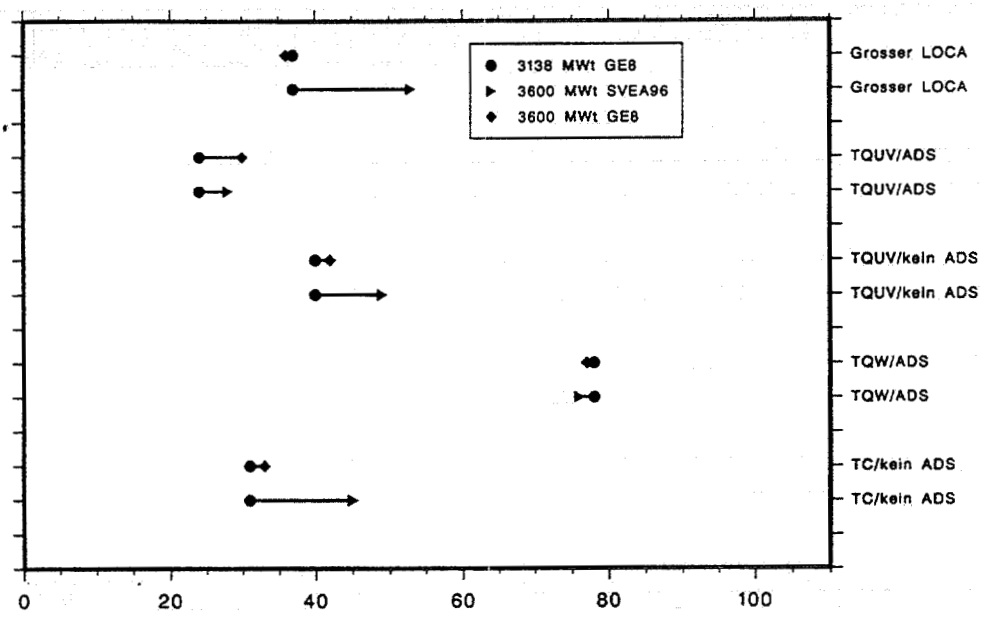
Zusammenfassend kann somit gefolgert werden, dass der Einfluss der rund 15%igen Leistungerhöhung auf die Wasserstoffproduktion bei einem schweren Unfall infolge Metalloxidation gegenüber den

---

[24] Eine umfassende Übersicht zum Thema Wasserstoffproduktion in LWRs bietet der Artikel von D.F. Fletcher et al. „A Review of Hydrogen Production During Metal/Water Interaction in LWRs", erschienen in NUCLEAR SAFETY, Vol. 33, No. 4, (1992)

sequenzspezifischen Einflüssen gering ist. Dasselbe trifft zu für den Einfluss unterschiedlicher Brennelementtypen, wie aus Abb. 8-15 ersichtlich ist.

Abb. 8-15: Oxidation von Zirkaloy innerhalb RDB



f) Kernbeschädigung und Kernabsturz

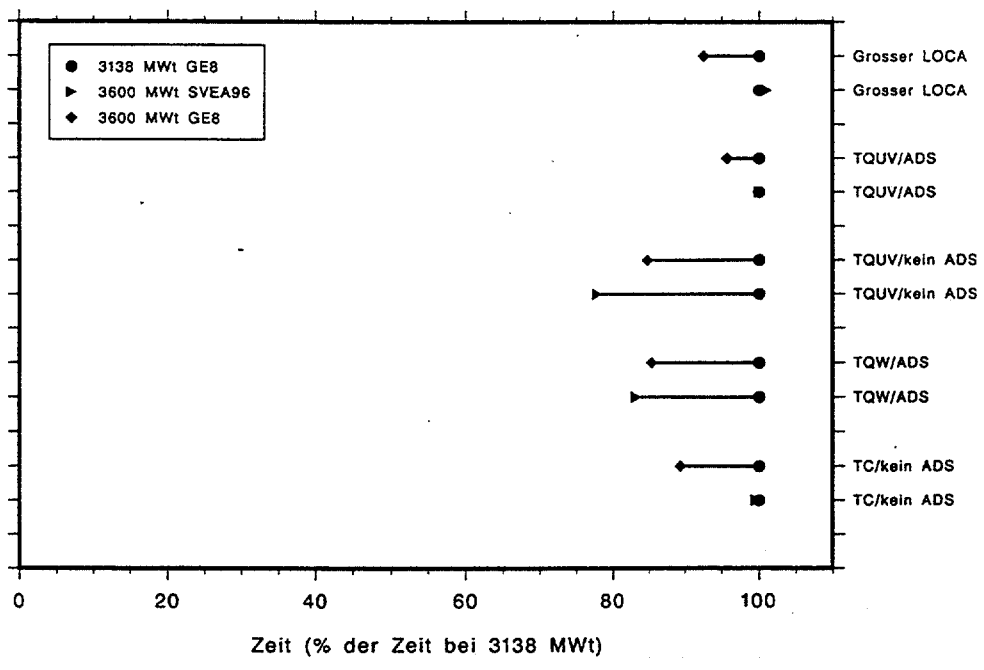
Die Phase der Kernbeschädigung ist bestimmt durch komplexe physikalisch/thermohydraulisch/chemische Prozesse, die im einzelnen nur schwer voraussagbar sind. Die Zeit bis zum Beginn der ersten Hüllrohrschäden verkürzt sich infolge Leistungserhöhung, da, wie oben bereits diskutiert, die Kernabdeckung früher beginnt. Mit dem Einsetzen der stark exothermen Oxidationsprozesse wird die weitere Kernbeschädigung durch die dabei freigesetzte chemische Energie bestimmt. Falls der Oxidationsprozess infolge Dampfmangel begrenzt resp. unterbrochen wird, bestimmt im wesentlichen wieder die Nachzerfallswärme den weiteren Kernbeschädigungsprozess.

Detaillierte Analysen zeigen, dass die eigentliche Phase der Kernbeschädigung und des Kernabsturzes in den unteren RDB-Bereich vor allem durch die Metalloxidation und die dabei freiwerdende chemische Reaktionswärme bestimmt wird und der Einfluss einer etwas erhöhten Nachzerfallswärme gering ist. Insgesamt ist aber für die meisten Unfallabläufe eine geringe Beschleunigung des Kernbeschädigungsprozesses bei höherer Leistung zu beobachten (Tab. 8-10).

g) Zeitpunkt des RDB-Versagens

Nach dem Absturz von Kernschmelze in den RDB-Bodenbereich wird der Oxidationsprozess durch das vorhandene Wasser wieder verstärkt. Da der Prozess nun allerdings wesentlich durch die freie Metalloberfläche bestimmt wird, dürfte der Oxidationsprozess und damit die durch den chemischen Prozess freigesetzte Energie deutlich geringer sein als vor dem Kernabsturz mit einer noch einigermassen intakten Kerngeometrie. Daraus folgt, dass die Wärmefreisetzung im unteren RDB-Plenum, das Durchschmelzen von RDB-Durchführungen und/oder des RDB-Bodens im wesentlichen durch die Nachwärmeleistung bestimmt wird. Es ist somit zu erwarten, dass dieser Vorgang durch die Leistungserhöhung beeinflusst wird und die Zeitphase vom Kernabsturz bis zum RDB-Versagen mit zunehmender Leistung kürzer wird. Dies wird auch durch die detaillierten MELCOR-Analysen bestätigt (Tab. 8-10 und Abb. 8-16).

Abb. 8-16: Zeitpunkt RDB-Versagen



h) Zusammenfassung

Zusammenfassend kann aufgrund obiger Überlegungen festgehalten werden, dass durch die Leistungserhöhung der Unfallablauf etwas rascher ist und damit die Zeit bis zum RDB-Versagen kürzer wird. Im Rahmen der Unsicherheiten der vielen den Unfallablauf bestimmenden Phänomene ist allerdings eine genaue quantitative Aussage kaum machbar. Je nach Unfallsequenz verkürzt sich die Zeit bis zum RDB-Versagen bis zu etwa 20%. Die Wasserstoffproduktion bis zum RDB-Versagen ist stark abhängig vom Unfallablauf, insbesondere von der verfügbaren Dampfmenge. Der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Wasserstoffproduktion ist gering.

8.4.3.2 Einfluss der Leistungserhöhung auf die Schmelze/Beton-Wechselwirkung

Die Schmelze/Beton-Wechselwirkung wird bestimmt einerseits vom vorhandenen Wasser auf dem Drywellboden (teilweise oder vollständige Kühlung der Kernschmelze), von den chemischen Reaktionen und der dabei freigesetzten Wärme sowie von der Nachzerfallswärme. Wird angenommen, dass eine vollständige Kühlung der Schmelze nicht möglich ist (abhängig vom Unfallablauf), dann bestimmt insbesonders zu Beginn der Schmelze/Beton-Wechselwirkung die durch Metalloxidation (Zr- und Stahloxidation) freiwerdende chemische Reaktionswärme die Betonaufschmelzgeschwindigkeit und die dabei freigesetzte Menge an nicht-kondensierbaren und teilweise brennbaren Gasen (H_2, CO, CO_2, usw.). In dieser Phase ist der Einfluss der Reaktorleistung gering, wichtig ist hingegen die total zur Verfügung stehende Metallmenge. Aus diesem Grunde ist zu erwarten, dass die Beton/Schmelze-Wechselwirkung für einen Kern aus GE8-Brennelementen stärker ist als für einen Kern aus SVEA96-Brennelementen, da letzterer weniger Zirkaloy enthält. Die detaillierten MELCOR-Rechnungen bestätigen dies; effektiv zeigen die Ergebnisse, dass die Betonaufschmelzung und die Menge der freigesetzten nicht-kondensierbaren Gase für einen SVEA96-Kern bei 3600 MW_{th} etwas geringer ist als für einen GE8-Kern bei 3138 MW_{th}.

8.4.3.3 Einfluss der Leistungserhöhung auf den Transport der freigesetzten radioaktiven Stoffe innerhalb der Anlage

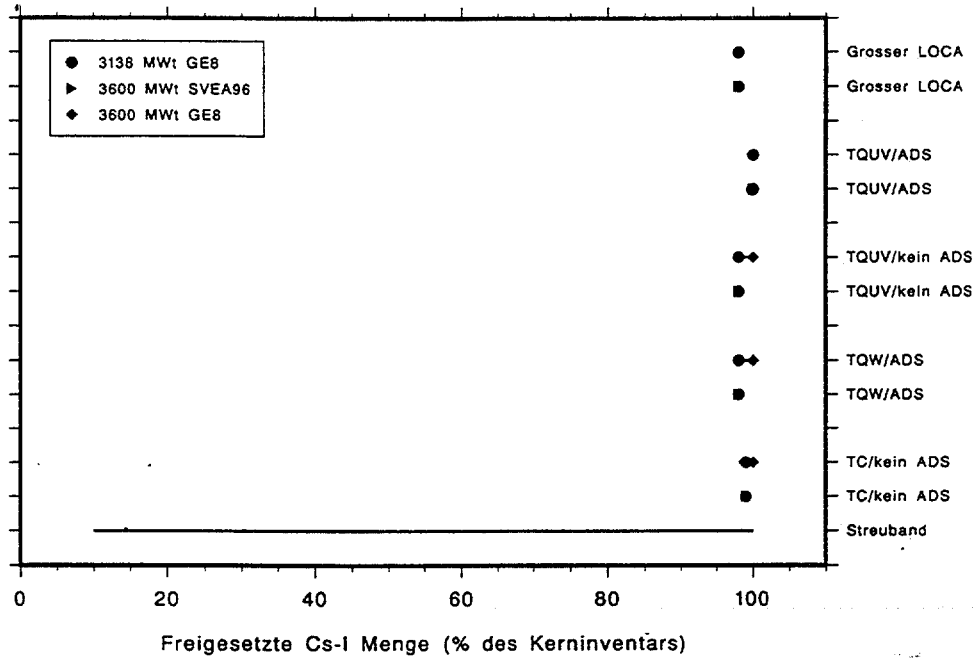
a) Freisetzung radioaktiver Stoffe aus dem Brennstoff

Während des Normalbetriebs sammelt sich eine geringe Menge leicht flüchtiger Spaltprodukte als Spaltgase im Bereich zwischen Brennstoff und Hüllrohr, dem sogenannten Gap, an. Bei einem Unfall werden zusätzlich flüchtige Spaltprodukte durch thermische Prozesse aus dem Brennstoff ausgetrieben. Die Menge der freigesetzten Spaltprodukte ist vor allem abhängig von der maximal erreichten Brennstofftemperatur sowie der Zeitdauer hoher Brennstofftemperaturen. Dabei ist zu beachten, dass die maximale Brennstofftemperatur und deren Dauer massgeblich durch die bei der Zirkaloyoxidation freiwerdende Reaktionswärme bestimmt wird und nicht, resp. kaum durch die Nachzerfallswärme. Ein weiterer die Freisetzung bestimmender Faktor ist die Diffusion von Dampf und Wasserstoff durch die Brennstoffmatrix, da diese oxidierend (Dampf) resp. reduzierend (Wasserstoff) wirken und dadurch die chemische Form und die Flüchtigkeit der freigesetzten radioaktiven Stoffe ändern können. Zu beachten ist zudem der Einfluss des Hüllrohrmaterials, das bei hohen Temperaturen (flüssige Phase) zu eutektischen Verbindungen mit dem Brennstoff führen kann und dadurch beispielsweise die Freisetzung von Tellur wesentlich beeinflusst (Bildung von TeSn).

Aus diesen qualitativen Überlegungen folgt, dass der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Freisetzung radioaktiver Stoffe aus dem Brennstoff nur gering sein kann. Detaillierte MELCOR-Analysen haben dies auch bestätigt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die in MELCOR vorhandenen Freiset-

zungsmodelle konservativ sind und somit die Freisetzung überschätzen. Für leicht-flüchtige Nuklide wird eine nahezu 100%ige Freisetzung unterstellt. In Abb. 8-17 sind die aufgrund der MELCOR-Rechnungen ausgewiesenen Änderungen sowohl infolge Leistungserhöhung als auch infolge unterschiedlicher Brennelementtypen dargestellt. Die Änderungen sind gering im Vergleich zu den Unsicherheiten aufgrund der zu unterstellenden Streuungen in den die Freisetzung bestimmenden Phänomenen.

Abb. 8-17: Cs-I Freisetzung aus dem Brennstoff



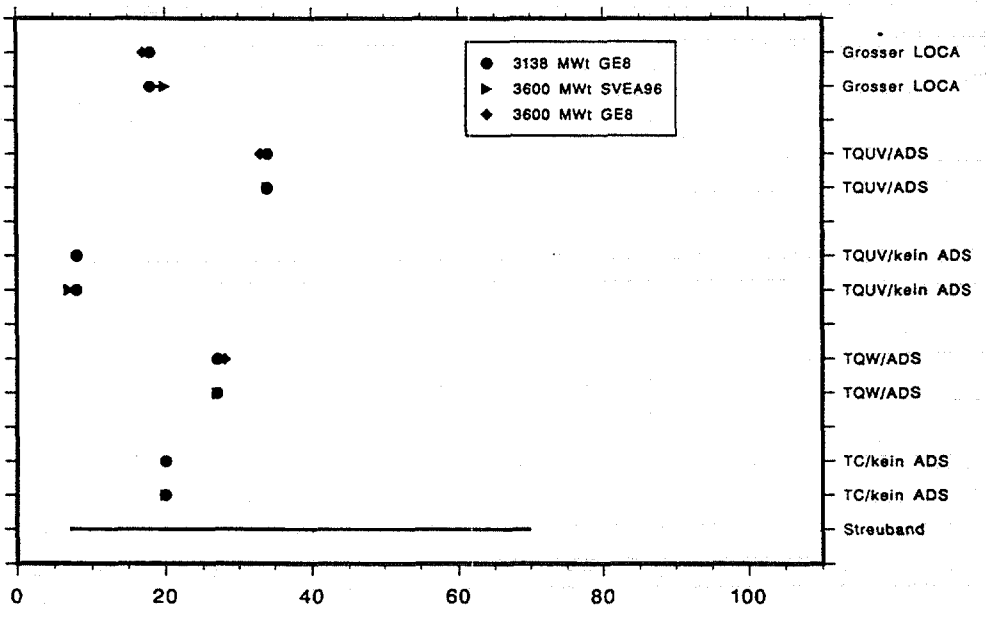
b) Rückhaltung radioaktiver Stoffe innerhalb des nuklearen Dampferzeugungssystems

Nach der Freisetzung radioaktiver Stoffe aus dem Brennstoff werden diese als Aerosole oder gasförmig mit dem Dampf und den nicht-kondensierbaren Gasen mitgerissen. Bei diesem Transport innerhalb des nuklearen Dampferzeugungssystems können sich gasförmige radioaktive Stoffe an kühleren Oberflächen ablagern, im Kondensationsbecken kondensieren oder sich an Aerosole anlagern. Letztere können sich mit nicht-radioaktiven Aerosolen zu grösseren Partikeln verbinden, die sich an Strukturen ablagern oder im Kondensationsbecken zurückgehalten werden. An Oberflächen abgelagerte radioaktive Stoffe können vom Dampf/Gasstrom wieder mitgerissen werden (Resuspension) oder infolge Zunahme der Oberflächentemperatur - eine Folge der Nachzerfallswärme der abgelagerten radioaktiven Partikel - wieder flüchtig werden (Revaporisation). Diese Mechanismen spielen insbesondere für die leichter flüchtigen Spaltprodukte eine wichtige Rolle.

Aufgrund der detaillierten MELCOR-Analysen kann folgender Trend beobachtet werden: bei Unfallabläufen ohne RDB-Druckentlastung werden radioaktive Stoffe im nuklearen Dampferzeugungssystem

relativ stark zurückgehalten, erklärbar durch deren grössere Verweilzeit innerhalb des nuklearen Dampferzeugungssystems. Eine Ausnahme bilden „Station-Blackout"-Sequenzen, da hier durch die längere Aufwärmphase der Strukturen bei Hochdrucksequenzen die oben erwähnte Revaporisation zum Tragen kommt. Eine genauere quantitative Aussage über die Rückhaltung radioaktiver Stoffe innerhalb des nuklearen Dampferzeugungssystems ist allerdings sehr schwierig, da diese von komplexen physikalisch/thermohydraulisch/chemischen Prozessen bestimmt werden, deren Randbedingungen im Unfallablauf nicht genau bekannt sind. Entsprechend gross sind denn auch die Streuungen der für verschiedene Unfallabläufe ausgewiesenen Rückhaltefaktoren. In Abb. 8-18 sind die aufgrund der Leistungserhöhung und der unterschiedlichen Brennelementtypen berechneten Änderungen (Punktwerte) der Rückhaltefaktoren für CsI zusammen mit dem entsprechenden Unsicherheitsbereich (Streuung) aufgetragen. Aus diesen Ergebnissen ist ersichtlich, dass der Einfluss der Leistungserhöhung oder der Brennelemente gering ist im Vergleich zur Änderung des Rückhaltefaktors aufgrund unfallablaufspezifischer Unterschiede und im Vergleich zu den inhärenten Unsicherheiten der zugrundeliegenden physikalisch/chemischen Prozesse. Aus diesem Grunde wurde im Rahmen der vorliegenden Analysen kein leistungsabhängiger Einfluss berücksichtigt.

Abb. 8-18: Rückhaltung von CsI im RDB



c) Rückhaltung im Kondensationsbecken

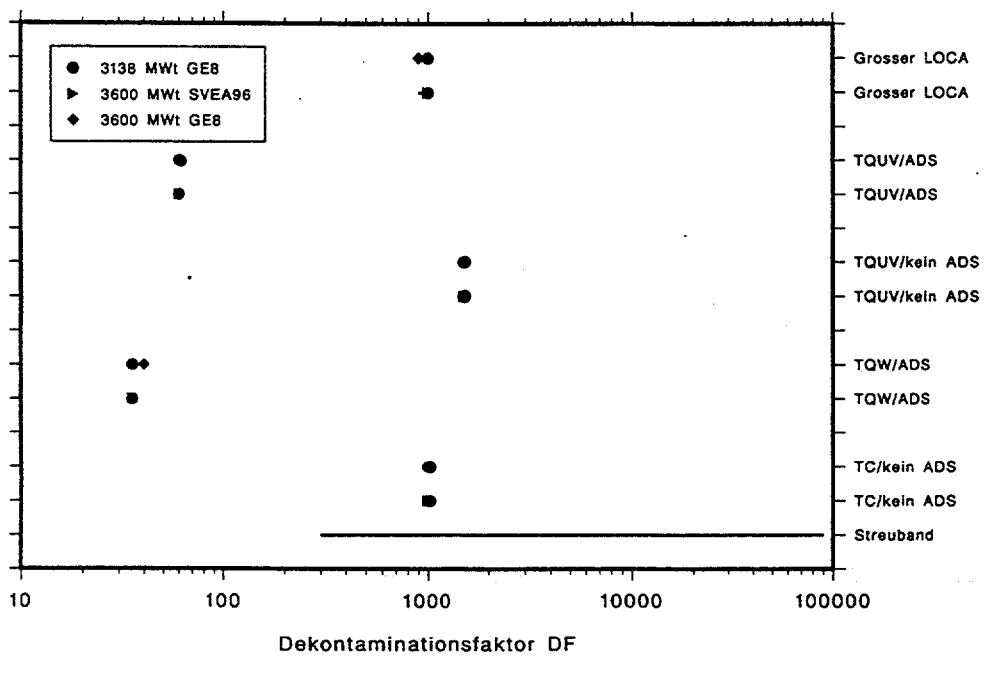
Die Rückhaltung radioaktiver Stoffe im Kondensationsbecken ist einer der wirksamsten Mechanismen zur Begrenzung der Folgen schwerer Unfälle in Siedewasserreaktoren. Ausser Edelgasen und organischem Jod werden alle Nuklide in einer Wasservorlage mehr oder weniger gut zurückgehalten. Der

sogenannte Dekontaminationsfaktor DF ist ein Mass für die in der Wasservorlage zurückgehaltene Nuklidmenge (DF = totaler Nuklidfluss/nicht-zurückgehaltener Nuklidfluss). Ein DF von 100 bedeutet, dass 99% der Nuklide in der Wasservorlage zurückgehalten werden, bei einem DF von 1000 sind es 99,9%.

Die Rückhaltung wird massgebend bestimmt von der Art und Form der radioaktiven Partikel, d.h. die Rückhaltung ist davon abhängig, ob die Nuklide gasförmig, als Aerosole oder an Partikeln angelagert in die Wasservorlage gelangen. Wichtig sind zudem die Wasserüberdeckung am Ort der Einspeisung, die geometrische Form der Einspeisestelle, d.h. werden die radioaktiven Stoffe via Düsen oder via Überströmöffnung ins Wasser eingeleitet, und nicht zuletzt die Wassertemperatur selbst. Je kleiner die beim Einströmen ins Wasser sich bildenden Blasen sind und je grösser die Wasserüberdeckung ist, desto effizienter ist die Rückhaltung. Diese Aufzählung soll nur darauf hinweisen, dass sehr viele Detailphänomene die Rückhaltung radioaktiver Stoffe in einer Wasservorlage bestimmen und dass sich diese je nach Unfallablauf stark ändern können. Deren modellmässige Berücksichtigung ist zudem schwierig und mit grossen Unsicherheiten verbunden.

Aufgrund der vorliegenden MELCOR-Ergebnisse für verschiedene Unfallabläufe ist kein Einfluss der Leistungserhöhung auf den Dekontaminationsfaktor zu erkennen. Die Unterschiede in den Dekontaminationsfaktoren für verschiedene Unfallabläufe sind hingegen gross und können je nach Nuklid um mehrere Faktoren bis Grössenordnungen variieren. In Abb. 8-19 sind Ergebnisse von HSK-Analysen zusammen mit der zu erwartenden Unsicherheit resp. Streuung dargestellt.

Abb. 8-19: Dekontaminationsfaktor DF

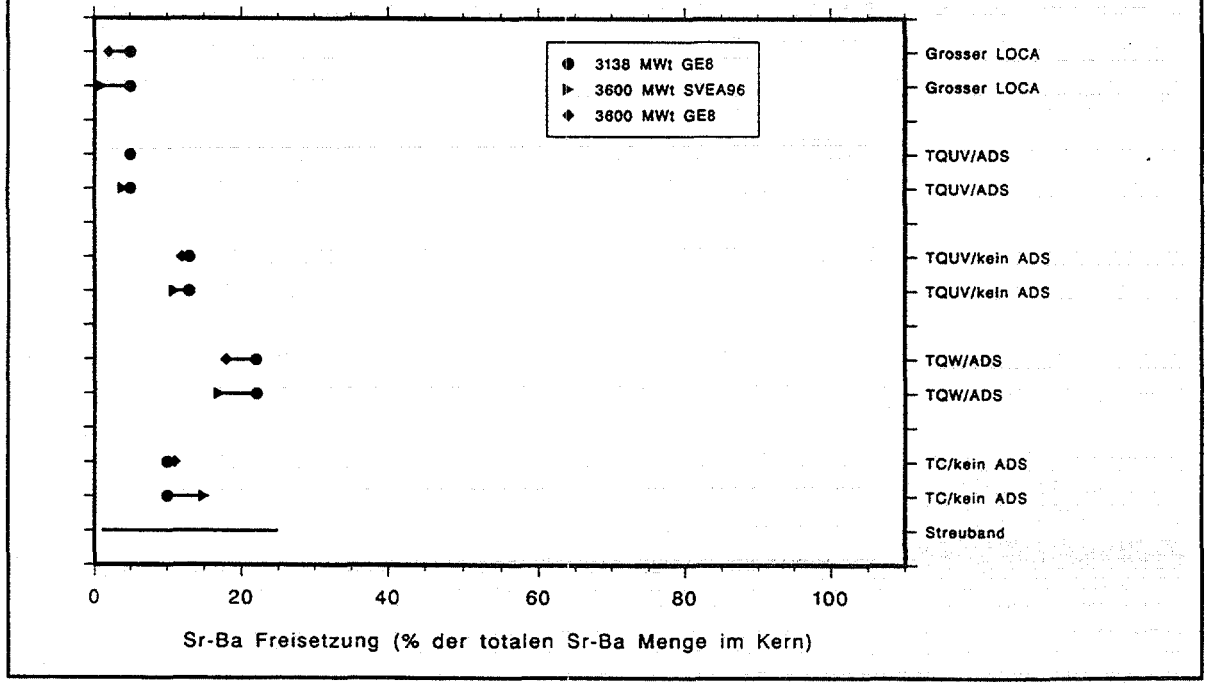


d) Radionuklidfreisetzung bei der Beton/Schmelze-Wechselwirkung

Bei der Beton/Schmelze-Wechselwirkung werden die noch in der Schmelze vorhandenen leichtflüchtigen, aber auch schwerer flüchtige Spaltprodukte freigesetzt. Die Stärke der Freisetzung ist vor allem bestimmt durch die Temperatur der Schmelze. Hohe Temperaturen begünstigen die Nuklidfreisetzung. Die Temperatur wird nicht nur von der Nachzerfallswärme, sondern auch von der chemischen Reaktionswärme (Metalloxidationsprozesse) bestimmt, die ihrerseits stark vom vorhandenen Metallanteil abhängig ist (wichtig ist vor allem Zirkaloy).

Die Ergebnisse der MELCOR-Rechnungen zeigen, dass leichter flüchtige Nuklide (Jod, Cäsium, Tellur) während der Beton/Schmelze-Wechselwirkung praktisch vollständig, schwerflüchtige Nuklide nur zu einem sehr geringen Anteil (wenige ‰) freigesetzt werden. Die Freisetzungsanteile von Strontium und Barium während der Beton/Schmelze-Wechselwirkung liegen im Prozentbereich und sind massgeblich bestimmt durch den Zirkaloy-Gehalt in der Schmelze. Die MELCOR-Ergebnisse für Barium und Cäsium sind in Abb. 8-20 dargestellt, zusammen mit der aufgrund verschiedener Unfallabläufe und Streuungen in den physikalisch/chemischen Eingangsparametern (experimentelle Daten) zu erwartenden Unsicherheiten. Die Freisetzungsanteile sind für SVEA96-Brennelemente etwas geringer als für GE8-Brennelemente, da erstere weniger Zirkaloy enthalten.

Abb. 8-20: Sr-Ba Freisetzung während Schmelze/Beton-Wechselwirkung



e) Ablagerungen radioaktiver Stoffe innerhalb des Containments

Die Möglichkeit der Ablagerung radioaktiver Stoffe innerhalb des Containments (Drywell und Wetwell) ist vor allem bestimmt durch den Zeitpunkt des Containmentversagens. Je später dieses erfolgt, desto

mehr Zeit bleibt für den Ablagerungsprozess zur Verfügung. Bei Unfallabläufen mit einem frühen Containmentversagen ist deshalb die Rückhaltung infolge Ablagerung an Strukturen und Wänden gering, bei Unfallabläufen mit spätem Containmentversagen kann der grösste Teil der ursprünglich luftgetragenen Radionuklide sich an Wänden und Strukturen ablagern. Entsprechend werden je nach Unfallablauf Rückhaltefaktoren von 1 (keine Ablagerung) bis einige 1000 (hohe Ablagerung) ausgewiesen. Entsprechend unterschiedlich sind auch die Quellterme.

Ausser dem Zeitpunkt des Containmentversagens resp. der Aufenthaltszeit der Radionuklide innerhalb des Containments spielt auch die Versagensart des Containments eine wichtige Rolle in bezug auf die Grösse des Quellterms. Bei einem Versagen mit einer relativ raschen Druckentlastung des Containments können radioaktive Stoffe, beispielsweise aus Wasservorlagen, wieder freigesetzt werden (Re-Entrainment). Dieser Effekt ist auch bei der Inbetriebnahme des Containment-Druckentlastungssystems zu beachten, insbesondere beim Ansprechen der Berstscheibe.

Die Ablagerung radioaktiver Stoffe ist somit sehr stark bestimmt vom genauen Unfallablauf. Der Einfluss der Leistungserhöhung macht sich insofern bemerkbar, als der Unfallablauf im allgemeinen etwas schneller abläuft und damit das Containmentversagen früher erfolgt. Dieser Effekt wird bei den Analysen berücksichtigt.

f) Zusammenfassung

Die Untersuchungen zum Radionuklidtransport innerhalb der Anlage zeigen, dass kaum ein direkter Einfluss der Leistungserhöhung feststellbar ist; in jedem Falle wäre ein solcher im Vergleich zu den inhärenten Unsicherheiten der den Nuklidtransport massgeblich bestimmenden Phänomene gering.

Indirekte Auswirkungen sind vorhanden, insbesondere durch das frühere Containmentversagen bei höherer Leistung. Es ist allerdings zu beachten, dass der Zeitpunkt des Containmentversagens sehr vom speziellen Unfallablauf abhängt. Dieser indirekte Einfluss auf den Radionuklidtransport wird in den Analysen berücksichtigt.

8.4.3.4 Einfluss der Leistungserhöhung auf das Containmentverhalten

Der Zeitpunkt des Containmentversagens bestimmt massgeblich die radiologischen Konsequenzen für die Umgebung der Kernanlage. Je später (relativ zum Beginn der Kernzerstörung) dieser eintritt, desto geringer sind die Konsequenzen. Daneben ist, wie bereits früher diskutiert, die Versagensart entscheidend: ein „Versagen" via gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem hat wesentlich geringere Konsequenzen als eine direkte, ungefilterte Freisetzung. Die massgebenden, den Zeitpunkt des Containmentversagens bestimmenden Phänomene, die zu einem schnellen Druckaufbau (kurzzeitige Druckspitze) führen, sind: Dampfexplosion, DCH und Wasserstoffdeflagration und -explosion

(Kap. 8.4.2.3). Ein langsamer Druckaufbau im Containment ist die Folge der Dampfbildung sowie der Freisetzung nicht-kondensierbarer Gase beim Kernschmelzen und bei der Schmelze/Beton-Wechselwirkung. Inwieweit die Leistungserhöhung diese Phänomene beeinflusst, wurde in den vorangehenden Kapiteln dargelegt. Die daraus folgenden Konsequenzen auf das Containmentverhalten werden nachfolgend kurz angesprochen. Dabei stehen zwei Fragen im Vordergrund: erstens der Einfluss auf den Containmentereignisbaum und damit auf die Häufigkeit der einzelnen Freisetzungskategorien und zweitens der Einfluss auf den Quellterm als Folge des schnelleren Unfallablaufs. Dieser zweite Aspekt wird bei den Quelltermrechnungen (MELCOR-Analysen) berücksichtigt, eingeschlossen alle indirekten Effekte, die zu einer höheren Freisetzung führen.

a) Frühes Containmentversagen

Wie bereits in Kap. 8.4.2.3 diskutiert, sind die für DCH und Dampfexplosion massgebenden physikalisch/chemischen und unfallablaufspezifischen Phänomene mit grossen Streuungen resp. Unsicherheiten behaftet. Dazu gehören beispielsweise die RDB-Versagensart (Versagen von einzelnen Durchführungen, Versagen des gesamten RDB-Bodens, RDB-Versagen unter niedrigem oder hohem Druck) und damit verbunden der zeitliche Verlauf des Schmelze-Ausflusses in den Drywell, die vorhandene Wassermenge auf dem Drywellboden vor dem RDB-Versagen, usw. Der Einfluss der 15%igen Leistungserhöhung, die sich indirekt über die höhere Wärmeleistung der Schmelze bemerkbar macht, ist demgegenüber von sekundärer Bedeutung. Eine Änderung in den durch DCH oder Dampfexplosion bedingten Versagenswahrscheinlichkeiten des Drywells und des Containments ist aufgrund der vorliegenden MELCOR-Analysen nicht erkennbar. Zudem ist zu beachten, dass diese Versagenswahrscheinlichkeiten in den HSK-Analysen bereits in konservativer Weise berücksichtigt sind.

Ein frühes, durch H_2-Deflagration oder -Detonation bedingtes Containmentversagen vor dem RDB-Versagen ist praktisch nur möglich bei einem Ausfall des Wasserstoff-Zündsystems. Nur in diesem Fall kann sich eine ausreichend hohe Wasserstoffkonzentration ausbilden, andernfalls wird der ins Containment (Wetwell) freigesetzte Wasserstoff laufend verbrannt. Die Wahrscheinlichkeit für ein Versagen des Wasserstoff-Zündsystems ist gering; dessen indirekter Ausfall als Folge der Erschöpfung der Batterien ist hingegen wichtig. MELCOR-Analysen zeigen, dass die direkt beim RDB-Versagen produzierte Wasserstoffmenge nicht von der Leistungsänderung, sondern vor allem von der noch vorhandenen Zirkaloymenge abhängt. Somit ändern sich auch nicht die entsprechenden Verzweigungswahrscheinlichkeiten im Containmentereignisbaum.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Leistungserhöhung die Wahrscheinlichkeit eines frühen Containmentversagens nicht beeinflusst, zumindest ist ein solcher Einfluss aufgrund vorliegender Analysen nicht erkennbar; auch aus qualitativen Überlegungen ist ein solcher Einfluss nicht ersichtlich.

b) Spätes Containmentversagen

Die Ursachen eines späten Containmentversagens (Stunden bis Tage nach dem RDB-Versagen) sind (1) die Dampfproduktion, (2) die Bildung nicht-kondensierbarer Gase (Schmelze/Beton-Wechselwirkung) und/oder (3) H_2-Deflagration oder -Detonation. Solange das Containment-Druckentlastungssystem verfügbar ist, kann ein langsamer Druckaufbau durch Dampf- und/oder Gasbildung via gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem begrenzt resp. abgebaut werden. Dies ist für Leibstadt der häufigste Freisetzungspfad, da die Versagenswahrscheinlichkeit des Containment-Druckentlastungssystems klein ist.

Zu beachten ist deshalb insbesondere ein Containmentversagen als Folge einer H_2-Deflagration. Auch hier gilt: solange das Wasserstoffzündsystem verfügbar ist, kann dieser Versagensmechanismus ausgeschlossen werden. Die Zuverlässigkeit des H_2-Zündsystems ist aber nicht abhängig von der Leistungserhöhung, d.h. die entsprechenden Verzweigungswahrscheinlichkeiten im Containment-Ereignisbaum bleiben unbeeinflusst. Zusammenfassend folgt somit, dass sich durch die Leistungserhöhung die Häufigkeiten der einzelnen Freisetzungkategorien nicht ändern (der Containmentereignisbaum bleibt im wesentlichen unverändert).

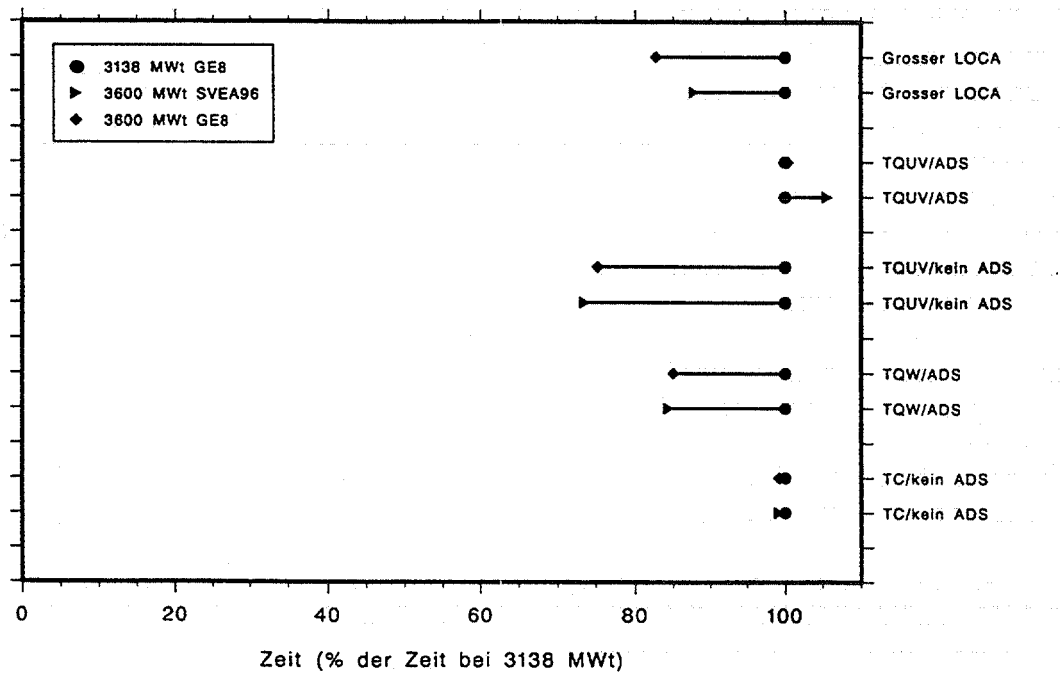
c) Zeit bis zum Containmentversagen

Der Zeitpunkt des Containmentversagens ist von der Reaktorleistung abhängig, und dies wird bei den deterministischen Quelltermrechnungen berücksichtigt. Die Ergebnisse der durchgeführten Analysen zeigen, dass sich der Zeitbereich bis zum Containmentversagen resp. der Inbetriebnahme des Containment-Druckentlastungssystems (es wurde ein Auslösedruck von 3 bar unterstellt) bei erhöhter Leistung je nach Unfallablauf bis zu etwa 30% verkürzen kann. Die häufigsten Ergebnisse liegen zwischen ca. 10% und 20%. In Tab. 8-12 sind einige Ergebnisse zusammengestellt. Bei diesen Analysen wurde unterstellt, dass das H_2-Zündsystem immer funktionstüchtig bleibt. Die Ergebnisse der Analysen ohne H_2-Zündsystem zeigen, dass das Containment zeitlich sehr bald nach dem Versagen des Zündsystems infolge H_2-Deflagration oder -Detonation versagt. Zu beachten ist, dass für ATWS-Sequenzen und Unfallabläufe mit Versagen der Nachwärmeabfuhr das Containment vor dem Reaktordruckbehälter versagt. Für diese Unfallabläufe ist das Versagen des Containments letztendlich der Grund für das Versagen der Kernkühlung (Ausfall der Notkühlung infolge Siedens des Kondensationsbeckenwassers). In Abb. 8-21 ist der Einfluss der Leistungserhöhung und der unterschiedlichen Brennelementtypen auf die Zeit bis zum Containmentversagen resp. zur Inbetriebnahme des Containment-Druckentlastungssystems für typische Unfallsequenzen dargestellt (MELCOR-Ergebnisse).

Tab. 8-12: Einfluss der Leistungserhöhung auf den Zeitpunkt des RDB- und Containmentversagens für einige ausgewählte Unallablaufsequenzen

Unfallsequenz	Phänomen	Zeit (Std. nach Störfallbeginn)		
		3138 MWth (GE8-Brennelemente)	3600 MWth (GE8-Brennelemente)	3600 MWth (SVEA96-Brennelemente)
Kühlmittelverlust (ohne Venting)	RDB-Versagen	0,94	0,87	0,95
	Containment-Versagen	47	39	42
„Station Blackout" ohne ADS (ohne Venting)	RDB-Versagen	1,16	1,11	1,16
	Containment-Versagen	49	37	36
Station Blackout mit ADS (mit Venting)	RDB-Versagen	2,75	2,33	2,14
	Start Containment-Venting	22	22	23
Verlust Nachwärmeabfuhr (mit Venting)	RDB-Versagen	35	30	29
	Start Containment-Venting	29	25	25
ATWS ohne ADS (mit Venting)	RDB-Versagen	1,38	1,36	1,36
	Start Containment-Venting	1,2	1,2	1,2

Abb. 8-21: Zeitpunkt des Containmentversagens



8.4.3.5 Einfluss der Leistungserhöhung auf den Quellterm und das Anlagenrisiko

In den vorangehenden Kapiteln wurden die einzelnen den Unfallablauf bestimmenden Phänomene diskutiert und der Einfluss der rund 15%igen Leistungserhöhung auf diese abgeschätzt. Die Untersuchungen zeigten, dass sich die Häufigkeit der einzelnen Freisetzungskategorien resp. Unfallablaufsequenzen kaum ändert. Hingegen ändert sich der Quellterm, d.h. die Menge der freigesetzten radioaktiven Stoffe und der Zeitablauf der Freisetzung. Allein die leistungsproportionale Zunahme des Aktivitätsinventars (Kap. 8.4.3.1) bewirkt eine entsprechende Zunahme des Quellterms. Die Änderung im Quellterm wird aus deterministischen Analysen (MELCOR-Analysen) bestimmt. Die HSK hat dazu eine Serie von Analysen für verschiedene Unfallabläufe und Randbedingungen durchgeführt. Zudem wurden mit dem Code ERPRA-KKL der Einfluss auf das Risikoprofil bestimmt (CCDF-Risikokurven).

Wie bereits früher diskutiert, können sich durch die rund 15%ige Leistungserhöhung auch die relativen nuklidspezifischen Freisetzungsanteile ändern und zwar als Folge des etwas schnelleren Unfallablaufs. Aufgrund der Ergebnisse der HSK-Analysen sind folgende Erkenntnisse erwähnenswert:

- Für die risikodominanten Unfallabläufe mit grossen Freisetzungsanteilen ändern sich diese infolge Leistungserhöhung wenig. Die Zunahmen betragen je nach Unfallabauf nur wenige Prozent; für einige Sequenzen bis ca. 10%. Dazu gehören Unfallabläufe mit Umgehung des Containments (Bypassequenzen), ATWS- und TQW-Sequenzen (Containment undicht vor dem RDB-Versagen). Ähnliche Resultate ergeben sich für Ereignisabläufe mit frühem Containmentversagen. Da die Rückhaltung innerhalb des Primärkreises, wie in Kap. 8.4.3.3, Punkt b, diskutiert, nicht von der Leistungserhöhung abhängt (Abb. 8-18) und das Containment für die hier interessierenden Unfallsequenzen nur eine geringe resp. keine (Bypass-Sequenzen) Rückhaltefähigkeit hat - der Einfluss der Ablagerung kommt wenig zum Tragen -, ist auch keine wesentliche Änderung im nuklidspezifischen Freisetzungsanteil zu erwarten.
- Für Unfallabläufe mit intaktem Containment nach dem RDB-Versagen wirken die in den vorangehenden Abschnitten diskutierten Rückhaltemechanismen für radioaktive Stoffe innerhalb der Anlage. Diese Mechanismen, insbesondere die Ablagerung der Radionuklide an Strukturen und Wänden, sind stark zeitabhängig. Je später das Containment undicht wird resp. das Containment-Druckentlastungssystem beansprucht wird, desto mehr Radionuklide können sich ablagern und desto kleiner wird der Quellterm. Da der Zeitpunkt des Containmentversagens vom speziellen Unfallablauf abhängt, ändern sich auch die Freisetzungsanteile sequenzspezifisch relativ stark. Da andererseits die Freisetzungsanteile für diese häufigkeitsmässig wichtigen Unfallabläufe klein sind, selbst die Freisetzung leichtflüchtiger Nuklide ist meist < 0,1%, ist auch eine grössere Änderung im nuklidespezifischen Freisetzungsanteil risikomässig nicht relevant. Zu beachten ist zudem, dass die aufgrund von MELCOR-Rechnungen ausgewiesenen Änderungen bei sehr kleinen Zah-

Abb 8-22: Leistungserhöhung : Streubereich der CsI Freisetzung

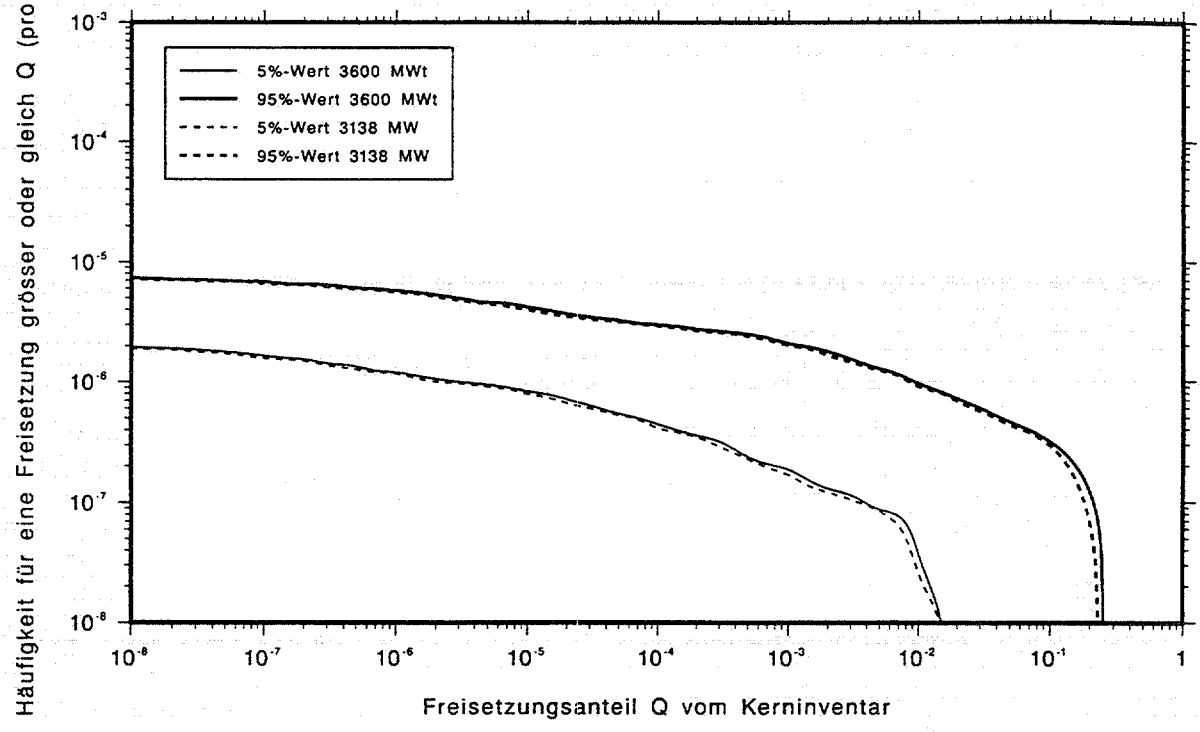
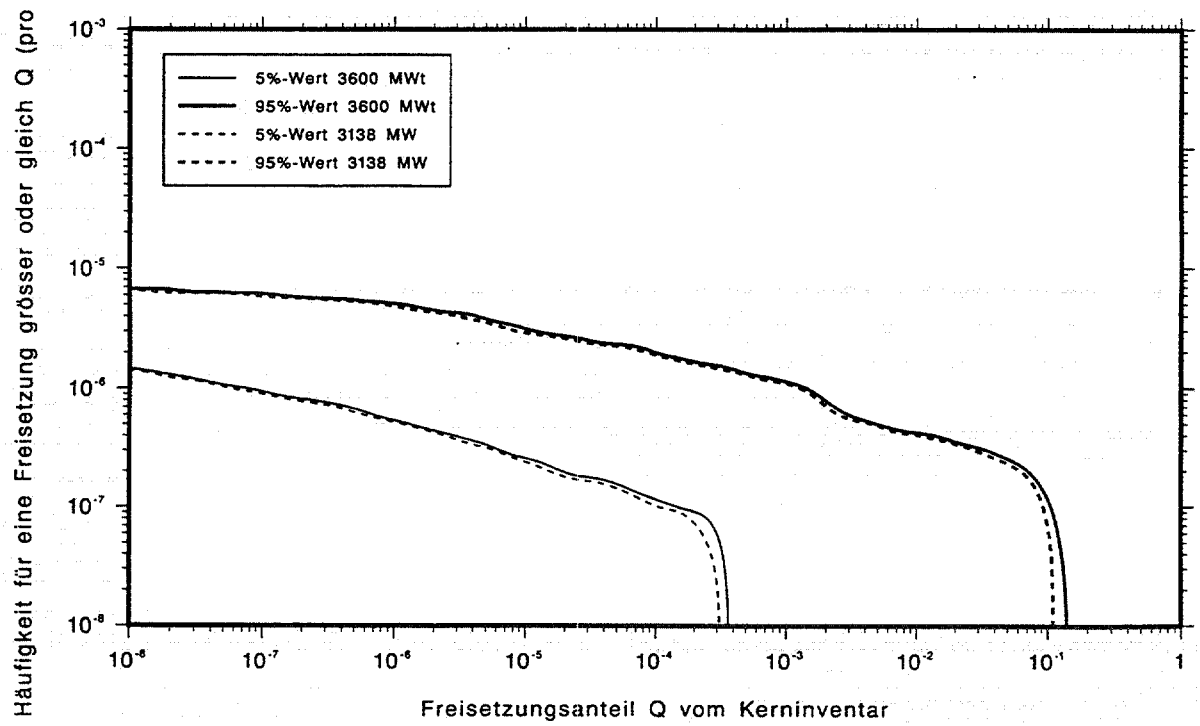


Abb. 8-23: Leistungserhöhung : Streubereich der Sr-Ba Freisetzung



len teilweise auch auf numerische Rechenprobleme zurückzuführen sind. Dies ist ein grundsätzliches Problem solch komplexer Rechenprogramme.

- In den Abb. 8-22 und 8-23 sind die CCDF-Risikokurven für CsI und für die Sr-Ba-Nuklidgruppe aufgetragen und zwar sowohl für die heutige Leistung von 3138 MW_{th} mit GE8-Brennelementen als auch für die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} mit SVEA96-Brennelementen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Einfluss der Leistungserhöhung auf das Risikoprofil der Anlage gering ist; derjenige der unterschiedlichen Brennelementtypen ist noch wesentlich geringer (in den Abbildungen wären die beiden Kurven für GE8- und SVEA96-Brennelemente kaum unterscheidbar). Aus den Abbildungen ist auch ersichtlich, dass die Änderungen im Vergleich zur Streuung der Ergebnisse klein sind. In der Abb. 8-24 ist die CCDF-Risikokurve für die total freigesetzte Aktivität dargestellt. In dieser Darstellung ist auch der Einfluss des erhöhten Aktivitätsinventars im Reaktorkern und des radioaktiven Zerfalls bis zur Freisetzung nach aussen berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Aktivitätsfreisetzung für eine bestimmte Häufigkeit um bis zu ca. 30% erhöht.
- Interessant ist auch der Einfluss des gefilterten Containment-Druckentlastungssystems. In den Abb. 8-25 und 8-26 sind die Mittelwerte der Risikoprofile mit und ohne Ventingsystem dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die Risikoreduktion allein durch diese gezielte anlagespezifische Massnahme grösser ist als die Risikozunahme als Folge der beantragten Leistungserhöhung. Vergleichbares gilt für den Einfluss der H_2-Zünder und der 1993 nachgerüsteten Saugkörbe im Kondensationsbecken. Entscheidend ist aber, dass das Anlagenrisiko in jedem Fall sehr gering ist.

Wird als Risiko das Produkt aus Freisetzungshäufigkeit und total freigesetzte Aktivität definiert (es gibt selbstverständlich andere Definitionen des Risikos), d.h.

$$\text{Risiko} = \int_t \sum_i F_i A_i(t) dt$$

mit F_i = Häufigkeit der Freisetzungkategorie resp. Unfallsequenz i (pro Jahr)

$A_i(t)$ = Quellterm (Aktivität) der Freisetzungskategorie resp. Unfallsequenz i zum Zeitpunkt t,

dann lässt sich aufgrund der HSK-Analysen zeigen, dass das Risiko infolge der 14,7%igen Leistungserhöhung rechnerisch um eine Faktor von 1,25 - 1,30 zunimmt. Dabei ist der Einfluss der Edelgase nicht berücksichtigt, da diese nur in der Kurzzeitphase ein Gefahr darstellen. Wird der Einfluss der Edelgase berücksichtigt (Edelgase werden immer als zu 100% freigesetzt angenommen), nimmt das Risiko gegenüber dem heutigen Anlagenzustand rechnerisch um nur einen Faktor von ca. 1,20 zu.

Der Betreiber hat den Einfluss der Leistungserhöhung auf das Anlagenrisiko aufgrund mehr qualitativer Überlegungen mit einfachen Abschätzungen bewertet. Unter Verwendung der obigen Risikodefinition berechnet sich aus seinen Angaben ebenfalls eine Risikozunahme um einen Faktor von ca. 1,25 bis 1,30.

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass aufgrund der vorliegenden Analysen durch die 15%ige Leistungserhöhung mit einer Risikoerhöhung um einen Faktor von ca. 1,25 - 1,30 zu rechnen ist, begründet in der Zunahme des Aktivitätsinventars im Kern (Risikoerhöhung ca. 1,15) und dem etwas schnelleren Unfallablauf (Risikoerhöhung ebenfalls ca. 1,15). Insgesamt bleibt das Anlagenrisiko aber sehr gering. Diese totale Risikoänderung von rund einem Faktor 1,30 muss im Vergleich zu den inhärenten Unsicherheiten der den Unfallablauf bestimmenden Phänomene bewertet werden. Letztere bewirken eine Streuung in den CCDF-Risikokurven teilweise um mehr als einen Faktor 10. Auf diesem Hintergrund ist eine Änderung von ca. 1,30 nicht wesentlich. Wichtig ist insbesondere, dass durch die Leistungserhöhung auch für Einzelphänomene keine sprunghaften Änderungen feststellbar sind, d.h. es treten keine sogenannten „Cliff-edge"-Effekte auf.

Abb. 8-24: Häufigkeitsverteilung (CCDF) der freigesetzten Aktivität

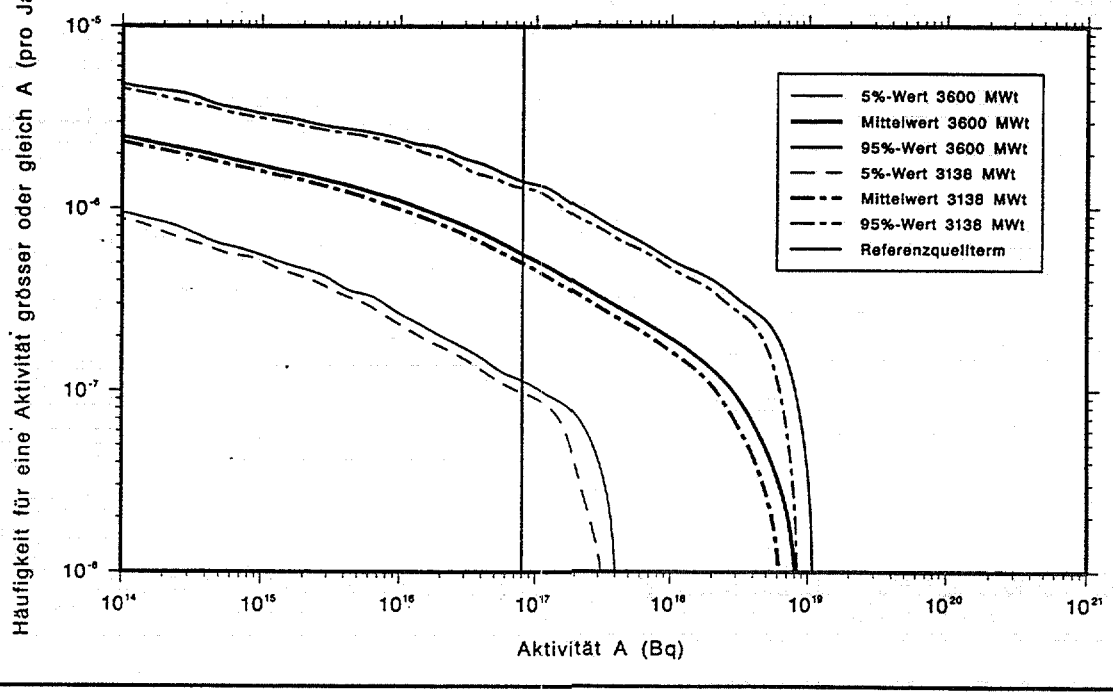


Abb. 8-25: Einfluss des Druckentlastungssystems auf die CsI Freisetzung

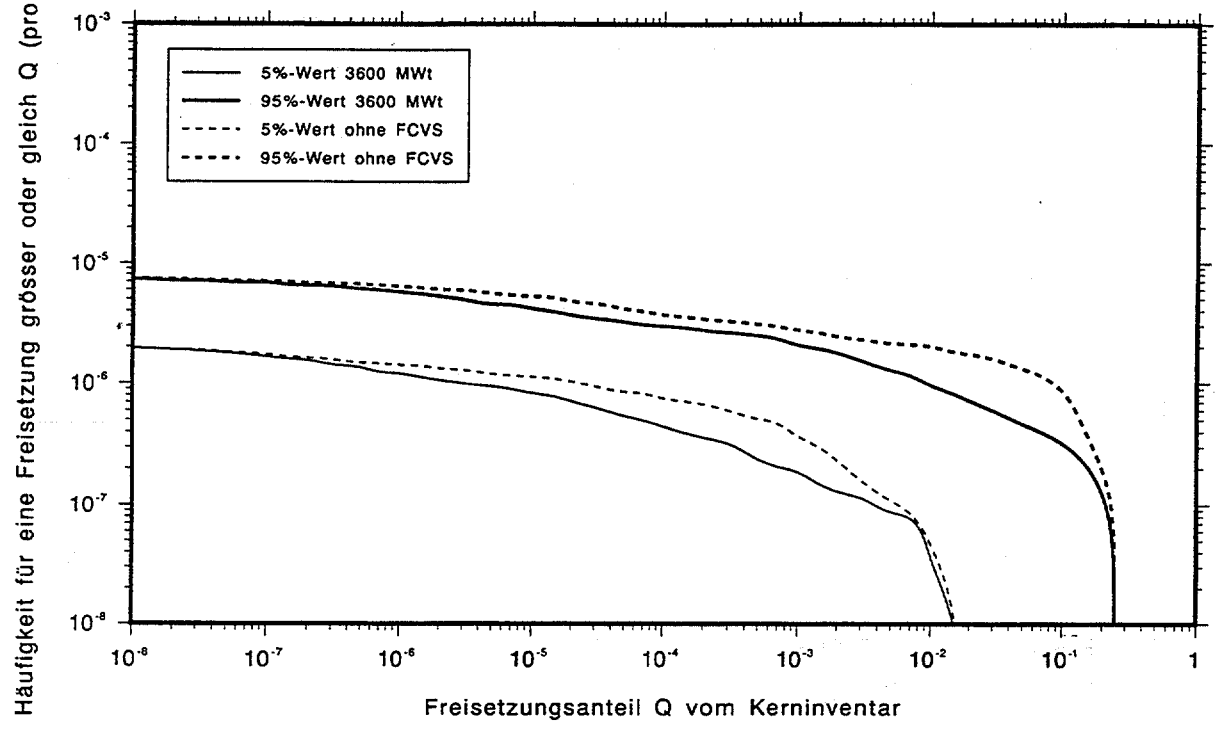
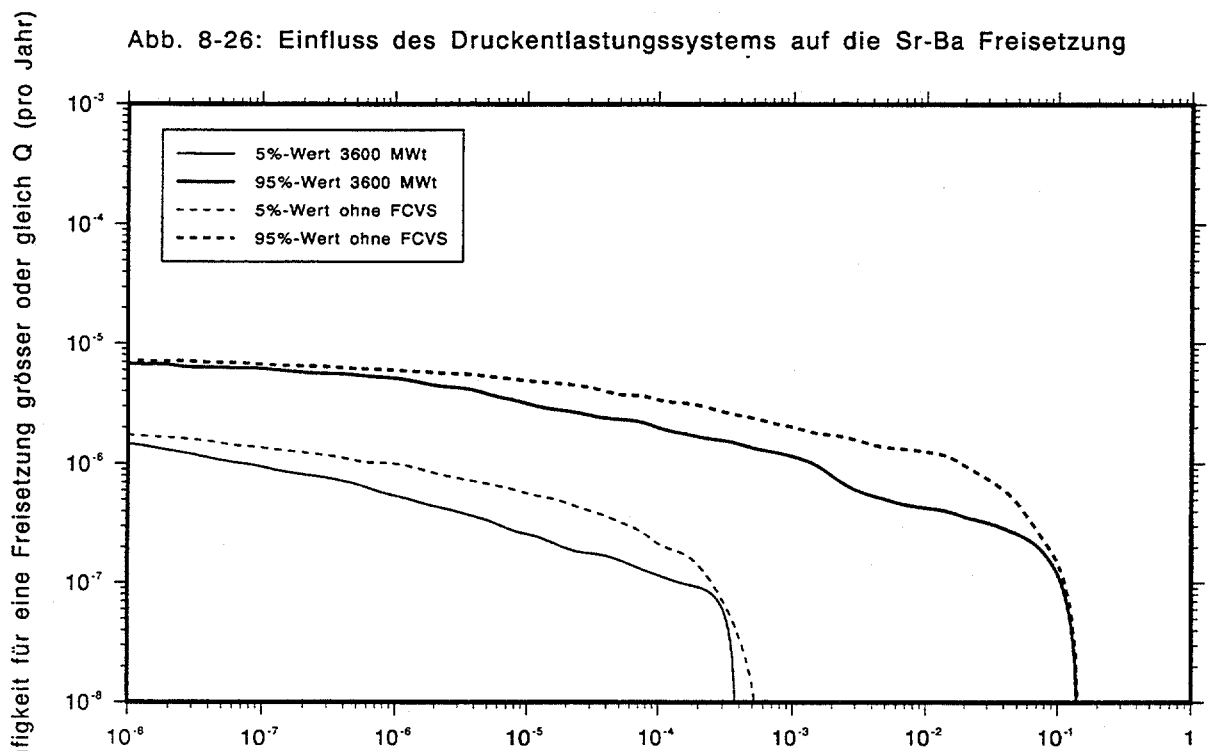


Abb. 8-26: Einfluss des Druckentlastungssystems auf die Sr-Ba Freisetzung



8.5 ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER PROBABILISTISCHEN SICHERHEITS-ANALYSE UND DES RISIKOEINFLUSSES DER LEISTUNGSERHÖHUNG

Zur umfassenden Beurteilung der Sicherheit eines Kernkraftwerks ist es wichtig, ausser den im Rahmen der Auslegung deterministisch betrachteten Störfällen auch solche zu bewerten, die durch das Auslegungskonzept nicht abgedeckt sind. Solche auslegungsüberschreitende Störfälle sind beispielsweise Ereignisse, bei denen mehrere Sicherheitssysteme unabhängig voneinander gleichzeitig versagen oder Ereignisse mit einer sehr geringen Eintrittshäufigkeit. Um diese Ereignisse auch risikomässig bewerten zu können, ist es notwendig, ihre Eintrittshäufigkeit und ihre anlageinternen und -externen Folgen zu bestimmen. Aus diesem Grund hat die HSK vom Betreiber des Kernkraftwerks Leibstadt eine probabilistische Sicherheitsanalyse der Stufe-1 und Stufe-2 verlangt. Aufgrund einer solchen Studie lassen sich einerseits Stärken und eventuell vorhandene Schwächen des Anlagenkonzepts und der Anlagenauslegung erkennen, und andererseits lässt sich das Risiko für die Umgebung der Kernanlage abschätzen und der Einfluss der beantragten Leistungserhöhung quantitativ bewerten.

Der Betreiber hat als Teil seiner Gesuchsunterlagen eine probabilistische Sicherheitsanalyse eingereicht. Die Studie berücksichtigt den technischen Anlagezustand von Mitte 1992. Nachträglich durchgeführte System- und Komponentenänderungen wie beispielsweise die 1993 installierten neuen Saugkörbe sind in die Studie noch nicht eingeflossen. Die Studie umfasst eine detaillierte Stufe-1-Analyse für intern ausgelöste Ereignisse, eine sogenannte „Screening"-Analyse zur Abschätzung der systemübergreifenden, eingeschlossen die extern ausgelösten Ereignisse sowie eine Stufe-2-Analyse. Zudem wurde der Einfluss der Leistungserhöhung bewertet.

Die HSK hat diese Studie in Zusammenarbeit mit einem externen Experten im Detail überprüft und für den grössten Teil der Studie, insbesondere für die Stufe-2-Analyse, eine unabhängige Analyse durchgeführt. Diese Überprüfung ergab, dass die vom Betreiber verwendete PSA Stufe-1-Methode zur Analyse intern ausgelöster Ereignisse dem heutigen Stand der Technik entspricht; einzelne Abweichungen (inkonsistente Annahmen) betreffen die Behandlung von ATWS-Sequenzen. Das Vorgehen zur Behandlung systemübergreifender Ereignisse ist nach Ansicht der HSK konservativ, z.T. sind die Annahmen allerdings zu konservativ und können zu falschen Schlussfolgerungen führen. Die Analyse für systemübergreifende Ereignisse ist deshalb dem Stand der heutigen Technik entsprechend zu verbessern.

Die vom Betreiber vorgelegte Stufe-2-Analyse berücksichtigt die wesentlichen, einen schweren Unfallablauf bestimmenden Phänomene. Deren quantitative Bewertung beruht jedoch weitgehend auf Ergebnissen von PSA-Studien für andere, vergleichbare Kernkraftwerke und nicht, resp. nur in begrenztem Umfang auf Leibstadt-spezifischen Analysen. Die Quelltermbestimmung beruht auf einem nicht mehr aktuellen Rechenprogramm, das nicht alle heute bekannten Phänomene berücksichtigt. Die HSK

verlangt, dass die Stufe-2-Analyse nochmals dem heutigen Stand der Technik entsprechend überarbeitet wird, wobei auch der Einfluss externer Ereignisse berücksichtigt werden muss.

Die Ergebnisse der probabilistischen Analyse haben einige interessante Erkenntnisse zum Verhalten der Anlage Leibstadt bei schweren Unfällen aufgezeigt. Nachfolgend werden wichtige Ergebnisse der probabilistischen Sicherheitsanalyse zusammengefasst. Für die **Stufe-1-Analyse** sind dies folgende Punkte:

- Die totale Kernschadenshäufigkeit beträgt gemäss KKL Stufe-2-Analyse rund $5 \cdot 10^{-6}$/Jahr, wobei interne Ereignisse mit $2{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr und systemübergreifende mit $3{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr zum Ergebnis beitragen. Dieser Wert für die totale Kernschadenshäufigkeit liegt deutlich unterhalb dem von der amerikanischen Sicherheitsbehörde NRC für bestehende Anlagen geforderten Grenzwert (Safety Goal) von 10^{-4}/Jahr, sogar noch tiefer als der von der IAEA und von einigen Ländern (z.B. USA, Italien, Holland) für Neuanlagen vorgeschlagene Grenzwert von 10^{-5}/Jahr. Die HSK-Analyse für interne Ereignisse ergibt einen Wert von $4{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr und ist damit vergleichbar mit dem vom Betreiber ausgewiesenen Wert. Dieses Ergebnis ist auch im Vergleich mit Resultaten anderer Studien für moderne Siedewasserreaktoren sehr günstig.

- Die häufigsten Ereignisse sind Unfälle mit Verlust der Notkühleinspeisung, bedingt durch den totalen Verlust der Wechselstromversorgung („Station-Blackout"-Sequenzen) oder durch das gleichzeitige Verstopfen aller Saugkörbe im Kondensationsbecken.

- Accident-Management-Massnahmen sind wichtig für die Beherrschung schwerer Unfälle und haben dementsprechend auch eine hohe Bedeutung. Dies ist für moderne Anlagen mit einer sehr geringen Kernschadenshäufigkeit ein zu erwartendes Ergebnis.

- Systemübergreifende Ereignisse können aufgrund des Anlagenkonzepts risikomässig nicht entscheidend resp. dominierend zur Kernschadenshäufigkeit beitragen. Der in der KKL Stufe-2-Studie ausgewiesene Wert von $3{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr mit OBE resp. $1{,}7 \cdot 10^{-6}$/Jahr ohne OBE für diese Ereignisklasse ist nach Ansicht der HSK allerdings nicht belastbar.

- Zur Bestimmung der totalen Kernschadenshäufigkeit für interne Ereignisse mussten Billionen von einzelnen denkbaren Ausfallkombinationen von Basisereignissen, sogenannten Minimalschnitten, berücksichtigt werden. Dies ist ein Hinweis darauf, dass die Anlage keine offensichtlichen Schwachstellen aufweist und bestätigt das hohe Niveau der sicherheitstechnischen Ausgewogenheit der Anlage Leibstadt.

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Ueberprüfung der **Stufe-2-Analyse** sind:

- Die Ergebnisse zeigen, dass die Anlage Leibstadt ein sehr geringes Anlagenrisiko aufweist, insbesondere auch im Vergleich zu anderen modernen Kernkraftwerken. Es sind keine offensichtlichen Schwachstellen vorhanden. Die zur Beherrschung und Milderung schwerer Unfälle ergriffenen Massnahmen sind sinnvoll und vernünftig.

- Bei rund 80% der Unfälle erfolgt die Freisetzung radioaktiver Stoffe nach aussen via gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem oder das Containment bleibt intakt. Diese Unfallabläufe führen zu relativ kleinen Quellltermen.

- Das Risiko der Anlage Leibstadt wird vor allem bestimmt durch Unfallabläufe mit einer Umgehung (V-Sequenzen) oder einem frühen bis sehr frühen Versagen des Containments, eingeschlossen Sequenzen mit Ansprechen des Containment-Druckentlastungssystems. Rund 25% aller Unfälle gehören zu dieser Kategorie. Bei den risikodominanten Unfällen mit einem frühen bis sehr frühen Containmentversagen kommt zusätzlich eine Umgehung des Kondensationsbeckens hinzu, bedingt durch ein Versagen des Drywells infolge Dampfexplosion oder DCH beim RDB-Versagen. Die Eintrittshäufigkeit dieser risikodominanten Unfallabläufe ist insgesamt allerdings eine sehr gering (10^{-7}/Jahr oder kleiner).
  Diese Ergebnisse sind indirekt auch ein Hinweis auf die sicherheitstechnische Ausgewogenheit der Anlage auf einem hohen Niveau, denn risikodominierend gemäss Analyse sind Unfallabläufe, die sehr unwahrscheinlich und schwierig zu modellieren sind und deren Ergebnisse deshalb auch durch die Modellvereinfachungen und -annahmen geprägt sind.

- Funktionierende H_2-Zünder nach Beginn der Kernbeschädigung resp. Bildung von Wasserstoff sind wichtig zur Störfallmilderung, um dadurch ein durch H_2-Deflagration bedingtes Überdruckversagen des Containments zu verhindern. Die Stromversorgung der H_2-Zünder sollte nochmals überprüft werden.

- Die meisten der Unfallabläufe führen zu Quellltermen, die geringer sind als der der Notfallschutzplanung zugrunde gelegte Referenzquellterm. Die mittlere Summenhäufigkeit der Unfälle, deren Quellterme nicht durch den Referenzquellterm abgedeckt sind, beträgt ca. $6 \cdot 10^{-7}$/Jahr und ist damit sehr gering (weniger als einmal in einer Million Jahre).

Die wichtigsten Erkenntnisse im Zusammenhang mit der beantragten **Leistungserhöhung** sind:

- Die beantragte Leistungserhöhung von 14,7% hat auf die Kernschadenshäufigkeit keinen resp. keinen quantifizierbaren Einfluss, bedingt vor allem dadurch, dass die Erfolgskriterien für die einzelnen Systeme nicht ändern. Qualitativ ist eine geringfügige Zunahme der Kernschadenshäufigkeit denkbar, eine zuverlässige Quantifizierung liegt aber ausserhalb der Genauigkeit einer PSA-Analyse.

- Die Häufigkeiten der einzelnen Freisetzungskategorien resp. Unfallablaufsequenzen ändern sich im Rahmen der Genauigkeit einer PSA-Analyse nicht.

- Der Quellterm, d.h. die Menge der freigesetzten radioaktiven Stoffe und der Zeitablauf der Freisetzung, ändert sich einerseits infolge der leistungsproportionalen Zunahme des Aktivitätsinventars und infolge der etwas schnelleren Unfallabläufe.

- Der Zeitpunkt der Freisetzung radioaktiver Stoffe nach aussen verkürzt sich für die risikodominanten Unfallabläufe mit frühem Containmentversagen um etwa 10 bis 20%, für Unfallsequenzen mit einem späten Containmentversagen resp. einer späten Inbetriebnahme des Containment-Druckentlastungssystems kann sich die Zeit um bis zu 30% verkürzen. Da letztere wegen des geringen Quellterms risikomässig nicht relevant sind, hat diese leistungsüberproportionale Zeitverkürzung keinen resp. einen nur sehr geringen Einfluss auf das Risikoprofil der Anlage.

- Das Risiko, definiert als Produkt aus Freisetzungshäufigkeit und total freigesetzte Aktivität, nimmt aufgrund der vorliegenden Analyse infolge Leistungserhöhung um ca. einen Faktor 1,25 bis 1,30 zu. Diese Zunahme ist geringer als beispielsweise der Einfluss des gefilterten Containment-Druckentlastungssystems (das Risiko wäre ohne Druckentlastungssystem heute ca. 1,8mal grösser). Zudem wird durch den 1993 erfolgten Einbau verbesserter Saugkörbe im Kondensationsbecken das Risiko gegenüber dem Zustand vor dieser Nachrüstung bis um den Faktor 1,28 reduziert. Die HSK betrachtet die durch die Leistungserhöhung bedingte Risikozunahme der Anlage Leibstadt als durchaus verantwortbar, vor allem da das Anlagenrisiko insgesamt auch bei erhöhter Leistung sehr klein ist.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Anlage Leibstadt eine sehr geringes Risiko auch bei erhöhter Leistung aufweist. Die probabilistische Sicherheitsanalyse hat keine offensichtlichen Schwachstellen aufgezeigt. Mit den bereits vorhandenen Massnahmen zur Beherrschung und Milderung schwerer Unfälle kann nach Ansicht der HSK das Risiko der Anlage ausreichend tief gehalten werden. Dringend notwendige Verbesserungen drängen sich aufgrund der PSA-Ergebnisse nicht auf, Verbesserungen, z.B. in der Gleichstromversorgung der H_2-Zünder, sind aber durchaus noch sinnvoll.

9. VORGEHEN BEI DER LEISTUNGSERHÖHUNG

9.1 LEISTUNGSSTUFEN

Die Erhöhung der bisher bewilligten maximalen Leistung von 3138 MW_{th} (entsprechend 100% Nennleistung) ist auf die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} begrenzt und hat in mehreren Stufen zu erfolgen. Für jede einzelne Leistungsstufe ist eine Freigabe der HSK erforderlich (Auflage). Die HSK sieht folgende Leistungsstufen vor:

- LS1: Leistungserhöhung bis 3327 MW_{th} (106% der bisherigen Nennleistung)
- LS2: Leistungserhöhung bis 3420 MW_{th} (109% der bisherigen Nennleistung)
- LS3: Leistungserhöhung bis 3515 MW_{th} (112% der bisherigen Nennleistung)
- LS4: Leistungserhöhung bis 3600 MW_{th} (114,7% der bisherigen Nennleistung)

Dabei ist jeweils von KKL darzulegen, dass die sicherheitsrelevanten Systeme den Anforderungen für die beantragte Leistungsstufe genügen. Voraussetzung für die Freigabe einer Leistungsstufe ist ein auch hinsichtlich Brennelementschäden störungsarmer Betrieb während ca. einem Jahr auf dem vorausgehenden Leistungsniveau. Für die Leistungsstufen LS2 bis LS4 müssen mindestens 6 Monate Betrieb mit der freigegebenen Leistung der vorausgehenden Stufe erfolgt sein. Während einer freigegebenen Leistungsstufe kann die HSK einen zeitlich begrenzten Probebetrieb bis zur maximalen Leistung der nächsthöheren Stufe freigegeben. Die im Betriebsverlauf einer Leistungsstufe gewonnenen Erkenntnisse inklusive jener aus dem Bereich Strahlenschutz sind zu bewerten, zu dokumentieren und der HSK zur Stellungnahme zu unterbreiten. Dabei sollen das betriebliche Anlageverhalten und insbesondere die in Kap. 9.3 aufgeführten Aspekte überprüft und beurteilt werden. Zudem sind wichtige Versuche der Inbetriebnahmephase zu wiederholen und durch zusätzliche Versuche zu ergänzen (Kap. 9.2). Ein entsprechendes Überwachungs- und Inspektionsprogramm ist der HSK frühzeitig vor jeder Leistungserhöhung vorzulegen. Vor der Leistungsstufe LS1 ist ein umfassendes Versuchsprogramm vorzulegen (Auflage). Daneben sind diejenigen Auflagen zu erfüllen, die speziell für einzelne Leistungsstufen vorgeschrieben sind (Kap. 10.3). Vollständig und gut dokumentierte Berichte zum Betriebsverhalten, zu durchgeführten Versuchen, eingeschlossen deren Ergebnisse sowie die ergriffenen Massnahmen zur Erfüllung der Auflagen, sind somit Voraussetzungen für die Freigabe einer Leistungsstufe, genauso wie ein störungsarmer Betrieb während einem Jahr. Bei jedem Freigabeantrag ist detailliert aufzuführen, welche Anpassungen der Signalauslösewerte und der Technischen Spezifikationen notwendig sind, um die beantragte Leistungserhöhung zu erreichen (Auflage).

Im weiteren sind Freigaben notwendig, falls sicherheitsrelevante Anlage-, System- und Komponentenänderungen notwendig werden, um die angestrebte Leistungserhöhung zu realisieren. Dazu gehören die Erhöhung des Reaktordrucks und der maximalen Förderleistung der Speisewasserpumpen. Wie üblich sind die durch solche Änderungen bedingten Konsequenzen auf das Anlageverhalten, auf Systeme und Komponenten detailliert abzuklären und darzulegen und, falls notwendig, durch Sicher-

heitsanalysen zu ergänzen. Solche Änderungen sind gemäss üblichem Freigabeverfahren abzuwikkeln, und die dazu notwendigen Unterlagen sind der HSK rechtzeitig einzureichen. (Auflage)

9.2 VERSUCHSPROGRAMM

Zum Nachweis des zuverlässigen Normalbetriebs der Anlage ist vor allem die Stabilität der Hauptregelsysteme, d.h. die Druck-, Reaktorniveau- (Speisewasser-) und Umwälzmengenregelung zu überprüfen. Ferner müssen einige Neueinstellungen vorgenommen werden. So wird der Zusammenhang zwischen Treibwasserstrom der Jet-Pumpen und Kerndurchfluss neu erstellt, und auf dieser Basis werden die vom Kerndurchfluss abhängigen Auslösewerte für STP-Scram (Simulated Thermal Power-Scram) resp. Steuerstabblockierung justiert. Die Einstellung der Drehzahlregelung der Speisewasserpumpen soll gewährleisten, dass die in den Störfallanalysen angenommene maximale Speisewasserförderkapazität nicht überschritten wird. Eine ausreichende Messgenauigkeit des erhöhten Frischdampfdurchflusses, einer Eingangsgrösse für das Reaktorschutzsystem und für die Speisewasserregelung, ist nachzuweisen. Da aufgrund der erhöhten Dampfgeschwindigkeit am Kernaustritt ein höherer Wassermitriss zu erwarten ist, muss die Wirksamkeit von Wasserabscheider und Dampftrockner im RDB durch Messung der Dampffeuchte überprüft werden.

Zum Nachweis der Beherrschbarkeit wichtiger Betriebsstörungen, mit deren Auftreten während der Lebensdauer der Anlage zu rechnen ist, sind folgende Anlagenversuche von besonderem Interesse:

- Ausfall einer Speisewasserpumpe
- Ausfall von Reaktorumwälzpumpen (1 resp. 2)
- Generator-Lastabwurf/Turbinentrip
- Kernstabilitätstests.

Mit diesen Versuchen wird das integrale Anlagenverhalten und das adäquate Funktionieren wichtiger Regel-, Schutz- und Sicherheitssysteme überprüft. Das Anlageverhalten bei diesen Versuchen wird vom Brennelementlieferanten (ABB) vorausberechnet.

Mit dem Ausfall einer Speisewasserpumpe wird vor allem das einwandfreie Verhalten der Umwälzmengen- und Speisewasserregelung überprüft. Bei der entsprechenden Transiente soll auslegungsgemäss eine Reaktorschnellabschaltung durch tiefes Reaktorniveau vermieden werden.

Beim Ausfall einer Umwälzpumpe sowie bei deren Wiederstart soll es auslegungsgemäss zu keiner Reaktorschnellabschaltung kommen. Damit wird überprüft, ob die Speisewasserregelung das Reaktorniveau zwischen Niveau 3 und 8 halten kann und ob der durchflussabhängige STP-Scram nicht anspricht. Mit dem Ausfall beider Umwälzpumpen soll in erster Linie verifiziert werden, dass durch den neu implementierten, automatischen SRI das Auftreten von Instabilitäten verhindert wird.

Mit den Versuchen zum Generatorlastabwurf und Turbinentrip soll nachgewiesen werden, dass die Anlage durch Öffnen der Turbinen-Bypassventile, Einwurf von Steuerstäben (SRI) und Umwälzmengendrosselung in einen stabilen Endzustand gebracht werden kann, ohne dass es zu einem Scram kommt. Das einwandfreie Funktionieren aller Regelsysteme, auch derjenigen im Sekundärteil der Anlage (u.a. Stützdampfregelung im Speisewasserbehälter und Hotwellniveau-Regelung), soll durch diese Versuche nachgewiesen werden.

Mit den Kernstabilitätstests werden die neu berechneten Ausschlussregionen auf ihre Konservativität hin überprüft.

9.3 ÜBERWACHUNGS- UND INSPEKTIONSPROGRAMM

Das Überwachungs- und Inspektionsprogramm soll unter anderem folgende Aspekte berücksichtigen:

- Verhalten des Reaktorkerns
- Neutronenrauschen
- Vibration der Einbauten des Reaktordruckbehälters
- Verhalten der Brennelemente
- Vibration von Leitungen und Komponenten
- Erosionskorrosion des Reaktorkühlkreislaufes und wärmetechnischer Apparate
- Dosisleistungen in der Anlage
- Abgaben radioaktiver Stoffe an die Umgebung.

Die Überwachung erfolgt mit dem Ziel, die Einhaltung der in Kap. 1.2.2 aufgeführten Kriterien zu gewährleisten.

Die Überwachung des **Reaktorkerns** im Betrieb ist im Kap. 5.1.2 beschrieben. Es sollen insbesondere die linearen Stableistungen, die kritischen Leistungsverhältnisse und die vorhandenen Margen zum Betriebsgrenzwert bei den verschiedenen Leistungsstufen aufgezeichnet werden. Zudem sollen auch die langsamen, strömungsbedingten Leistungsschwankungen verfolgt und das Kernverhalten insgesamt beobachtet und bewertet werden. Dazu gehört auch das Neutronenrauschen, das nicht zu Störungen führen und insbesondere keine unnötigen Scrams auslösen soll. Die internationalen Erfahrungen zeigen, dass der Einfluss einer Leistungserhöhung auf das Neutronenrauschen anlagespezifisch ist (Kap. 4.5) und daher eine Neubewertung notwendig macht. Die Kerneinbauten sind während der Jahresrevisionen auf vibrationsbedingte Schäden zu kontrollieren. Für diese Überprüfungen steht bislang die visuelle Methode mit Unterwasser-Videokamera und Bildspeicherung zur Verfügung, die von der HSK vorläufig noch als ausreichend beurteilt wird.

Die HSK legt besonderen Wert auf eine umfassende und genaue Überprüfung des Brennelementverhaltens. Ausgewählte Brennelemente mit verschiedenen Einsatzzyklen sind auf Brennelement- und

Brennstabwachstum, auf mögliche Verbiegungen und insbesondere auf Oxidschichtdicken und Crudablagerungen zu vermessen. Die HSK verlangt, dass ihr rechtzeitig vor einer Leistungserhöhung ein Brennelementüberwachungs- und -inspektionsprogramm vorgelegt wird, das die erwähnten Aspekte berücksichtigt. (Auflage).

Wie bereits in Kap. 4.2 erwähnt, ist der HSK zudem vor der ersten Leistungserhöhung in einem Bericht darzulegen, auf welche Ursachen und Phänomene die seit dem Betriebszyklus 5 (1988/89) beobachteten Brennstabschäden mit Brennstoffauswaschung zurückzuführen sind und welche Massnahmen seitens des Betreibers und des Brennelement-Herstellers ergriffen werden mit dem Ziel, künftig solche Schadensbilder auszuschliessen. Die im Auftrag der HSK von "cepn" (Centre d'Etude sur l'Evaluation de la Protection dans le Domaine Nucléaire) begonnene Studie zur Optimierung der Reaktorfahrweise bei grösseren Brennstabdefekten wird unter Berücksichtigung der Leistungserhöhung fortgeführt und muss von KKL unterstützt werden. Ziel der Studie ist, Richtwerte für Aktivitätskonzentrationen und für die Menge von freigesetztem Uran im Reaktorwasser festzulegen, bei denen eine Zwischenabstellung zur Entladung der defekten Brennelemente vorzunehmen ist. Insbesonders ist dabei ein längerfristiger Einfluss von erhöhten Mengen freigesetzten Urans auf die Dosisleistung an den Umwälzschleifen (Knock-out-Effekt von Co-60 im Crud der Hüllrohre durch Spaltung von am Brennstab angelagertem Uran) zu berücksichtigen sowie eine erhöhte Kontamination im Turbinenbereich aufgrund eines infolge der Leistungserhöhung möglicherweise vergrösserten Feuchtegehalts im Frischdampf.

Der Einfluss der Leistungserhöhung auf die **klassierten Systeme und Komponenten** ist mit Hilfe der bereits vorhandenen Überwachungs- und Diagnosesysteme zu erfassen und zu dokumentieren.

Insbesondere sind zu beachten:
- Vibrationen an Pumpen, Turbinen und ausgewählten Rohrleitungen
- Ausgewählte Zustandsgrössen
- Erosionskorrosion an Rohrleitungen und wärmetechnischen Apparaten.

Zusätzlich plant KKL die Anschaffung einer Prüfeinrichtung für die Funktion sicherheitsrelevanter motorangetriebener Armaturen im eingebauten Zustand. Die HSK erachtet es als wichtig, dass dabei ein geeignetes System bald zum Einsatz gelangt.

Bei der **radiologischen Überwachung** ist der Einfluss der Leistungserhöhung auf die Dosisleistung in der Anlage und der Umgebung sowie auf die Abgaben radioaktiver Stoffe wesentlich. Das Überwachungsprogramm des radiologischen Zustands der Anlage (Dosisleistungen, Luft-, Wasser- und Oberflächenkontaminationen), wie es heute üblich ist, reicht aus, um allfällige Auswirkungen der Leistungserhöhung festzustellen. Es ist daher im heutigen Umfang weiterzuführen. Vor jeder Leistungserhöhungsstufe sind der HSK die neuen Messergebnisse und deren Änderung gegenüber dem früheren Zustand mitzuteilen. Der Einfluss verschiedener Parameter auf beobachtete Änderungen ist dabei

abzuschätzen (erhöhter Neutronenfluss, erhöhte Feuchtigkeit im Frischdampf, Menge des freien Urans im Primärkreislauf, Veränderungen des mittleren Kernabbrandes, allfällige Wasserstoffchemie).

Ebenso ist das Überwachungsprogramm bezüglich radioaktiver Emissionen und Immissionen ausreichend und weiterzuführen. Über die Ergebnisse, insbesondere über die Dosisleistungsmessungen auf dem KKL-Areal und am Zaun, ist der HSK auch Bericht zu erstatten.

10. GESAMTBEURTEILUNG

10.1 ZUSAMMENFASSUNG

Die folgende zusammenfassende Gesamtbeurteilung richtet sich nach der in diesem Gutachten vorgenommenen Gliederung.

Einleitung (Kap. 1)

Am 31. Juli 1992 hat die Kernkraftwerk Leibstadt AG ein Gesuch um Änderung der Betriebsbewilligung des Kernkraftwerks Leibstadt (KKL) für eine Erhöhung der thermischen Nennleistung des Reaktors auf 3600 MW eingereicht.

Bei der Begutachtung der Leistungserhöhung überprüft die HSK eine Reihe von sicherheitsrelevanten Aspekten. Bei der erhöhten Leistung sind die massgebenden Sicherheitsgrenzwerte einzuhalten wie bei der ursprünglichen Leistung. Die für den sicheren Betrieb des KKL massgebenden Grenzwerte werden bei einer Leistungserhöhung gegenüber den bisher geltenden Werten nicht geändert. Die für die Auslegung und die Betriebsbewilligung zugrundegelegten Regeln, Richtlinien und Kriterien sind auch nach der Leistungserhöhung einzuhalten. Die Einhaltung der Sicherheitskriterien, die leistungsbegrenzend sein können, ist daher erneut zu prüfen. Dabei wird unterschieden zwischen Kriterien für den Normalbetrieb, die Auslegungsstörfälle, auslegungsüberschreitende Störfälle und für den Strahlenschutz.

Charakterisierung der Anlage (Kap. 2)

Das KKL ist mit einem Siedewasserreaktor (SWR) der Firma General Electric, USA, der Baulinie BWR/6-238 ausgestattet und weist ein Mark-III-Stahlcontainment auf. Seine thermische Nennleistung beträgt derzeit 3138 MW. Im Vergleich mit anderen SWR der gleichen Standardbaulinie weist das KKL einen Reaktordruckbehälter von gleicher Grösse wie diese Anlagen auf. Die beantragte höhere Nennleistung von 3600 MW entspricht etwa der ursprünglichen Auslegung dieser Baulinie. Lediglich der Reaktorkern ist im KKL kleiner (648 gegenüber 748 Brennelemente).

Charakteristisch ist bei diesem SWR der Druckabbau bei einem Kühlmittelverluststörfall und bei Transienten mit Abblasevorgängen durch Dampfkondensation im Kondensationsbecken des Primärcontainments. Ausserdem sorgt ein Sekundärcontainment für Unterdruck gegenüber der Umgebung und dient dadurch als Barriere gegen den Austritt von Radioaktivität im Normalbetrieb und bei Auslegungsstörfällen.

Die redundant vorhandenen Sicherheits- und Schutzsysteme sind einschliesslich ihrer Versorgungssysteme fünf getrennten Divisionen zugeordnet. Dazu gehören auch die zwei Divisionen des Notstandsystems SEHR. Durch den höheren Redundanzgrad der Kernnotkühl- und Nachwärmeabfuhrsysteme gegenüber den Anlagen in den USA wird erreicht, dass Auslegungsstörfälle auch dann beherrscht werden, wenn neben einem Einzelfehler an einer aktiven Komponente zusätzlich ein System wegen Instandhaltung an Notstromdiesel oder Pumpen nicht zur Verfügung steht.

Entwicklung der Sicherheitsanforderungen seit Erteilung der Betriebsbewilligung (Kap. 3)

KKL hat die Auflagen und Bedingungen der Betriebsbewilligung erfüllt. Unter diesen Auflagen befanden sich einige, die gegenüber der 1984 betriebsbereiten Anlage weitere Verbesserungsmassnahmen verlangten. Dazu gehörten unter anderem die Verbesserung der Störfallinstrumentierung und der Ergonomie im Kommandoraum, die Installationen eines Wasserstoffmesssystems im Containment und eines Probenahmesystems für Nachunfallsituationen, ein rechnergestütztes Informationssystem zur Darstellung wichtiger Anlage- und Systemparameter sowie dosisreduzierende Massnahmen, sobald die Einhaltung von Richtwerten für die Ortsdosisleistung an den Reaktorumwälzleitungen gefährdet ist.

Des weiteren hat KKL in den letzten Jahren aufgrund von HSK-Forderungen oder aus eigener Initiative zahlreiche Anpassungen an den heutigen Standard für KKW vorgenommen. Dazu zählen beispielsweise Massnahmen beim Versagen der Reaktorschnellabschaltung (ATWS), das Wasserstoffzündsystem im Containment, das gefilterte Containment-Druckentlastungssystem, neue Saugkörbe der Kernnotkühlsysteme, weitere dosisreduzierende Massnahmen und die Vollsimulatoranlage. Diese Verbesserungen geschahen teilweise auch als Anpassung an überarbeitete und neue Regelwerke wie die Richtlinie HSK-R-101 über Auslegungskriterien und die Richtlinie HSK-R-103 über Massnahmen gegen die Folgen schwerer Unfälle. Der Vergleich mit den Regelwerken zeigt, dass KKL seit seiner Inbetriebnahme durch Nachrüstungen und Anlageänderungen eine Annäherung an eine Anlage entsprechend dem heute gültigen Regelwerk für Neuanlagen weitgehend durchgeführt hat. Die noch bestehenden Abweichungen sind analysiert und können nach sicherheitstechnischen Überlegungen toleriert werden.

Ausserdem hat KKL ein Qualitätsmanagement-System entwickelt, das derzeit in den Anlagebetrieb integriert wird.

Auswertung der Betriebserfahrungen (Kap. 4)

Die nukleare Inbetriebnahme begann im Februar 1984 und der kommerzielle Betrieb im Dezember des gleichen Jahres. In den rund elf Jahren des kommerziellen Betriebs wies das KKL eine hohe Verfügbarkeit auf. Die anfänglich relativ hohe Zahl der meldepflichtigen Ereignisse ist in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen.

Die Ereignisse waren zu ihrem grössten Teil von geringfügiger sicherheitstechnischer Bedeutung. Lediglich zwei Vorkommnisse betrafen die nukleare Sicherheit:

- ein entkuppelter Steuerstab beim vorgeschriebenen Kupplungstest,
- das Anfahren der Anlage ohne betriebsbereites Schnellabschaltsystem.

Aus diesen und aus übrigen Vorkommnissen im KKL und in anderen KKW sind die notwendigen Lehren gezogen worden. Nicht nur aus Ereignissen, sondern auch aus anderen Betriebserfahrungen wurden mehrfach technische und organisatorische Verbesserungen abgeleitet.

In den letzten sechs Jahren haben Brennelementschäden die guten Betriebserfahrungen etwas getrübt. Obwohl durch diese Schäden bisher keine betrieblichen Grenzwerte verletzt wurden, können die radiologischen Auswirkungen auf die Anlage langfristig nachteilig sein. Mit entsprechenden Massnahmen konnte der Betrieb bisher ohne unzumutbare Strahlenbelastung von Personal und Umgebung sowie ohne grössere Einschränkung von Arbeiten durchgeführt werden. KKL ist aufgefordert, zusammen mit den Brennelementherstellern Vorkehrungen gegen weitere Schäden zu treffen sowie eine Strategie für ein optimiertes Vorgehen bei Brennstabschäden zu entwickeln.

Seit 1989 konnte die kollektive Strahlenbelastung des beruflich strahlenexponierten Eigen- und Fremdpersonals dank verschiedenen dosisreduzierenden Massnahmen im Sinne der Optimierung des Strahlenschutzes tief gehalten werden. Die individuellen Strahlendosen befanden sich stets unter den gesetzlichen Grenzwerten. Die Abgaben radioaktiver Stoffe in die Atmosphäre und an den Rhein lagen immer deutlich unterhalb den behördlich festgelegten Grenzwerten.

Auslegung und Ausführung der sicherheitstechnisch wichtigen Anlageteile (Kap. 5)

Der Gesuchsteller hatte nachzuweisen, dass der Reaktorkern und die sicherheitstechnisch wichtigen Teile der Anlage den Anforderungen an einen sicheren Betrieb bei der beantragten erhöhten Leistung genügen. Er hat für eine Kernbeladung, die aus gegenwärtig im KKL eingesetzten Brennelementen besteht, nachgewiesen, dass die Betriebs- und Sicherheitsgrenzwerte des Reaktorkerns auch bei einer thermischen Reaktorleistung von 3600 MW eingehalten werden können. Damit wurde die Machbarkeit der Leistungserhöhung aus der Sicht der Kernauslegung gezeigt. Unabhängig von den Vorausrechnungen wird die für den Betrieb massgebende Kernüberwachung die Reaktorleistung begrenzen, damit die Betriebsgrenzwerte eingehalten werden.

Weiter hat KKL unter Einbezug des Reaktorlieferanten umfangreiche technische Untersuchungen zu allen sicherheitstechnisch wichtigen Systemen durchgeführt und deren Ergebnisse der HSK vorgelegt.

Gestützt auf die vom Gesuchsteller eingereichten Unterlagen und aufgrund ihrer Überprüfung ist die HSK zur Schlussfolgerung gelangt, dass die sicherheitstechnisch wichtigen Anlagenteile unter Berücksichtigung der vom Gesuchsteller vorgesehenen und teilweise bereits realisierten Anpassungen

ausreichend dimensioniert und geeignet sind, einen sicheren Anlagebetrieb bei der beantragten erhöhten Leistung von 3600 MW gewährleisten zu können. Besonders zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die Verbesserung der Kühlkapazität des SEHR-Systems und die Vergrösserung der Saugkörbe der Kernnotkühlsysteme. Die Überprüfung der vorhandenen Betriebserfahrungen des KKL sowie der Ergebnisse der wiederkehrenden Prüfungen hat gezeigt, dass im bisherigen Betriebsverlauf keine ernsthaften Mängel an sicherheitstechnisch wichtigen Systemen und Komponenten aufgetreten sind. Die Ursachen eingetretener Störungen an einzelnen Systemen und Komponenten wurden durch den Betreiber ausgewertet und behoben.

Damit kann zusammenfassend festgestellt werden, dass aus systemtechnischer Sicht gegen die Bewilligung der erhöhten Reaktorleistung kein Einwand besteht. Die Leistungserhöhung ist jedoch stufenweise durchzuführen, um entsprechende Betriebserfahrung zum Anlageverhalten sammeln zu können.

Verhalten der Anlage im Normalbetrieb bei erhöhter Leistung (Kap. 6)

Mit der höheren Nennleistung sind ein entsprechend erhöhter Neutronenfluss im Kern sowie höhere Speisewasser- und Frischdampfdurchflussmengen verbunden. Als Folge tritt eine proportional erhöhte Nachzerfallswärmemenge auf, die bei Abfahrvorgängen zu berücksichtigen ist. Die höheren Energie- und Massenströme ergeben zwar höhere Strömungsgeschwindigkeiten, wichtige Prozessparameter wie Druck und Temperatur im Reaktor ändern sich jedoch nur unwesentlich.

Die Leistungserhöhung bedeutet daher, dass für wichtige Regelvorgänge zur Ausregelung und Vermeidung von Störungen eine schnellere Reaktion nötig ist, da die Anforderungen zur Störungsbeherrschung unverändert gültig sind. Die Einhaltung der wichtigen Betriebsgrenzen des Reaktorkerns wie das kritische Leistungsverhältnis und die lineare Stableistung wird mit Hilfe der Kernüberwachung administrativ sichergestellt.

Bei der erhöhten Leistung steigen auch die Anforderungen an das Betriebspersonal. Der Prozessrechner für die Kernüberwachung, die angepassten Betriebsvorschriften sowie der Vollsimulator der Anlage KKL tragen dazu bei, dass das Betriebspersonal auch unter diesen Bedingungen die korrekten Handlungen rechtzeitig durchführen kann.

Die Leistungserhöhung wird radiologische Auswirkungen in der Anlage, auf dem Areal und in der unmittelbaren Umgebung haben. Gestützt auf Erfahrungen in anderen Anlagen, insbesonders im Kernkraftwerk Mühleberg (KKM), werden erhöhte Dosisleistungen an Systemen und Komponenten, in Anlageräumen und auf dem Kraftwerksareal sowie an den Arealgrenzen erwartet. Die Erhöhung wird etwa proportional zur Leistungserhöhung sein. Die Abgaben radioaktiver Stoffe an die Umwelt, die weit

unterhalb der zulässigen Abgabegrenzwerte liegen, werden voraussichtlich leistungsproportional zunehmen.

Der Stand des Strahlenschutzes des Personals ist heute im KKL sehr hoch. Bei erhöhten Dosisleistungen in Anlageräumen müssen die Anstrengungen, Dosisleistungen an Arbeitsplätzen und Dosen für das Personal zu reduzieren, weitergeführt und gegebenenfalls verstärkt werden. Bevor die HSK den Betrieb für eine höhere Leistungsstufe freigibt, sind die Auswirkungen der erhöhten Leistung auf die radiologischen Verhältnisse in der Anlage darzulegen, zu beurteilen und gegebenenfalls Massnahmen zur Reduktion der Personaldosen zu ergreifen. Eine Studie muss sich über Optimierungsmassnahmen bei Brennstabdefekten aussprechen. Weiter sind andere Vorhaben zu berücksichtigen, die zur Verschärfung der radiologischen Situation in der Anlage führen können (höherer Abbrand, Wasserstoffchemie, freie Uranmenge im Primärkreislauf etc.).

Besondere Aufmerksamkeit ist der Erhöhung der Direktstrahlung aus dem Maschinenhaus, speziell im Bereich des Ausbildungs- und Informationszentrums, zu widmen. Um hier den Einfluss der Leistungserhöhung festzustellen, ist das Dosis- und Dosisleistungsüberwachungsprogramm fortzusetzen. Nach jeder Leistungserhöhungsstufe sind die Aenderungen in einem Bericht zu dokumentieren. Dies gilt auch für die übrigen Überwachungsprogramme in der und um die Anlage.

Auf die Art der radioaktiven Abfälle wird die Leistungserhöhung keinen Einfluss haben. Die Menge an Harzen und Konzentraten aus der Wasserreinigung wird entsprechend wachsen, die übrigen Abfälle werden mengenmässig kaum beeinflusst werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass auch bei erhöhter Leistung alle Grenz- und Richtwerte der Strahlenschutzverordnung eingehalten werden können. Im Bereich des operationellen Strahlenschutzes wird zu prüfen sein, wie weit bei leicht geänderten Strahlenfeldern Optimierungsmassnahmen anzupassen sind.

Verhalten der Anlage bei Auslegungsstörfällen und erhöhter Leistung (Kap. 7)

Der Betreiber resp. dessen Reaktorlieferant haben den Einfluss der Leistungserhöhung auf den Ablauf aller Auslegungsstörfälle untersucht und für diejenigen Ereignisse, bei denen ein merkbarer Einfluss zu erwarten ist, nochmals detailliert analysiert. Im Rahmen dieser Abklärung erbrachte der Betreiber den Nachweis, dass mit der heutigen Anlagenausführung und dem vorhandenen Sicherheitskonzept alle vorgeschriebenen sicherheitsrelevanten Grenzwerte und die maximal zulässigen Dosisbelastungen in der Umgebung eingehalten werden. Diese Untersuchungen sind von der HSK im Detail überprüft und im wesentlichen als korrekt beurteilt worden.

Für die Störfallgruppe der Transienten konnte gezeigt werden, dass die bisher als limitierend bekannten Störfallabläufe auch bei erhöhter Leistung begrenzend sind und zur Festlegung der Betriebs-

grenzwerte wie bisher zyklusspezifisch untersucht werden müssen. Zur Beherrschung des unwahrscheinlichen Ausfalls beider Hochdruckspeisewasservorwärmer wurde im Jahresstillstand 1995 ein automatischer Einwurf von ausgewählten Steuerstäben (SRI) zur schnellen Leistungsreduktion nachgerüstet. Diese Massnahme wird auch bei gleichzeitigem Ausfall beider Umwälzpumpen eingesetzt, um damit möglichen Kerninstabilitäten vorzubeugen. Zur Begrenzung der Folgen bei Transienten mit Versagen der Reaktorschnellabschaltung (ATWS) verlangt die HSK die Möglichkeit einer Blockierung der automatischen Druckentlastung ADS sowie die Realisierung einer automatischen Reduzierung der Speisewasserfördermenge (Speisewasser „Run-back"). Durch letztere kann die Erwärmung des Kondensationsbeckenwassers verzögert werden, was auch für die manuelle Auslösung des Vergiftungssystems mehr Zeit zulässt.

Das gesamte Spektrum der zu unterstellenden Kühlmittelverluststörfälle wurde unter Berücksichtigung des Einzelfehler- und Instandhaltungskriteriums für die beantragte Leistung von 3600 MW_{th} analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass alle für Kühlmittelverluste festgelegten reaktorspezifischen Sicherheitsgrenzen für den Reaktor problemlos eingehalten werden. Auch die Auslegungsgrenzwerte für Druck und Temperatur des Kondensationsbeckens im Containment werden eingehalten.

Sogenannte Notstandsituationen, bei denen lediglich das SEHR-System zur Wärmeabfuhr zur Verfügung steht, sind begrenzend für die Containmentkapazität (Druck und Temperatur). Die Analysen zeigen, dass bei erhöhter Leistung die Auslegungsgrenzwerte des Containments eingehalten werden können, nachdem die Wärmeabfuhrkapazität des SEHR-Systems im Stillstand 1995 verbessert wurde.

Der Nachweis, dass durch Anlagenkonzept, -ausführung und -betrieb die in der HSK-Richtlinie R-11 festgelegten Dosisrichtwerte für Einzelpersonen in der Umgebung der Kernanlage eingehalten werden können, wurde für die erhöhte Leistung und unter Berücksichtigung der heute vorgeschriebenen Annahmen zur Dosisberechnung für radiologisch wichtige Störfälle erbracht. Die Ergebnisse der entsprechenden Rechnungen zeigen, dass die zu erwartenden Dosisbelastungen für eine Einzelperson in der Umgebung des Kraftwerks unterhalb der zulässigen Richtwerte liegen. Dieses Ergebnis konnte die HSK durch unabhängige Analysen bestätigen, wobei sie allerdings Zweifel hat an der Korrektheit der Analyse für den Kühlmittelverluststörfall. Die HSK verlangte deshalb vom Betreiber, diesen Störfall nochmals zu analysieren und die Leckage der direkten Freisetzung aus dem Primärcontainment in die Umgebung zu begrenzen.

Probabilistische Sicherheitsanalyse zur Bewertung auslegungsüberschreitender Störfälle (Kap. 8)

Für eine umfassende Beurteilung der Sicherheit eines Kernkraftwerks sind nicht nur die im Rahmen der Auslegung deterministisch zu untersuchenden Störfälle zu bewerten, sondern auch solche, die durch das Auslegungskonzept nicht abgedeckt sind. Die Bewertung solcher Ereignisse erfolgt mittels

einer probabilistischen Sicherheitsanalyse, die sowohl Häufigkeit wie auch Konsequenz eines Unfalls bestimmt und damit Aussagen zum Risiko zulässt.

Der Betreiber hat als Teil seiner Gesuchsunterlagen eine probabilistische Sicherheitsanalyse (LPSA-Studie) der Stufen 1 und 2 eingereicht und zudem den Einfluss der Leistungserhöhung bewertet. Die HSK hat diese Studie in Zusammenarbeit mit einem externen Experten im Detail überprüft und für den grössten Teil der Studie, insbesondere für die Stufe-2-Analyse, eine unabhängige Analyse durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse aus der PSA-Studie und deren HSK-Überprüfung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die vom Betreiber gewählte Stufe-1-Methode zur Analyse der intern ausgelösten Ereignisse entspricht nach Ansicht der HSK im wesentlichen dem heutigen Stand der Technik. Verbesserungen sind notwendig im Bereich der Bewertung menschlicher Einflüsse (Human Factors). Die Methode zur Bewertung systemübergreifender Ereignisse muss nach Ansicht der HSK verbessert und dem heutigen Stand der Technik entsprechend durchgeführt werden. Die Auslegung des KKL mit konsequenter Separation im Hinblick auf Brand und Überflutung lässt allerdings keinen wesentlichen Beitrag zum Risiko erwarten. Die Stufe-2-Analyse entspricht nicht in allen Aspekten dem heutigen Stand der Technik. Auch dieser Teil ist nach Auffassung der HSK nochmals zu überarbeiten und zu vervollständigen.

- Die totale Kernschadenshäufigkeit beträgt gemäss LPSA-Analyse rund $5 \cdot 10^{-6}$/Jahr, wobei interne Ereignisse mit $2{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr und systemübergreifende mit $3{,}2 \cdot 10^{-6}$/Jahr zum Ergebnis beitragen. Dieser Wert für die totale Kernschadenshäufigkeit liegt deutlich unterhalb dem von der amerikanischen Sicherheitsbehörde NRC für bestehende Anlagen geforderten Grenzwert (Safety Goal) von 10^{-4}/Jahr und tiefer als der von der IAEA und von einigen Ländern (z.B. USA, Italien, Niederlande) für Neuanlagen vorgeschlagene Grenzwert von 10^{-5}/Jahr.

- Die Ergebnisse zeigen, dass die Anlage Leibstadt für die Umgebung ein sehr geringes Risiko darstellt. Offensichtliche Schwachstellen sind nicht erkennbar. Mit den bereits vorhandenen Massnahmen zur Beherrschung und Milderung schwerer Unfälle kann das Risiko ausreichend tief gehalten werden. Risikodominierend sind gemäss Analyse Unfallabläufe mit Umgehung des Kondensationsbeckens, verursacht vor allem durch ein Versagen des Drywells infolge Dampfexplosion. Solche Unfallabläufe sind allerdings äusserst unwahrscheinlich. Dieses Ergebnis gibt indirekt einen Hinweis auf die sicherheitstechnische Ausgewogenheit der Anlage Leibstadt, denn risikomässig dominierend sind Unfallabläufe, deren Quantifizierung sehr schwierig ist und deren Ergebnisse durch Modellvereinfachungen und konservative Annahmen geprägt sind.

- Bei rund 75% der Unfälle erfolgt die Freisetzung radioaktiver Stoffe nach aussen via gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem oder das Containment bleibt intakt. Diese Unfallabläufe führen zu relativ kleinen Freisetzungen.

- Die meisten der Unfallabläufe führen zu Quellltermen, die geringer sind als der der Notfallschutzplanung zugrunde gelegte Referenzquellterm. Die mittlere Summenhäufigkeit der Unfälle, deren Quellterme nicht durch den Referenzquellterm abgedeckt sind, beträgt ca. $6 \cdot 10^{-7}$/Jahr und ist damit sehr gering (weniger als einmal in einer Million Jahre).

Die wichtigsten Erkenntnisse im Zusammenhang mit der beantragten Leistungserhöhung sind:

- Durch die beantragte Leistungserhöhung von 14,7% ist eine geringfügige Erhöhung der Kernschadenshäufigkeit zu erwarten, eine zuverlässige Quantifizierung dieser Zunahme liegt aber ausserhalb der Genauigkeit einer PSA-Analyse.

- Der Quellterm, d.h. die Menge der freigesetzten radioaktiven Stoffe und der Zeitablauf der Freisetzung, ändert sich einerseits infolge der leistungsproportionalen Zunahme des Aktivitätsinventars und andererseits infolge der etwas schnelleren Unfallabläufe.

- Das Risiko ist für die Anlage Leibstadt sehr gering. Wird dieses definiert als Produkt aus Freisetzungshäufigkeit und total freigesetzte Aktivität, dann lässt sich rechnerisch zeigen, dass das Risiko bei 3600 MW_{th} ca. 1,25 - 1,30mal grösser ist als das Risiko bei 3138 MW_{th}. Diese Risikozunahme als Folge der Leistungserhöhung ist beispielsweise geringer als der Einfluss des gefilterten Containment-Druckentlastungssystems (das Risiko wäre heute ohne Druckentlastungssystem ca. 1,8 mal grösser). Zudem wird durch den 1993 erfolgten Einbau verbesserter Saugkörbe im Kondensationsbecken das Risiko gegenüber dem Zustand vor dieser Nachrüstung bis um den Faktor 1,28 reduziert. Das Risiko der Anlage Leibstadt ist somit selbst nach der 14,7%igen Leistungserhöhung geringer als bei ihrer Inbetriebnahme 1984 mit einer Leistung von 3012 MW_{th}.

Die HSK betrachtet die durch die Leistungserhöhung bedingte Risikozunahme der Anlage Leibstadt als verantwortbar, vor allem da das Anlagenrisiko insgesamt auch bei erhöhter Leistung sehr klein ist.

Vorgehen bei der Leistungserhöhung (Kap. 9)

Die beantragte Leistungserhöhung um 14,7% der bisher bewilligten Nennleistung auf 3600 MW_{th} hat stufenweise zu erfolgen. Die HSK sieht dafür vier Stufen vor, welche jeweils einer Freigabe bedürfen. Voraussetzung für die Freigabe einer Leistungsstufe sind ein störungsarmer Betrieb während der vorausgehenden Phase von jeweils ca. einem Jahr, wovon mindestens sechs Monate Betrieb mit der freigegebenen Leistung. Das Betriebsverhalten ist anhand der durchgeführten Überwachung und der Ergebnisse von wichtigen Versuchen zu dokumentieren. Die Auflagen sind zu erfüllen, die für die Leistungsstufen vorgeschrieben sind. Zudem ist der HSK jeweils ein Überwachungsprogramm und vor der ersten Leistungsstufe ein umfassendes Versuchsprogramm vorzulegen.

Die im Versuchsprogramm enthaltenen Versuche dienen der Überprüfung des integralen Anlageverhaltens, des adäquaten Funktionierens der wichtigen Regel-, Schutz- und Sicherheitssysteme sowie dem Nachweis der Beherrschbarkeit wesentlicher Betriebsstörungen. Dazu verlangt die HSK u.a. die Überprüfung des Anlageverhaltens beim Ausfall einer Speisewasserpumpe, beim Ausfall von Reaktorumwälzpumpen, beim Generatorlastabwurf/Turbinentrip und Kernstabilitätstests.

Das Überwachungsprogramm für den Anlagebetrieb mit erhöhter Leistung umfasst im wesentlichen das Kernverhalten und das Verhalten der Brennelemente, speziell mit Blick auf Brennelementschäden, das Verhalten von Systemen und Komponenten sowie die radiologische Überwachung. Bei Systemen und Komponenten sind Abweichungen von betriebsgemässen Zuständen, insbesondere starke Vibrationen und Erosionskorrosionserscheinungen, wie bisher zu vermeiden. Die Überwachungsprogramme des radiologischen Anlagezustands und der radioaktiven Emissionen und Immissionen sind ausreichend und weiterzuführen. Der HSK ist darüber Bericht zu erstatten.

10.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Das KKL ist eine Siedewasserreaktoranlage amerikanischer Bauart, welche mittels des zweisträngigen SEHR-Systems an die schweizerischen Anforderungen angepasst wurde. Die Reaktoranlage entspricht der 3600 MW_{th}-Leistungsklasse. Der Reaktorkern ist zurzeit auf 3138 MW_{th} ausgelegt, 4,2% höher als zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des KKL im Jahre 1984. Mit der 1985 freigegebenen Leistungserhöhung von 4,2% hat KKL eine ähnliche Option wahrgenommen wie viele amerikanische Siedewasserreaktoranlagen, die ihre Leistung um etwa 5% erhöhten.

Am 31. Juli 1992 reichte der Betreiber des KKW Leibstadt ein Gesuch um Erhöhung der thermischen Reaktorleistung auf 3600 MW_{th} ein. Die HSK als Aufsichtsbehörde in bezug auf die nukleare Sicherheit und den Strahlenschutz von Kernanlagen hat dieses Gesuch detailliert überprüft, die sicherheitstechnischen Aspekte im Zusammenhang mit der beantragten Leistungserhöhung beurteilt und insbesondere auch das Risiko für die Umgebung bewertet. Die Erkenntnisse und Folgerungen dieser Beurteilung sind in den vorangehenden Kapiteln detailliert dargelegt. Aufgrund ihrer Sicherheitsüberprüfung hat die HSK keine Einwände gegen den Betrieb der Anlage Leibstadt bei 3600 MW_{th}. Dieser Entscheid stützt sich im wesentlichen auf die im folgenden dargelegten Gründe.

Betriebsverhalten und Nachrüstungen seit Inbetriebnahme der Anlage:

- Das KKL weist bis heute eine hohe Verfügbarkeit auf. Die in den ersten Betriebsjahren relativ hohe Zahl von meldepflichtigen Ereignissen ist in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen, was ein Hinweis darauf ist, dass anfänglich noch vorhandene Schwachstellen und technische Fehler behoben wurden. Die meisten Ereignisse waren sicherheitstechnisch nicht von Bedeutung. Aus den Ereignissen wurden Lehren gezogen, um eine Wiederholung unwahrscheinlich zu machen.

- Die insgesamt gute Betriebserfahrung wird durch die seit 1989 auftretenden Brennelementschäden etwas getrübt. Die Abklärung der Ursachen sowie kurz- und längerfristige Massnahmen zur Verhinderung solcher Schäden werden vom Betreiber und von den Brennelementherstellern durchgeführt. Die HSK hat verlangt, dass ein optimiertes Verfahren entwickelt werden muss, um die Anlage im Falle eines erneuten Brennelementschadens zur Verringerung der radiologischen Konsequenzen innerhalb und ausserhalb der Anlage möglichst schonend zu fahren.

- Seit der Inbetriebnahme wurde die Anlage durch Nachrüstungen dem fortschreitenden Stand der Technik angepasst. Die noch bestehenden Abweichungen zur gegenwärtig geltenden HSK-Richtlinie R-101 für neu zu errichtende Anlagen sind analysiert und aus sicherheitstechnischer Sicht tolerierbar.

Einfluss der Leistungserhöhung:

- Die Überprüfung der sicherheitsrelevanten Systeme und Komponenten hat gezeigt, dass die meisten auch bei der erhöhten Leistung von 3600 MW_{th} im Rahmen ihrer ursprünglichen Auslegung betrieben werden können. Dies war zu erwarten, da diese Systeme und Komponenten von Beginn an für diese Leistung ausgelegt waren. Bei einigen Systemen sind Anpassungen notwendig.

- Dank der Entwicklung neuer Brennelementtypen mit reduzierter linearer Brennstableistung und verbessertem Kühlverhalten sowie gegen Oxidation optimiertem Hüllrohrmaterial ist es heute möglich, bei gleicher Anzahl Brennelemente und unter Einhaltung der wie bisher definierten thermohydraulischen Sicherheitsgrenzwerte eine höhere Kernleistung zu erzielen. Um das Kern- und Brennelementverhalten bei höheren mittleren thermischen Belastungen zu überprüfen, soll die Leistungserhöhung in vier Leistungsstufen erfolgen, wobei auf jeder Stufe ca. ein Jahr Betriebserfahrung notwendig ist.

- Die Analysen des Anlageverhaltens bei Störfällen im Rahmen der Auslegung haben keine zwingend notwendigen Nachrüstungen aufgezeigt. Hingegen haben sich einige Anlageverbesserungen als sinnvoll erwiesen. So wird beispielsweise gegen mögliche Kerninstabilitäten beim Ausfall beider Reaktorumwälzpumpen eine automatische Leistungsreduktion durch Einfahren ausgewählter Einzelstäbe (SRI) und zur besseren Beherrschung relevanter ATWS-Störfälle ein automatisches Zurückfahren der Speisewasserpumpen vorgesehen. Zudem sind einzelne Auslösegrenzwerte den veränderten Randbedingungen anzupassen.

- Die radiologischen Folgen der Auslegungsstörfälle wurden anhand einiger repräsentativer, durch die Leistungserhöhung besonders beeinflusster Störfallabläufe überprüft. Dabei wurden nicht nur die Wolkendosen, sondern nach dem neuen Stand der Berechnungsmethoden auch die über 50 Jahre integrierten Bodendosen berechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Dosisrichtwerte der Richtlinie HSK-R-11 eingehalten werden.

- Auslegungsüberschreitende Störfälle wurden mit einer probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA-Studie) im Detail untersucht. Die ausgewiesene Kernschadenshäufigkeit für anlageintern ausgelöste Ereignisse ist sehr klein und gibt einen Hinweis auf die sicherheitstechnische Ausgewogenheit der Anlage. Die Kernschadenshäufigkeit für systemübergreifende Ereignisse (Brand, Überflutung, Erdbeben, auch solche grösser SSE, usw.) wird wegen der modernen Anlagenauslegung mit konsequenter Separation redundanter Stränge und der Auslegung aller sicherheitsrelevanten Anlageteile auf das Sicherheitserdbeben (SSE) als gering eingeschätzt.

- Rechnungen der HSK zeigen, dass das durch die Anlage bedingte Risiko für die Umgebung klein ist. Durch die Leistungserhöhung nimmt das Risiko zwar, wie zu erwarten, überproportional zu, es sind aber keine sprunghaften Änderungen, sogenannte „cliff-edge"-Effekte, vorhanden. Das Risiko ist auch bei der erhöhten Leistung von 3600 MW_{th} im internationalen Vergleich tief und zudem dank der durchgeführten Nachrüstungen kleiner als das ursprüngliche Risiko bei der Inbetriebnahme der Anlage im Jahre 1984 mit einer Leistung von 3012 MW_{th}.

Die HSK hat sich davon überzeugt, dass im KKL die notwendigen Massnahmen für einen sicheren Anlagebetrieb und den Schutz von Personen in der Umgebung und wichtiger Rechtsgüter bei der beantragten Leistung von 3600 MW_{th} schon getroffen sind oder noch getroffen werden. Wie bereits eingangs erwähnt, sprechen nach Ansicht der HSK keine sicherheitstechnischen Gründe gegen die beantragte Änderung der Betriebsbewilligung auf eine erhöhte thermische Nennleistung von 3600 MW. Die Leistung soll schrittweise auf 106%, 109%, 112% und 114,7% der heutigen Nennleistung erhöht werden. Bei jeder Leistungsstufe soll etwa ein Jahr Betriebserfahrung gesammelt werden, wobei mindestens sechs Monate mit der erhöhten Leistung. Damit soll dem Personal ausreichend Zeit und Erfahrung gegeben werden, die Anlage auch bei hoher Leistungsdichte des Reaktorkerns sicher zu betreiben und das Verhalten der Anlage genau zu kontrollieren und zu überprüfen. Die HSK empfiehlt, die Bewilligung mit den in Kap. 10.3 erwähnten Auflagen zu verbinden.

10.3 AUFLAGEN

1. Die thermische Leistung des Reaktors darf im stationären Betrieb den Wert von 3600 MW nicht überschreiten (Kap. 9.1).

2. Bei der Abgabe radioaktiver Stoffe an die Umwelt müssen die folgenden auf der StSV basierenden Grenzwerte eingehalten werden (Kap. 6.2.2):

a) Abgabe an die Atmosphäre:

Nuklidgruppe	Jahresabgabelimite (Bq/Jahr)	Kurzzeitabgabelimite
Edelgase (bezogen auf CA=$2 \cdot 10^5$ Bq/m^3)	$2 \cdot 10^{15}$	$4 \cdot 10^{13}$ Bq/Tag
Jod-131	$2 \cdot 10^{10}$	$4 \cdot 10^{9}$ Bq/Woche
Aerosole mit $T_{1/2}$>8 Tage (γ,β, ohne Jod)	$2 \cdot 10^{10}$	$2 \cdot 10^{9}$ Bq/Woche

b) Abgabe mit dem Abwasser:

Nuklidgruppe	Jahresabgabelimite (Bq/Jahr)	Kurzzeitabgabelimite
Abwässer ohne Tritium (bezogen auf LE=$2 \cdot 10^2$ Bq/kg)	$4 \cdot 10^{11}$	
Tritium	$2 \cdot 10^{13}$	
Maximale Konzentration im Abwasser bei der Abgabe		100·LE (ohne Tritium)

CA= Richtwert für Daueraktivität in der Luft (Bq/m^3) für beruflich strahlenexponierte Personen gemäss StSV(Anhang 3)
LE= Freigrenze für die spezifische Aktivität in Bq/kg gemäss StSV (Anhang 3)

3. Zur Verhinderung resp. zur Begrenzung von Brennelementschäden sind der HSK vor einer Leistungserhöhung einzureichen:

   3.1 Eine umfassende Darlegung der Ursachen und Phänomene der seit dem Betriebszyklus 5 (1988/89) beobachteten Brennstabschäden mit Brennstoffauswaschung sowie der seitens des Betreibers und des Brennelement-Herstellers ergriffenen und vorgesehenen Massnahmen, um künftig solche Schäden möglichst auszuschliessen oder mindestens zu mildern (Kap. 4.2 und 9.3).

   3.2 Eine Überprüfung der heute geltenden Kriterien (Optimierungsstudie) für den Leistungsbetrieb mit defekten Brennstäben sowie der Richtwerte für eine Zwischenabstellung aus der Sicht des Strahlenschutzes, um die Auswirkungen von Brennstabdefekten auf Individual- und Kollektivdosen klein zu halten (Kap. 6.2.1.5 und 9.3).

   3.3 Ein Brennelementüberwachungs- und Inspektionsprogramm, das die Messung von Brennelement- und Brennstabwachstum sowie möglicher Verbiegungen, von Oxidschichtdicken und Crudablagerungen an ausgewählten Brennelementen aus verschiedenen Einsatzzyklen einschliesst (Kap. 9.3).

4. Es ist ein systematisches KKL-spezifisches Alterungsüberwachungsprogramm auszuarbeiten und zu befolgen. Für die wichtigsten sicherheitsrelevanten Bauwerke sowie elektrischen und mechanischen Ausrüstungen ist ein solches Programm bis Ende 1996 vorzulegen (Kap. 4.1.7).

5. Die Probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA-Studie) ist im Hinblick auf "Living-PSA"-Anwendungen zu vervollständigen und zu verbessern.

   5.1 Die PSA-Stufe-1-Analyse ist für systemübergreifende auslösende Ereignisse wie Erdbeben, Brand, Überflutung usw. dem heutigen Stand der PSA-Technik entsprechend durchzuführen. Das Vorgehen ist der HSK frühzeitig darzulegen. Die Analyse ist bis Ende 1996 der HSK vorzulegen (Kap. 8.3.2.7).

   5.2 Die PSA Stufe-2-Analyse ist zu überarbeiten und dem heutigen Stand der Technik entsprechend nachzuführen, wobei auch der Einfluss systemübergreifender Ereignisse berücksichtigt werden muss. Die revidierte PSA Stufe-2-Analyse ist der HSK spätestens Mitte 1997 einzureichen (Kap. 8.4.2.6).

6. Um bei Arbeiten in der kontrollierten Zone eine Zunahme der Strahlenbelastung für Beschäftigte zu begrenzen, sollen die bereits ergriffenen Schritte zur Verminderung der Ortsdosisleistungen in der Anlage weitergeführt und Massnahmen getroffen werden, die geeignet sind, die Auswirkungen der Leistungserhöhung auf die Kollektivdosis abzufangen. Für die mittlere Dosisleistung an den Reaktorumwälzleitungen soll nach wie vor der Richtwert von 2 mSv/h gelten (Kap. 6.2.1.5).

7. Die Erhöhung der thermischen Nennleistung bis maximal 3600 MW hat in vier Stufen zu erfolgen. Für jede einzelne Leistungsstufe ist eine Freigabe der HSK erforderlich. Die vier Leistungsstufen sind:

   LS1: Leistungserhöhung bis 3327 MW_{th} (106% der bisherigen Nennleistung)
   LS2: Leistungserhöhung bis 3420 MW_{th} (109% der bisherigen Nennleistung)
   LS3: Leistungserhöhung bis 3515 MW_{th} (112% der bisherigen Nennleistung)
   LS4: Leistungserhöhung bis 3600 MW_{th} (114,7% der bisherigen Nennleistung)

   Voraussetzung für die Freigabe einer Leistungsstufe ist ein auch hinsichtlich Brennelementschäden störungsarmer Betrieb während ca. einem Jahr auf dem vorausgehenden Leistungsniveau. Für die Leistungsstufen LS2 bis LS4 müssen mindestens 6 Monate Betrieb mit der freigegebenen Leistung der vorausgehenden Stufe erfolgt sein.

   Während einer freigegebenen Leistungsstufe kann die HSK einen zeitlich begrenzten Probebetrieb bis zur maximalen Leistung der nächsthöheren Stufe freigeben.

   Im Hinblick auf die Freigabe der nächst höheren Leistungsstufe sind die im Betriebsverlauf gewonnenen Erkenntnisse inklusive jener aus dem Bereich Strahlenschutz zu bewerten und zu dokumentieren und rechtzeitig der HSK zur Stellungnahme zu unterbreiten (Kap. 6.2.1.5 und 9.1).

8. Als Voraussetzung für die Freigabe jeder Leistungsstufe sind der HSK folgende Unterlagen rechtzeitig einzureichen:

   8.1 Die den geänderten Randbedingungen angepassten Technischen Spezifikationen (Kap. 9.1)

8.2 Eine detaillierte Liste mit allen Änderungen an Systemen und Komponenten, eingeschlossen Signalauslösewerte, die notwendig sind, um die beantragte Leistungserhöhung zu erreichen, bzw. der Nachweis, dass die erhöhte Leistung auch ohne Änderung an sicherheitstechnisch wichtigen Systemen und Komponenten erreicht werden kann. Für sicherheitsrelevante Änderungen, wie beispielsweise die Erhöhung des Reaktordrucks und der maximalen Förderleistung der Speisewasserpumpen, sind separat Freigaben notwendig. Die durch solche Änderungen bedingten Konsequenzen auf das Anlageverhalten, auf Systeme und Komponenten sind abzuklären und darzulegen. Die für die Freigabe der Änderungen notwendigen Unterlagen sind der HSK frühzeitig einzureichen (Kap. 9.1).

8.3 Ein Überwachungs- und Inspektionsprogramm (Kap. 9.1 und 9.3)

9. Als Voraussetzung für die Erteilung der Freigabe zur Leistungserhöhung bis 3327 MW_{th} (LS1) sind der HSK rechtzeitig einzureichen:

9.1 Ein Bericht über die Ergebnisse der abgeschlossenen Überprüfung aller sicherheitsrelevanten motorangetriebenen Ventile (MOV) und ein Terminplan für notwendige Nachrüstungen (Kap. 3.1.2).

9.2 Ein umfassendes Versuchsprogramm (Kap. 9.1 und 9.2)

9.3 Ein Bericht, der nachweist, dass die direkte Leckage aus dem Primärcontainment in die Umgebung geringer ist als 0,01 Vol.%/Tag. Andernfalls sind der HSK geeignete Massnahmen vorzuschlagen. Zudem sind die radiologischen Konsequenzen eines Kühlmittelverluststörfalls unter Berücksichtigung der anlagespezifischen Gegebenheiten nochmals zu analysieren und alle dabei getroffenen Annahmen plausibel zu begründen (Kap. 7.3.2.1).

10. Vor der Erteilung der Freigabe für 3420 MW_{th} (LS2) sind folgende Nachrüstungen zur Beherrschung einer ATWS-Transiente erforderlich (Kap. 7.2.2):

10.1 Einbau der Möglichkeit einer Blockierung des ECCS-ADS

10.2 Ergänzung der Leittechnik für automatisches Zurückfahren der Speisewasserpumpen auf Minimaldrehzahl ("Run-back") bei relevanten ATWS-Sequenzen

Die für diese Nachrüstungen notwendigen Freigabeunterlagen sind der HSK frühzeitig einzureichen.

Würenlingen, den 22. März 1996

HAUPTABTEILUNG FÜR DIE SICHERHEIT DER KERNANLAGEN

Der Direktor

Dr. Serge Prêtre

ANHANG ABKÜRZUNGEN

A:	ABB	Asea Brown Boveri AG
	ADS	Automatic Depressurization System Automatisches Druckentlastungssystem
	AM	Accident Management
	ANS	American Nuclear Society
	ANSI	American National Standards Institute Amerikanisches Institut für Normen
	APLHGR	Average Planar Linear Heat Generation Rate Über den Brennelementquerschnitt gemittelte lineare Stableistung
	APRM	Average Power Range Monitor Neutronenfluss-Messsystem zur Bestimmung des mittleren Neutronenflusses im Leistungsbereich
	ARI	Alternate Rod Insertion Alternatives Reaktorabschaltsystem
	ASME	American Society of Mechanical Engineers Amerikanische Gesellschaft der Maschinenbauingenieure
	ATWS	Anticipated Transient without Scram Transiente mit postuliertem Versagen der Reaktorschnellabschaltung
	AÜP	Alterungsüberwachungsprogramm
B:	BE	Brennelement
	BS	Brennstab
	BWR/6	Boiling Water Reactor; Type 6 of GE Siedewasserreaktor; Typ 6 der GE
C:	CCF	Common Cause Failure
	CCDF	Komplementäre kumulative Häufigkeitsverteilungsfunktion
	CDF	Core Damage Frequency, Kernschadenshäufigkeit
	CEA	Commissariat à l'énergie atomique
	CET	Containment Event Tree Containment Ereignisbaum
	CFR	Code of Federal Regulations (USA)
	CORD	Chemische Oxidation Reduktion Dekontamination
	COSMOS	Core Stability Monitoring System Überwachungssystem für Kernstabilität
	CPR	Critical Power Ratio Kritisches Leistungsverhältnis
	CRD	Control Rod Drive Steuerstabantriebssystem
	CRDA	Control Rod Drop Accident Steuerstab-Fall

D:	DAK	Kondensationsbecken (Druckabbaukammer)
	DCH	Direct Containment Heating Direkte Containment-Aufheizung
	DF	Dekontaminationsfaktor
	DR	Decay Ratio Dämpfungsverhältnis (bei Leistungsoszillationen)
	DWR	Druckwasserreaktor
E:	ECCS	Emergency Core Cooling System Kernnotkühlsystem
	EDF	Electricité de France
	ESW	Emergency Service Water Notnebenkühlwassersystem
	EVED	Eidg. Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement
	EW-3	Einwirkungen Dritter (Sabotage)
F:	FCVS	Filtered Containment Venting System, Gefiltertes Containment-Druckentlasungssystem
	FFWTR	Final Feedwater Temperature Reduction Absenkung der Speisewasser-Temperatur gegen Zyklusende
	FPCCU	Fuel Pool Cooling and Cleanup Brennelementbecken-Kühl- und -Reinigungssystem
G:	GE	General Electric Company (USA)
	GE8B	Brennelementtyp von GE mit 62 Brennstäben und Zr-Innenliner
	GE10	Brennelementtyp von GE mit 60 Brennstäben und Zr-Innenliner
	GESSAR	General Electric Standard Safety Analysis Report Generischer Sicherheitsbericht der GE
	GSKL	Gruppe der Schweizerischen Kernkraftwerksleiter
H:	HCU	Hydraulic Control Unit Hydraulische Steuereinheit
	HPCS	High Pressure Core Spray Hochdruckkernsprühsystem
	HSK	Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen
I:	I	Jod
	IAEA	International Atomic Energy Agency Internationale Atomenergie Organisation
	IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
	INES	International Nuclear Event Scale Internationale Skala zur Bewertung nuklearer Ereignisse
	IRM	Intermediate Range Monitor Neutronenflussmesssystem für den Zwischenbereich
K:	k_{eff}	Neutronen-Multiplikationsfaktor (einer geometrisch endlichen Anordnung mit nuklearem Brennstoff)
	KAKO	Kaltkondensatbehälter
	KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
	KKM	Kernkraftwerk Mühleberg

	KKW	Kernkraftwerk
	KMV	Kühlmittelverluststörfall
	KSA	Kommission für die Sicherheit von Kernanlagen
L:	LHGR	Linear Heat Generation Rate Lineare Stableistung
	LOCA	Loss of Coolant Accident Kühlmittelverluststörfall
	LPCI	Low Pressure Coolant Injection Niederdruckkernflutsystem
	LPCS	Low Pressure Core Spray Niederdruckkernsprühsystem
	LPRM	Local Power Range Monitor Neutronenflussmessystem für den Leistungsbereich
M:	MAPLHGR	Maximum Average Planar Linear Heat Generation Rate Maximale, über den BE-Querschnitt gemittelte lineare Stableistung
	MCPR	Minimum Critical Power Ratio Minimales kritisches Leistungsverhältnis
	MEOD	Maximum Extended Operating Domain Erweiterter Betriebsbereich
	MOV	Motor Operated Valve
	MSIV	Main Steam Isolation Valve Frischdampf-Isolationsventil
N:	NAGRA	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
	NICCW	Nuclear Island Closed Cooling Water Nuklearer Zwischenkühlkreislauf
	NMS	Neutron Monitoring System Neutronenflussüberwachungssystem
	NRC	Nuclear Regulatory Commission (USA) Nukleare Sicherheitsbehörde der USA
	NS4	Nuclear Steam Supply Shutoff System
O:	OLMCPR	Operating Limit of MCPR CPR-Betriebsgrenzwert
P:	PCI	Pellet Cladding Interaction Pellet-Hüllrohr-Wechselwirkung
	PDS	Plant Damage State Anlageschadenszustand
	PSA	Probabilistische Sicherheitsanalyse
R:	RDB	Reaktordruckbehälter
	RCIC	Reactor Core Isolation Cooling Hochdruck-Noteinspeisesystem
	RC&IS	Rod Control and Information System Steuerstabfahr- und Anzeigesystem
	RHR	Residual Heat Removal Nachwärmeabfuhrsystem
	RPCS	Rod Pattern Control System Stabmuster-Überwachungssystem

	RPIS	Rod Position Information System Stabpositions-Anzeigesystem
	RPS	Reactor Protection System Reaktorschutzsystem Reaktorschnellabschaltung
	RWCU	Reactor Water Cleanup Reaktorwasserreinigungssystem
	RWE	Rod Withdrawal Error Fehlausfahren eines Steuerstabes
	RWL	Rod Withdrawal Limiter Steuerstabfahrbegrenzer
S:	SAR	Safety Analysis Report Sicherheitsbericht
	Scram	Reaktorschnellabschaltung
	SEC	Special Emergency Condition Notstandsituation
	SEHR	Special Emergency and Heat Removal Notstandsystem
	SGTS	Standby Gas Treatment System Notabluftsystem
	SK	Sicherheitsklasse
	SLCS	Standby Liquid Control System Vergiftungssystem
	SLMCPR	Safety Limit of MCPR CPR-Sicherheitsgrenzwert
	SLO	Single Loop Operation Betrieb mit nur einer Umwälzschleife
	SMA	Schwach- und mittelradioktiver Abfall
	SPDS	Safety Parameter Display System Anzeigesystem für sicherheitsrelevante Parameter
	SPMU	Suppression Pool Make-up Zusatzwasserversorgung für das Kondensationsbecken
	SRI	Select Rod Insertion Einwurf einzelner Steuerstäbe
	SRM	Source Range Monitor Neutronenflussmesssystem für den Anfahrbereich
	SRV	Safety Relief Valve Sicherheits-/Abblaseventil
	STP	Simulated Thermal Power Simulation der thermischen Leistung (durch verzögertes Neutronenfluss-Signal)
	StSV	Strahlenschutzverordnung vom 22. Juni 1994 (SR 814.501)
	SUeR	Sektion Überwachung der Radioaktivität des Bundesamtes für Gesundheitswesen
	SVEA-96	Brennelementtyp von ABB mit 96 Brennstäben
	SVTI	Schweizerischer Verein für Technische Inspektionen (vormals SVDB)
	SVTI-N	Nuklearabteilung des SVTI

	SW	Service Water Nebenkühlwasser
	SWR	Siedewasserreaktor
T:	TIP	Traversing In-Core-Probe Fahrbare Messkammern für die Eichung der LPRM-Detektoren
	TMI	Three Mile Island (Harrisburg)
	TOPPS	Tracking Overpower Protection System Leistungsüberwachungssystem (für Teillast)
	TSL	Technische Spezifikationen Leibstadt
U:	UO_2	Urandioxid
	USA	United States of America
W:	WAZÜ	Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer
	WNP-2	Washington Nuclear Power Station 2 (SWR-Kernkraftwerk in den USA)
X:	Xe	Xenon
Z:	Zr	Zirkonium
	Zr-2	Zircaloy-2
	ZWILAG	ZWILAG Zwischenlager Würenlingen AG
	ZZL	Zentrales Zwischenlager der ZWILAG