

Weiterleitungsnachricht der GRS 2000/13

Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf im Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar, Block 1 (GKN-1) am 10.05.2000

STELLUNGNAHME

1. [Beratungsauftrag und Vorgehensweise](#)
2. [Sachverhalt](#)
3. [Sicherheitstechnischer Hintergrund](#)
4. [Bewertungsmaßstäbe](#)
5. [Erkenntnismittel](#)
6. [Sicherheitstechnische Bewertung des Sachverhalts](#)
7. [Schlussfolgerung und Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse](#)

1. Beratungsauftrag und Vorgehensweise

Über das meldepflichtige Ereignis in GKN-I am 10.05.2000 wurde der RSK-Ausschuss ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN erstmals in seiner 128. Sitzung am 17.05.2000 kurz unterrichtet.

Das BMU hatte den RSK-Ausschuss gebeten, das Ereignis in GKN-1 in seiner 130. Sitzung am 06.09.2000 zu beraten, bevor eine entsprechende Weiterleitungsnachricht der GRS erstellt wurde. Neben den Berichten des Betreibers, des Gutachters und der Landesbehörde [2-7] lag eine Kurzstellungnahme der GRS vor [1]. Das BMU hat eine Stellungnahme der RSK zur Einschätzung des Vorkommnisses erbeten. Der Betreiber [8], der zuständige Gutachter TÜV Energie- und Systemtechnik GmbH Baden-Württemberg [9] und die GRS [10] gaben jeweils einen Bericht über den Hergang des Ereignisses, dessen Ursache und die getroffenen Abhilfemaßnahmen ab.

In der 131. Sitzung des RSK-Ausschusses am 04.10.2000 berichtete die GRS über den weiteren Erkenntnisstand des Vorkommnisses [11]. Zu dem Zeitpunkt war von der GRS eine Weiterleitungsnachricht im Entwurf fertig gestellt. Auf Wunsch des BMU wurden dem RSK-Ausschuss die vorläufigen Empfehlungen der GRS zu diesem Ereignis dargelegt.

In der 132. Sitzung am 08.11.2000 lag dem RSK-Ausschuss die endgültige Weiterleitungsnachricht WLN 2000/13 der GRS zu den leittechnischen Aspekten des Ereignisses vor [12].

In seiner 133. Sitzung am 06.12.2000 und 134. Sitzung am 24.01.2001 hat der RSK-Ausschuss den Sachstand, die Ursachenermittlung und die durchgeführten Maßnahmen beraten. Der RSK-Ausschuss hatte einen Entwurf einer Stellungnahme zu dem Vorkommnis erstellt und der RSK zur 338. Sitzung am 01.03.2001 vorgelegt

[13]. Mit Schreiben AG RS I 4 - 17010/134. EE vom 07.03.2001 [14] bat das BMU, die Beratungen zu dem Vorkommnis wieder aufzunehmen.

In der 136. Sitzung am 21.03.2001 legte die GRS ihre Sichtweise dar, die zu der in der Weiterleitungsnachricht dargelegten Einschätzung führte.

Der RSK-Ausschuss bat daraufhin den Betreiber und den zuständigen Gutachter um ergänzende Informationen. In der 138. Sitzung am 23.05.2001 legten der Betreiber und der zuständige Gutachter im Beisein der Landesbehörde diesbezügliche Berichte vor [17-19]. Der RSK-Ausschuss hat daraufhin den vorliegenden Entwurf der Stellungnahme erarbeitet.

2. Sachverhalt

Im GKN-1 wurde 1998 mit Änderungsgenehmigung 038/95 die betroffene Reaktorleistungs-Begrenzung von einer festverdrahteten auf die digitale Leittechnik TELEPERM XS (TXS) umgerüstet.

Am 10.05.2000 kam es im GKN-1 im Zusammenhang mit einem Austausch eines defekten Gliederzuges der Neutronenfluss-Außeninstrumentierung bei einer Reaktorleistung von ca. 93 % (Streckbetrieb, 770 MWe, 152 bar, 299°C) durch eine Fehlanregung der Generatorleistungsbegrenzung an beiden Turbosätzen zu einer Leistungsabsenkung. Der auslegungsgemäß vorgesehene Steuerstabeinwurf erfolgte nicht. Simulierungsmaßnahmen im Regelungs- und Begrenzungssystem (Systemtechnik TELEPERM XS) zum Austausch des Gliederzugs führten zum Fehlansprechen der Generatorleistungsabsenkung und zum Blockieren der Steuerstäbe. Außerdem war die automatische Steuerung der betrieblichen Bor- und Deionateinspeisung und einer HD-Förderpumpe blockiert, die jedoch durch Handeingriff hätten aktiviert werden können [13].

Die Reaktorschutzgrenzwerte des Primärkreises für die Auslösung einer Reaktorschnellabschaltung wurden nicht erreicht. Im Anforderungsfall wäre die automatische Reaktorschnellabschaltung über das autarke, festverdrahtete Reaktorschutzsystem erfolgt. Außerdem hätte RESA jederzeit von Hand ausgelöst werden können.

Nach Rücknahme der Simulationen (ca. 14 Minuten später) ließen sich die Steuerstäbe wieder ordnungsgemäß verfahren [12].

Folgende Maßnahmen zur Verhinderung der Wiederholung des Ereignisses wurden vom Betreiber durchgeführt:

- Einsatz eines A-DELAY-Funktionsbausteins hinter dem Mittelwert-Baustein für die STAFE-Signalbildung zur wirksamen Unterdrückung der Fehlerbit-Ausbreitung (bewirkt in jedem Fall die Abstreifung des Fehlerbits und gibt den letzten gültigen Eingangswert an den Ausgang weiter).
- Einsatz eines A-DELAY-Funktionsbausteines zur Fehlerbit-Abstreifung vor der Ausblendung des Signals "Obere Sollwertgrenze der Generatorleistung".
- Aufnahme von weitergehenden Hinweisen zur Fehlerstatusverarbeitung im einleitenden Teil der verfahrenstechnischen Aufgabenstellung.

- Überarbeitung der TXS-Systemdokumentation unter dem Aspekt der Fehlerstatusverarbeitung.

Bericht der GRS

In der 131. Sitzung erläuterte die GRS den o. g. Ereignisverlauf und ging in ihrem Vortrag insbesondere auf den Aspekt Erfüllung der Anforderungen aus KTA-Regeln und RSK-Leitlinien ein. Sie führte aus, dass sich in Folge der Simulation eine Änderung des Signalstatus ergeben hat. Für Signale mit dem geänderten Status "fehlerhaft" ergäbe sich eine andere Logik, die nach Auskunft der GRS in den Funktionsplänen nicht dargestellt ist. Nach der Mittelwertbildung entstand durch die Simulation ein "fehlerhaftes" Signal für die STAFE-Logik. Die Mittelwertbildung sei der Klasse B11) (Zustandsbegrenzung, Regelung) zugeordnet. Das "fehlerhafte" Signal konnte über Signalwege der "zweiten Logik" bis zur Ansteuerung der Stellglieder vordringen und blockierte im Begrenzungssystem das Verfahren und Einwerfen der Steuerstäbe. Die Steuerstäbe sind Stellglieder der Schutzbegrenzungen, die zur Klasse S3 gehören.

Nach KTA 3501 sind Schutzbegrenzungen nach dieser Regel auszulegen. Daraus folgt u. a., dass Schutzbegrenzungen vom Betriebssystem so unabhängig sein müssen, dass bei bestimmungsgemäßem Betrieb und bei versagensauslösenden Ereignissen im Betriebssystem die Funktion der Schutzbegrenzung erhalten bleibt. Nach Ansicht der GRS ist im Hinblick auf den Ausfall der Schutzbegrenzung durch Fehler in einer B1-Funktion die Erfüllung der Anforderungen an Schutzbegrenzungen zu prüfen.

Die GRS wies auf die RSK-Leitlinien hin, nach denen Leittechnik-Funktionen, die erforderlich sind, um die Ausweitung einer Störung zum Störfall zu verhindern, in Kategorie 2 einzustufen sind. Die Begriffe Zustandsbegrenzung und Schutzbegrenzung werden dort nicht verwendet. Eine Auslegung gegen den systematischen Fehler wird für Leittechnik-Funktionen der Kategorie 2 nicht gefordert.

Die GRS betonte, dass bei der Erarbeitung der GRS-Weiterleitungsnachricht vorrangig die leittechnischen Aspekte des Ereignisses für die Begrenzungseinrichtungen mit TELEPERM XS (TXS) bewertet wurden. Die gutachterlichen Stellungnahmen zum Betrieb der Anlage u. a. nach dem Blockieren der Steuerstäbe sowie zu den beim Ereignis aufgetretenen Leistungspendelungen des Bahnstrom-Turbosatzes liegen zu diesem Zeitpunkt noch nicht vor und sind nicht in der vorliegenden GRS-Weiterleitungsnachricht berücksichtigt worden. Die GRS wird zu diesen Aspekten nach Vorliegen der Untersuchungsergebnisse prüfen, ob möglicherweise eine Ergänzung zur Weiterleitungsnachricht erforderlich ist.

Aus den Untersuchungen leitet die GRS folgende Empfehlungen ab:

E1: Für Begrenzungseinrichtungen mit TELEPERM XS sollten die durchgeführten Qualitätssicherungs-Maßnahmen daraufhin überprüft werden, wie und durch welche ergänzenden Qualifizierungsmaßnahmen vergleichbare Projektierungsfehler erkannt werden können. Ggf. sollten ergänzende Qualifizierungsmaßnahmen durchgeführt werden.

E2: Nach einer Änderung von komplexer und sicherheitstechnisch wichtiger Leittechnik sollte bei der erstmaligen Durchführung einer

Instandhaltungsmaßnahme in diesem Bereich geprüft werden, ob die vorgesehene Maßnahme, ggf. deren gleichzeitige Anwendung in allen Scheiben der sicherheitstechnisch wichtigen Leittechnik, ausreichend qualitätsgesichert ist. Sofern dies nicht der Fall ist, müssten die fehlenden Schritte im Rahmen der Maßnahmen-Planung durchgeführt werden.

E3: In Begrenzungseinrichtungen mit TELEPERM XS sollte die nach dem kerntechnischen Regelwerk erforderliche Unabhängigkeit der Schutzbegrenzungen gegenüber sicherheitstechnisch nachrangigen Einrichtungen überprüft und ggf. hergestellt werden.

E4: In den leittechnischen Unterlagen für Begrenzungseinrichtungen mit TELEPERM XS sollte die Signalverarbeitung der ungestörten Signale und die Verarbeitung der Signale mit dem Status "fehlerhaft" dargestellt sein, wenn beide Signalvarianten wie im GKN-1 genutzt werden.

E5: Für Begrenzungseinrichtungen mit TELEPERM XS sollte geprüft werden, ob die Auswirkungen von Signalen mit dem Status "fehlerhaft" - u. a. bei Instandhaltungsmaßnahmen und Simulationen - bei den durchgeführten Untersuchungen ausreichend berücksichtigt wurden. Ggf. sollten fehlende Untersuchungsschritte nachgeholt werden.

In der 136. Sitzung legte die GRS dem RSK-Ausschuss eine Stellungnahme [\[15\]](#) vor, in der noch einmal ihre Sichtweise, die zu der in der Weiterleitungsnachricht dargelegten Einschätzung der Ursache des Ereignisses und die daraus abgeleiteten Empfehlungen führten, aufgezeigt ist. Die Stellungnahme wurde dem RSK-Ausschuss erläutert.

Nach Ansicht der GRS sei bei dem Ereignisablauf durch einen Logikfehler in einer Betriebsbegrenzung, einer Einrichtung der Sicherheitsebene 1 (LEFU H45), die Funktionsfähigkeit der Schutzbegrenzungen (Sicherheitsebene 2) unterbrochen worden. Damit sei die Unabhängigkeit der Sicherheitsebene unzulässig beeinflusst worden. Aus Sicht der GRS sei gegen das Vorrangprinzip verstoßen worden, das besagt, dass Aktionen einer höheren Sicherheitsebene nicht durch den Betrieb oder ein versagensauslösendes Ereignis von Einrichtungen niedrigerer Sicherheitsebenen behindert werden dürfen. Zu den versagensauslösenden Ereignissen gehören nach KTA 3501 auch Fehler bei der Bedienung und Wartung der Einrichtungen. Daher halte die GRS die Empfehlung aufrecht, dass die Unabhängigkeit der Leittechnik-Funktionen der Schutzbegrenzungen zu den sicherheitstechnisch nachrangigen Leittechnik-Funktionen überprüft und ggf. hergestellt wird.

Die GRS gab zu Bedenken, dass durch Einbeziehung von betrieblichen Leittechnik-Funktionen in sicherheitstechnisch höherwertigen Einrichtung, auch wenn sie nach gleichen Qualitätsmaßstäben ausgeführt würde, die Komplexität des Systems und dadurch die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls aufgrund der erhöhten Komplexität des Systems zunehme.

Weiterhin solle nach Ansicht der GRS für sicherheitstechnisch bedeutsame Einrichtungen, bei denen die Leittechnik-Funktionen sowohl durch die Signalwertverarbeitung als auch durch die Fehlerstatusverarbeitung beeinflusst werden kann, beide Signalanteile dokumentiert werden. Diese Empfehlung richte sich an die gesamte Dokumentation des Leittechniksystems. Insgesamt solle nach Ansicht der GRS bzgl. der Dokumentation eine vergleichbare Qualität wie in der

konventionellen Leittechnik erreicht werden.

Die GRS führte in [12, 15] aus, dass bei der in GKN-1 realisierten Schaltungslogik drei fehlerhafte Signale aus einem Gliederzug zwangsläufig zu der beim Ereignis aufgetretenen Fehlfunktionen der Begrenzungseinrichtungen führen. Demgegenüber stellte der Betreiber dar, dass nur bei einer Simulierung durch Fehlerbitaufschaltung der drei Signale der Ebenen 3, 4 und 6 zur Mittelwertbildung ein Ereignis wie das vom 10.05.2000 auftreten kann. Allgemein führen drei fehlerhafte Signale aus einem Gliederzug nicht zwangsläufig zu der aufgetretenen Fehlfunktion der Begrenzungseinrichtungen. Diese Darstellungen des Betreibers wurde von der GRS als nachvollziehbar eingeschätzt.

Zu dem in der Ursachenanalyse zitierten Begriff "zweite Logik" [12], führt die GRS aus, dass für Signalwert und Signalstatus nur eine gemeinsame Logik existiert [15]. Der Begriff "zweite Logik" wurde vom Betreiber verwendet und von der GRS übernommen, um den Unterschied zwischen Signalwertverarbeitung und der Signalstatusverarbeitung heraus zustellen.

Berichte des Betreibers und des Gutachters

Der Betreiber berichtete über das Ereignis in der 130. Sitzung [8] und in einer weiteren Detaillierung in der 138. Sitzung am 23.05.2001 [17, 19]. Nach Auskunft des Betreibers wurden bei der Umrüstung der "Reaktor-Leistungs-Begrenzung" auf digitale Leittechnik die Signale der Neutronenfluss-Kernaußeninstrumentierung in die Funktion zur Stabfehleinfallerkennung mit einbezogen. Die Signale werden zur Stabfehleinfallerkennung, Leistungsverteilungsregelung und PEAK-RELEB (Hintergrund dieser Schaltungsvariante ist die Anforderung, einen möglichen Stabfehleinfall auch bei etwa 70 % Reaktorleistung zuverlässig zu erkennen) verwendet. Die Messsignale der Ionisationskammern eines jeden Gliederzuges der Neutronenfluss-Kernaußeninstrumentierung werden derart auf die redundante Leittechnik verteilt, dass auf jedem der vier redundanten Verarbeitungsrechner alle Messsignale eines Gliederzuges vorhanden sind. Es wurden somit die Signale einer messtechnischen Redundanz auf die vier redundanten Verarbeitungsrechner der Leittechnik verteilt.

Um einen Austausch des Gliederzuges der Neutronenfluss-Kernaußeninstrumentierung des Quadranten 2 (Excore 2) durchzuführen, wurden Simulierungen in den Begrenzungseinrichtungen vorgenommen. Von den vier Messebenen des zu reparierenden Gliederzuges von Excore 2 werden in den Schränken der Neutronenflussmesstechnik acht Signale gebildet und zu den Erfassungsrechnern (ER) der Begrenzungseinrichtungen geführt. Insgesamt handelt es sich dabei um 6 Signale der auf die Leistungsdichte normierten Messwerte und um zwei Signale der auf die Reaktorleistung normierten Messwerte von Excore 2. Alle Signale werden zu den jeweiligen Verarbeitungsrechnern der vier Stränge verteilt. D. h. es liegen 32 Signale von Excore 2 auf der Verarbeitungsrechnerebene vor, und damit ergab sich ein Umfang von 32 Simulierungen/Nullaufschaltungen. Damit undefinierte Signale vermieden werden bzw. von der weiteren Verarbeitung ausgeschlossen sind, werden diese durch die Nullaufschaltungen in einen definierten Zustand gebracht. Bei den Simulierungen werden in einem Bearbeitungszweig über FSSA-Bausteine (Fehler-Status-Setzer-Analog) im TXS-System Fehlerstatusmarkierungen für nachfolgende Funktionsbausteine vorgenommen, so dass diese Signale bestimmungsgemäß für die weitere Verarbeitung ausgeschlossen sind. In einem zweiten Bearbeitungszweig werden im TXS-System bei der

Simulation dieser Signale mit dem Wert "Null" und dem Status "kein Fehler" gebildet.

Signale des TXS besitzen neben ihrem Wert auch einen "Signalstatus". Ein Signal eines Messumformers wird bei der Erfassung als "gültig" gewertet, solange sich der Messwert innerhalb der zulässigen Grenzen (zwischen 0 und 20 mA) bewegt. Bei einem Ausfall der Erfassungsbaugruppe bzw. des Erfassungsrechners werden die entsprechenden Signale innerhalb von TXS mit einem Fehlerstatus (Fehlerbit wird gesetzt) versehen. Grundsätzlich werden fehlerbehaftete Signale von der Verarbeitung ausgeschlossen.

Die Simulationen erfolgten redundanzweise über die TXS-Servicestation mittels der vom Hersteller für den Reparaturfall mitgelieferten Scripte (Befehlsdateien). Am 06.05.2000 waren die Simulationen der Signale von Excore 2 der Ebenen 1 und 2 erfolgreich vorgenommen worden. Am 10.05.2000 wurden die erforderlichen Simulationen für die Excore-Signale der restlichen Ebenen in gleicher Weise vorgenommen. Über Simulationsschaltungen wurden die einzelnen Messwerte für die Weiterverarbeitung in der Funktion PEAK-RELEB zu Null gesetzt und zur Weiterverarbeitung in der STAFE-Schaltung mit dem Fehlerstatus versehen. In der STAFE-Schaltung erfolgt über "Fehlerbitsignale" der Ausschluss von der Signalverarbeitung an den AVERAGE-Bausteinen. Die Simulationen erfolgten im Eingangs-Submodul SE056. Pro Gliederzug werden insgesamt sechs auf Leistungsdichte normierte Messwerte erfasst, die jeweils in den Schränken der Neutronenflussmesstechnik gebildet werden. Jeder dieser Messwerte wird auf der Erfassungsrechnerebene in zwei Redundanzen erfasst. In der Verarbeitungsrechnerebene, in der der Fehlerstatus über den Simulationseingriff gesetzt wird, erfolgt die MAX-Auswahl. Mit der Simulation des letzten Signals in Strang 4 waren alle Signale im Simulationszustand und die Fehlermarkierung setzte sich bis zur Auslöseebene (Vorrangbaustein) fort. Aufgrund der Fehlerbit-Verarbeitung wurde das Verfahren der Steuerstäbe blockiert und die Generatorleistung abgesenkt. Der Betreiber zeigte anhand von Informationsflussdiagrammen [19] detailliert die Signalverarbeitung während der Simulation auf, die zum Blockieren der Steuerstäbe sowie zum Fehlansprechen der Generatorleistungsbegrenzung und damit zur Leistungsabsenkung und führten.

Zur Ursachenklärung wurde nach Auskunft des Betreibers insbesondere der Frage nachgegangen, weshalb die Fehlerbit-Ausbreitung bei der Projektierung bzw. bei der Planung der Freischaltung nicht ausreichend berücksichtigt wurde. Die Logik der Fehlerbit-Verarbeitung wurde bei der Projektierung nicht konsequent zu Ende gedacht bzw. wurde der Betriebszustand, dass zum Austausch eines Gliederzuges 32 Simulationen durchzuführen sind, nicht berücksichtigt. So sind beispielsweise im vergleichbaren Modul der Incore-Signale Fehlerbit-Abstreifer vorhanden (obwohl Incore-Lanzen während des Leistungsbetriebs nicht gezogen werden können). Die unterschiedliche Art und Weise der Fehlerbit-Verarbeitung der einzelnen TXS-Funktionsbausteine ist anhand der Funktionspläne nicht explizit ersichtlich. Insgesamt war der Reparaturfall "Austausch eines Gliederzuges" nicht im erforderlichen Maße in die Projektierung des TXS-Systems eingeflossen.

Der TÜV Energie- und Systemtechnik GmbH Baden-Württemberg als Sachverständiger der zuständigen Aufsichtsbehörde hatte sich den Ausführungen des Betreibers zur Ursachenanalyse des Ereignisses angeschlossen. Er ging in seinem Bericht in der 130. Sitzung [9] vorrangig auf die Frage ein, warum es trotz der Prüfungen bei Planung, Herstellung und Inbetriebsetzung von TXS in GKN-1

aufgrund von Simulierungsmaßnahmen, die bei der Planung die Ausbreitung und Auswirkung "ungültig" markierter Signale nicht ausreichend berücksichtigten, zu dem Ereignis kommen konnte.

Er erläuterte dem RSK-Ausschuss die durchgeführten Prüfungen bei der Planung, Herstellung und Einbringung von TXS ausgehend von der Machbarkeitsstudie, Genehmigungsantrag bis zu den Prüfungen im Prüffeld, im Testbett, auf der Anlage vor und während der Inbetriebsetzung und beim Betrieb der Anlage sowie den parallel dazu durchgeführten anlagenunabhängigen Typprüfungen der Hard- und Software und dem anlagenunabhängigen Systemtest. Im Prüffeld wurde u.a. das Verhalten des Systems bei Störungen und Ausfällen überprüft. Im Testbett erfolgten leittechnische Funktionsprüfungen der Leittechnik-Funktionen (LEFU) open loop einschließlich Nullaufschaltungen bis in die Komponentenebene. Verfahrenstechnische Nachweise wurden u.a. mit einem N-Loop-Simulator geführt. Hinweise und Empfehlungen aus den anlagenunabhängigen Typprüfungen wurden berücksichtigt.

Der TÜV führte aus, dass die strukturelle Darstellung der Regelungen und Begrenzungen, die S3- und B1-Funktionen enthalten, durch die Modularisierung der LEFU's verbessert wurde. Die meisten B1-Funktionen wurden getrennt in TXP-Technik aufgebaut. Die Stabsteuerung (Hand/Regelung/Begrenzung) ist in den TXS-Schränken angeordnet.

Weiterhin wurde der Zufallsausfall und der Instandhaltungsfall, gemäß Definition der Ausfallkombinationen in KTA 3501, im Bereich der digitalen Leittechnik einschließlich der Ein- und Ausgabebaugruppen geprüft. Im Bereich der Messwerterfassung wurden für bestimmte LEFU's der Begrenzungen zusätzliche redundante Signale zur Verbesserung des Ausfallverhaltens nachgerüstet. Im Bereich der Komponentensteuerung wurden keine Änderungen durchgeführt. Eine Instandsetzung von Komponenten bei Betrieb der Anlage wird im Einzelfall anhand der gültigen Unterlagen geplant und geprüft. Der Sachverständige wies darauf hin, dass der Austausch von Komponenten beim Betrieb der Anlage möglich ist.

Zur Notwendigkeit eines Austauschs eines Gliederzuges während des Betriebs führte der Sachverständige aus, dass in diesem Betriebszustand direkt nach dem Austausch der neue Gliederzug neu kalibriert und geeicht werden kann.

Zusammenfassend führte der Sachverständige aus, dass die Möglichkeit von Simulierungen, die wie in dem vorliegenden Fall Eingriffe in allen vier Redundanzen der Begrenzungseinrichtungen zulassen und damit zu Auswirkungen in allen vier Redundanzen führen können, sehr begrenzt ist. Seiner Ansicht nach, muss die Schnittstellenproblematik zukünftig noch detaillierter und systematischer betrachtet werden. Schnittstellen ergeben sich hier zwischen der "neuen" digitalen Leittechnik und der Messwerterfassung und der Antriebsstuebenebene.

Zu den vom Betreiber getroffenen Maßnahmen ergänzte der Sachverständige, dass die Verarbeitung der "ungültig markierten Signale" bei Ausfall und Instandsetzung von Komponenten der Messwertverarbeitung, Signalverarbeitung und Ansteuerung der Komponenten untersucht und in einem Bericht dokumentiert wurde. Der Austausch eines Excore-Gliederzuges war diesbezüglich der einzige kritische Fall. Die Behandlung der "ungültig markierten Signale" für die Signale der Excore-Instrumentierung wurde untersucht. Fehlerausbreitungsbarrieren (Barriere gegen die Ausbreitung des Fehlerstatus) wurden nachgerüstet. Ein Austausch eines Excore-

Gliederzuges mit den hierfür erforderlichen Simulationen ist damit beim Betrieb der Anlage möglich. Insgesamt wurde bzw. wird die Darstellung "ungültig markierter Signale" in den anwenderspezifischen Unterlagen verbessert.

Der RSK-Ausschuss bat in der 136. Sitzung den Betreiber und den Gutachter der Aufsichtsbehörde um eine detailliertere Darlegung des Ereignisses sowie um:

- a. Darlegung der leittechnischen Funktionen in denen die Simulation durchgeführt wurde,
- b. Darlegung der Sicherstellung der Unabhängigkeit der einzelnen Ebenen der Leittechnik, einschließlich der Behandlung von Simulationen,
- c. Darstellung der vom Betreiber durchgeführten ergonomischen Verbesserungen der Systemunterlagen des TXS-Systems bzgl. Fehlerstatusverarbeitung.

In der 138. Sitzung erfolgte eine auf die o. g. Fragestellung zugeschnittene Darlegung des Ereignisses seitens des Betreibers:

In GKN-1 wurde das KWU-Klassifizierungsmodell zugrunde gelegt, nach dem die Leittechnikfunktion kategorisiert sind:

S1: Reaktorschutzsystem,

S2: Sicherheitsgefahrenmeldung,

S3: Schutzbegrenzungen,

B1 Betriebsbegrenzungen und wichtige Regelungen,

B2: Betriebliche Leittechnik [17, 19].

Mit wachsender sicherheitstechnischer Bedeutung der Leittechnikfunktionen nehmen die Prüftiefe und die Anforderungen an die Zuverlässigkeit zu. In GKN-1, in dem nur Leittechnikfunktionen der Kategorie S3, B1 und B2 digital ausgeführt sind, sind dementsprechend die S3- Funktionen ausschließlich in TXS-Technik, die B2-Funktionen in TXP-Technik ausgeführt. B1-Funktionen sind entsprechend ihrer verfahrenstechnischen Zuordnung in TXS- oder TXP-Technik realisiert. Die an der Störung beteiligten Funktionen sind ausschließlich in TXS aufgebaut.

Zusammenfassende Darlegung zu den Fragen a) bis c):

- a. Der Betreiber hat die LEFU's und Module, die bei dem Ereignis betroffen waren sowie deren Sicherheitskategorie und den Weg der Fehlerstatusinformation grafisch dargestellt [17]. Eine Kategorisierung gibt es nur für die LEFU's. Die Module und Submodule wurden, entsprechend der höchsten Kategorie der verknüpften LEFU's kategorisiert. Im Eingangsmodul SE056, einem S3-Modul, wurde der Simulationseingriff vorgenommen. Der Weg der Fehlerstatusinformation führt über die LEFU H45 (Einfluss tiefstehender Steuerelemente begrenzen, B1-Funktion) zum Einen über das Modul MD 075 (Generatorleistung begrenzen, S3-Funktion) und SS100 (Generatorleistungsregelung, S3-Funktion) zur Absenkung der Generatorleistung und zum anderen über Modul MD076 (Steuerstab-

Fahrbefehle/Fahrfreigaben von Begrenzungen, S3-Funktion) und über Modul SS061 (Stabbetätigung, S3-Funktion) zur Stabblockade.

Zum Vergleich wurden Aufnahmen von Schränken von GKN-2, in denen die Leistungsverteilungsüberwachung und die Reaktorleistungsbegrenzung mit dem analogen Leittechniksystem ISKAMATIK-A realisiert sind, präsentiert. Die Leittechnikfunktionen, die in diesen Schränken ablaufen sind leittechnische Funktionen, vergleichbar mit den B1- und S3-Funktionen von Block 1. Weiterhin werden Funktionspläne vorgestellt, die den Signalpfad einer vergleichbaren leittechnischen Funktion in Block 2 zeigen. Der Aufbau der REALL, zusammengefasst in einem System, wurde zuletzt auch bei allen Konvoi-Anlagen vergleichbar realisiert.

Aufgrund des Ereignisses wurden nur innerhalb des Erfassungsmoduls SE056 Änderungen durchgeführt. Dort wurde hinter den Mittelwertbaustein (AVERAGE) ein Funktionsbaustein in den Signalpfad neu eingefügt [19]. Dieser Funktionsbaustein hat die Funktion, neben einer kurzzeitigen Verzögerung des Eingangssignals, bei einem anstehenden fehlerbehafteten Signal den Fehlerstatus abzustreifen. In der diesjährigen Revision wird dieser Baustein durch einen neuentwickelten Ersatzwert-Baustein ersetzt. Die LEFU H45 ist unverändert geblieben.

- b. Zum Nachweis, dass die Systemkonfiguration die Forderung nach Unabhängigkeit der Schutzbegrenzungen gegenüber der betrieblichen Leittechnik erfüllt, hat der Betreiber die Anforderungen aus KTA 3501 "Reaktorschutzsystem und Überwachungseinrichtungen des Sicherheitssystems" der technischen Realisierung gegenüber gestellt [19]. Allgemein gilt nach KTA 3501, Kapitel 4.11, dass Schutzbegrenzungen mit Ausnahme der Forderung nach zwei Anregekriterien nach der KTA 3501 auszuliegen sind.
- Die Forderung nach Redundanz (KTA 3501, 4.6 (1)) ist durch die vierkanalige TXS-Struktur erfüllt.
 - Anforderungen aus der KTA 3501 u. a. auch der Nachweis der Unabhängigkeit der Redundanzgruppen bei versagensauslösenden Ereignissen (4.6 (2)) bzgl. Ausfällen durch Kurzschlüsse, Unterbrechungen, Brände u. ä. (4.2.1 (a)) sowie aufgrund gemeinsamer Ursache (4.2.1 (b)) wurde im Rahmen des Genehmigungsverfahrens erbracht. Zu diesen Nachweisen zählen die Typ- und Eignungsüberprüfung und die im Rahmen der Ausführung durchgeführten Anlagenprüfungen.
 - Hinsichtlich Fehler bei Bedienung und Wartung durch das Personal (4.2.1 (c)) führte der Betreiber aus, dass die Vorgaben entsprechend den Regeln und Richtlinien in den betrieblichen Regelungen berücksichtigt sind. Auswirkungen von Fehlbedienungen treten erst bei Simulationen in mehr als einer Redundanz auf.
 - Zur Forderung nach Unabhängigkeit der Redundanzgruppen durch Entkopplung (4.6 (3)) führt der Betreiber aus, dass die Entkopplungsfunktion der einzelnen Redundanzgruppen zueinander im anlagenunabhängigen Systemtest nachgewiesen wurde. Er weist darauf

hin, dass die logische Entkopplung anlagenspezifisch betrachtet werden müsse und dabei besonders der Einsatz von fehlerstatussetzenden und fehlerstatusabstreifenden Funktionsbausteinen beachtet werden müsse. Die räumliche Trennung der Redundanzen ist realisiert (4.6. (4)).

- Die Forderung nach der Unabhängigkeit der Schutzbegrenzungen von betrieblichen Systemen (4.7 (2)) wurden im Rahmen der Konzept- und Ausführungsprüfungen nachgewiesen. Durch das in GKN-1 realisierte Vorrangprinzip wird die Forderung nach dem Vorrang von Schutzaktionen vor betrieblichen Signalen erfüllt.
- Die Forderung aus KTA 3501, 4.14, dass Fehler bei Handeingriffen durch schaltungstechnische Maßnahmen, Meldeeinrichtungen und administrative Anweisungen für Bedienung und Instandhaltung vorzubeugen ist, wurde im Genehmigungsverfahren behandelt und nachgewiesen.

Zum Aspekt der Klassifizierung der leittechnischen Funktionen in der Reaktorleistungsregelung und -begrenzung in Bezug auf die Forderung gemäß KTA 3501 (4.11 (2), 4.7 (2)) nach Unabhängigkeit der Sicherheitsleittechnik gegenüber der Betriebsleittechnik, führte der Betreiber aus, dass bei der Realisierung in GNK-1 ausgehend von der verfahrenstechnischen Aufgabenstellung her alle Funktionen, die die Reaktorleistungsregelung und -begrenzung (REALL) betreffen, funktional zusammengefasst und im TXS-System realisiert wurden. Durch dieses Vorgehen - leittechnische Funktionen, die verfahrenstechnisch zusammen gehören, zusammenzufassen - wurde die Anzahl der Schnittstellen reduziert und dem Gebot der Einfachheit Rechnung getragen. Zur Vermeidung von weiteren Schnittstellen wurde die LEFU H45, die als B1-Funktion klassifiziert wurde, in TXS realisiert. Es bestehen keine Unterschiede in der Gerätetechnik sowie bzgl. Qualifizierung und Nachweisführung gegenüber einer S3-Funktion. Innerhalb des TXS-Systems wird keine Unterscheidung hinsichtlich Qualität, Prüfung und Instandhaltung getroffen.

Der Betreiber erläuterte hierzu, dass die Strukturierung so durchgeführt wurde, dass das System entsprechend der verfahrenstechnischen Aufgabenstellung einfach und mit wenigen Schnittstellen aufgebaut werden konnte.

Die Aufsichtsbehörde bestätigte, dass in der Änderungsgenehmigung enthalten ist, dass die Ausführung der LEFU H45 in TXS erfolgen soll.

Der Gutachter ergänzte, dass alle LEFU's des TXS-Systems (B1 oder S3) in der gleichen Qualität aufgebaut wurden. Die zunächst in einer Machbarkeitsstudie durchgeführte Klassifizierung der LEFU's hatte die Zielsetzung die Darstellung einfacher zu gestalten. Mit Beantragung wurden die detaillierteren Funktionspläne, die neben den LEFU's weitere Module und Submodule enthielten, vorgelegt. Aus Sicht des Gutachters stand bereits zu Beginn des Projekts fest, dass das gesamte System einheitlich und nach den gleichen Anforderungen ausgelegt und behandelt werden müsse. Seit Implementierung der REALL 1998 wurden Optimierungen des Systems durchgeführt. Das System ist einheitlich qualifiziert wie S3 und alle Änderungen, einschließlich Dokumentation, Prüfungen sowie Einsatz von Werkzeugen wird in der gleichen Qualität behandelt. Eine Klassifizierung innerhalb des TXS-Systems

werde nicht vorgenommen, sondern das System wird nach einheitlichen Maßstäben nach den höchsten Anforderungen von S3, entsprechend nach KTA 3501 "Schutzbegrenzungen" vorgenommen. Die Anforderungen hinsichtlich Unabhängigkeit der TXS-REALL von anderen Sicherheitsebenen sei gegeben.

- c. Der Betreiber stellte die durchgeführten ergonomischen Verbesserungen der Systemunterlagen im Einzelnen [19] dar. So wurde der Bericht "Aufgabenstellung für die Reaktorleistungs-Leittechnik" um einen Absatz mit Hinweisen auf die Fehlerstatusverarbeitung, Fehlerabstreif- und Fehlersetz-Bausteinen und die Forderung zur Vorabklärung des Verhaltens der Schaltung beim Setzen mehrerer Fehlerstati ergänzt. Weiterhin wurde die Fachanweisung "Einstellung von Parametern mit der TXS-Service-Station" im Kapitel "Vorbereitung und Hilfsmittel" um den Punkt: "Prüfung auf Fortpflanzung und Auswirkung des Fehlerbits bei mehrkanaligen Simulationen" erweitert. Außerdem wurde bei dieser Fachanweisung bei den Detailbeschreibungen der Nullaufschaltungs-Parameter die Reihenfolge der Vorgehensweise geändert. Zuerst ist die Auswirkung des Fehlerstatus zu prüfen. Das TXS-Handbuch "Funktionsbausteine Version 2.30" wurde um das Kapitel Statusverarbeitung, in dem der Signalstatus sowie die aktive und passive Statusverarbeitung erläutert ist, ergänzt. Außerdem erfolgt in dem Handbuch die Auflistung aller Funktionsbausteine, die zum Einen aktiv (also auch ohne Fehler am Eingang) einen Fehlerstatus setzen können (mit Setz-Bedingungen), die zum anderen als Fehlerausbreitungsbarriere eingesetzt werden können (mit Fehlerstatusbehandlung) und diejenigen mit passiver Statusverarbeitung.

Abschließend wurde vom Betreiber festgestellt:

Durch die Änderungsmaßnahmen, die aufgrund des Ereignisses durchgeführt wurden, sind zukünftig vorgesehene Simulationen zum Austausch eines Gliederzugs während des Leistungsbetriebs ohne unzulässige Auswirkungen auf die Anlage möglich. Die dazu erforderlichen schaltungstechnischen Maßnahmen wurden durch den Einbau von Fehlerabstreifbausteinen realisiert.

Die vorhandenen Meldeeinrichtungen des Systems, die Meldung von Simuliereingriffen durch Betätigung des Schlüsselschalters, die interne Signalüberwachung des Systems durch Redundanzvergleich und die Beobachtbarkeit während des Simuliertvorganges über das Servicegeräts brauchen nicht geändert zu werden. Die administrativen Maßnahmen wurden durch Überarbeitung der verfahrenstechnischen Aufgabenstellung, der Fachanweisungen und des Systemhandbuches in Bezug auf die TXS-spezifischen Merkmale der Signalstatusverarbeitung ergänzt [19].

Der Gutachter bezeichnete die Aussagen des Betreibers als in allen Punkten zutreffend.

3. Sicherheitstechnischer Hintergrund

Die GRS kommt in ihrer Weiterleitungsnachricht [12] zu dem Ergebnis, dass Qualitätssicherungsmaßnahmen bei der Projektierung und bei der Planung der Simulation, die auf der Sicherheitsebene 1 einen ungestörten Betrieb sicherstellen sollen, in ihrer Wirksamkeit eingeschränkt waren.

Im vorliegenden Fall gab es ein Ereignis der Sicherheitsebene 2 mit Anforderung der

zugehörigen Begrenzungseinrichtungen mit digitaler Leittechnik. Diese war teilweise unwirksam. U. a. waren für 14 Minuten die sicherheitstechnisch wichtigen Schutzbegrenzungen zur Vermeidung überhöhter Leistungsdichten und zur Verhinderung unzulässiger Brennstabhüllen-Belastungen ausgefallen.

Zur Störfallbeherrschung stand die Sicherheitsebene 3 mit Reaktorschutzsystem uneingeschränkt zur Verfügung. Bei dem Ereignis hat die Anlage auslegungsgemäß reagiert. Durch die für das Ereignis günstige Ausgangssituation (Streckbetrieb bei 93 % der Reaktornennleistung) wurden keine Grenzwerte des Reaktorschutzsystems erreicht. Bei einem Betrieb mit Reaktornennleistung muss in solchen Fällen mit einer automatischen Reaktorschnellabschaltung durch das Reaktorschutzsystem gerechnet werden.

Nach Ansicht der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde, dem Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg [7] hatte das Ereignis nur eine geringe sicherheitstechnische Bedeutung, da das Reaktorschutzsystem zur Abschaltung des Reaktors jederzeit uneingeschränkt (automatisch und manuell) zur Verfügung stand.

Das Ereignis wurde nach der Atomrechtlichen Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung (AtSMV) in die Kategorie N 2.1.1 eingestuft. Nach der internationalen Bewertungsskala wurde das Ereignis wegen der übergeordneten Bedeutung "Nichtverfügbarkeit der Stabsteuerung von Hand/Regelungen/Begrenzungen" in INES 1 eingestuft [2].

4. Bewertungsmaßstäbe

Die Bewertungen beruhen auf:

- RSK-Leitlinien für Druckwasserreaktoren, Kapitel 7 "Elektrische Einrichtungen des Sicherheitssystems und der anderen Systeme mit sicherheitstechnischer Bedeutung", Bekanntmachungen vom 7. August 1996 im Bundesanzeiger Nummer 158 a und vom 29. Oktober 1996 im Bundesanzeiger Nummer 214
- KTA 3501 "Reaktorschutzsystem und Überwachungseinrichtungen des Sicherheitssystems", Fassung Juni 1985
- KTA 1401 "Allgemeine Forderungen an die Qualitätssicherung", Fassung Juni 1996

Im GKN-1 wurde 1998 mit Änderungsgenehmigung 038/95 die betroffene Reaktor-Leistungs-Begrenzung von einer festverdrahteten auf die digitale Leittechnik TELEPERM XS (TXS) umgerüstet. Betroffen waren Leittechnik-Funktionen der Kategorien 2 und 3 gemäß RSK-Leitlinien.

5. Erkenntnismittel

Als Erkenntnismittel haben die in der Anhörung von der GRS in der 131. und 136. Sitzung, des Betreibers und Gutachters im Beisein der zuständigen Aufsichtsbehörde in der 131. und 138. Sitzung vorgelegten Berichte zugrunde gelegen.

Die vollständige Liste der Beratungsunterlagen ist im Anhang aufgeführt.

6. Sicherheitstechnische Bewertung des Sachverhalts

Im Rahmen eines Instandhaltungsvorgangs mit Simulierungsmaßnahmen in den Regelungs- und Begrenzungseinrichtungen zum Austausch eines von insgesamt vier Excore-Gliederzügen kam es zu dem Vorkommnis in GKN-1.

Im Einzelnen kommt die RSK auf Grund der Beratungen zu folgenden Ergebnissen:

- Die RSK stellt als Ursache des Ereignisses zum Einen eine unvollständige Spezifikation der Aufgabenstellung des TXS-Systems bzgl. des Austauschs des Gliederzuges und zum Anderen eine unzureichende Planung der Instandhaltungsmaßnahme fest. Die den Simulationen zugrunde gelegten Planungsunterlagen enthielten die Zusammenhänge nicht in ausreichender Klarheit, so dass bei der Simulation die Auswirkung der Ausbreitung der "ungültig markierten Signale" nicht erkannt wurde.
- Das Leittechnik-System TXS hat sich spezifikationsgerecht verhalten. Die Auswirkung der Simulation auf das System hätte auf dem Servicegerät nachvollzogen werden können. Diese Funktionalität des TXS-Systems wurde bei der Planung und Durchführung der Simulation nicht genutzt.
- Der Eingriff der Simulationen erfolgte im Modul SE056, welches nach der in GKN-1 angewendeten Klassifizierung in S3 eingestuft ist. Dieser Eingriff war ursächlich für das Ereignis. Die Signalweiterleitung bis zu den Stellgliedern erfolgte über Module gleicher Qualitätsmerkmale.

An dem Ereignis beteiligt waren mehrere LEFU's der Kategorien S3 und B1 (entsprechend der Klassifizierung in GKN-1). Die unterschiedliche Einstufung von LEFU's der REALL folgt der verfahrenstechnischen Aufgabenstellung, wobei die Qualitätsmerkmale der Auslegung aller beteiligten LEFU's die Anforderungen der Klassifizierungsstufe S3 erfüllen. Das betrifft auch die in B1 eingestufte LEFU H45. Die LEFU H45 ist in einen Signalfluss eingefügt, in dem höherwertige LEFU's (S3) eingebaut sind. Damit wurde auch für diese LEFU die höherwertige Ausführung gemäß RSK-Leitlinien notwendig. Im vorliegenden Fall wurde dementsprechend vorgegangen.

- Änderungs- und Instandhaltungsmaßnahmen werden innerhalb der REALL entsprechend den Anforderungen an S3-Funktionen durchgeführt.
- Die Anforderung hinsichtlich Unabhängigkeit der Reaktorleistungsregelung und -begrenzung von der betrieblichen Leittechnik sieht die RSK unter Zugrundelegung der in GKN-1 angewandten Kategorisierung als erfüllt an.
- In den TXS-spezifischen Unterlagen zur Beschreibung der Funktionsbausteine und in den anlagenspezifischen Unterlagen der Funktionspläne und der leittechnischen Fachanweisung wurden als Maßnahme gegen Wiederholung vergleichbarer Ereignisse die erforderlichen Hinweise zur Fehlerbitthematik aufgenommen. Die vom Betreiber durchgeführten ergonomischen Verbesserungen der Systemunterlagen sind angemessen.

7. Zusammenfassung und Empfehlungen

Zusammenfassend zeigen die Beratungen, dass das Ereignis in GKN-1 durch eine unvollständige Spezifikation der verfahrenstechnischen Aufgabenstellung bezüglich des Austausches des Gliederzuges und eine unzureichende Planung der Instandhaltungsmaßnahme verursacht wurde. Die der Instandhaltungsmaßnahme zugrunde gelegten Unterlagen waren nicht geeignet, die Zusammenhänge ausreichend deutlich darzustellen. Hierzu wurden entsprechende Maßnahmen durch den Betreiber ergriffen, die insgesamt als geeignet anzusehen sind eine Wiederholung vergleichbarer Ereignisse zu vermeiden.

Das Leittechniksystem TXS hat sich spezifikationsgerecht verhalten, wobei bei der Planung und Durchführung der Instandhaltungsmaßnahme nicht alle Möglichkeiten der Überwachung ausgenutzt wurden. Für die Kategorisierung der Funktionen der digitalen Leittechnik in GKN-1 wurde eine Systematik verwendet, die nicht mit den aktuellen Definitionen in den RSK-Leitlinien übereinstimmt, die aber grundsätzlich den erforderlichen Qualitätsmerkmalen Rechnung trägt.

Aus den Beratungen leitet die RSK folgende Empfehlungen ab:

- Im Rahmen von Änderungen oder Erweiterungen leittechnischer Einrichtungen sind die Kategorisierungen gemäß der RSK-Leitlinien grundsätzlich anzuwenden. Werden Änderungen oder Erweiterungen in Systemen, die nicht nach RSK-Leitlinien klassifiziert sind, vorgenommen, so ist eine Betrachtung hinsichtlich der Einhaltung der adäquaten Qualitätsmerkmale des Gesamtsystems vorzunehmen.
- Für alle Instandhaltungen an Einrichtungen mit digitaler Leittechnik sollte geprüft werden, ob diese Maßnahmen im Rahmen der Systemprüfungen berücksichtigt und qualitätsgesichert nachgewiesen wurden. Bei der Fehlersuche bzw. Fehlerbeseitigung ist wie bei allen Instandhaltungsvorgängen nach den qualitätsgesicherten Regelungen der Instandhaltungsordnung vorzugehen. Die vorhandenen Möglichkeiten bei digitalen Systemen zur Kontrolle der Signalverarbeitung (z. B. durch Simulationen auf dem Service-Gerät) sind sowohl im Rahmen der Planung als auch der Durchführung auszuschöpfen und zu reglementieren.
- Unabhängig von den durchgeführten Ergänzungen der Dokumentation und den aufgrund des Ereignisses abgeleiteten Schulungsmaßnahmen für das Personal, sieht die RSK es als erforderlich an, im Hinblick auf besondere Eigenschaften digitaler Leittechniksysteme (z. B. Möglichkeiten der Fehlerstatusverarbeitung) der Pflege der Dokumentation und der Personalschulung besonderen Stellenwert einzuräumen.

Die RSK beabsichtigt, die Betriebserfahrungen mit digitaler Leittechnik zyklisch zu beraten. Hierzu zählen auch Instandsetzungsvorgänge, Dokumentation und Personalschulung.

Verwendete Unterlagen

- [1] GRS, Kurzstellungnahme zu einem meldepflichtigen Ereignis Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf im Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar, Block 1, am 10.05.2000 GRS-B60, Ple-Hes/Fam, 04.07.2000
- [2] Schreiben des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg an das BMU vom 18.05.2000, Az.: 73-4651.31-20.1/2-2000 einschließlich Anlage: Meldeformular der GKN GmbH zum Meldepflichtigen Ereignis Nr. 2/2000 in der Anlage GKN I vom 11.05.2000
- [3] Schreiben des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg an das BMU vom 02.06.2000, Az.: 73-4651.31-20.1/2-2000 einschließlich Anlage: Stellungnahme der TÜV Energie- und Systemtechnik GmbH Baden-Württemberg vom 22.05.2000; ETL2 FIL-57/00
- [4] Schreiben des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg an das BMU vom 27.06.2000, Az.: 73-4651.31-20.1/2-2000 einschließlich Anlage: Schreiben der GKN GmbH vom 14.06.2000; B3/Czegan/krn mit Siemens Arbeitsbericht KWU NLL 4/2000/050a vom 31.05.2000
- [5] Schreiben des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg an das BMU vom 05.07.2000, Az.: 73-4651.31-20.1/2-2000 einschließlich Anlage: Stellungnahme der TÜV Energie- und Systemtechnik GmbH Baden-Württemberg vom 19.06.2000; FIL- ETL2-00-0066
- [6] Schreiben des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg an das BMU vom 03.08.2000, Az.: 73-4651.31-20.1/2-2000 einschließlich Anlage: Schreiben der GKN GmbH vom 21.07.2000; B1/Schäfer
- [7] Schreiben des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg an das BMU vom 10.08.2000, Az.: 73-4651.31-20.1/2-2000 einschließlich Anlagen: Vorkommnis-Bericht der GKN GmbH, ZS-VO1a/00 vom 21.07.2000 Information des Ministeriums für Umwelt und Verkehr vom 21.07.2000, Az.: 73-4651.31-20.1/2-2000
- [8] GKN, Foliensatz "Fehlerhafte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf" TELEPERM XS, GKN L TB I/ereignis/000510yt/folien/folien.dsf

- [9] TÜV Energie- und Systemtechnik GmbH Baden-Württemberg, Foliensatz "130. Sitzung des RSK-Ausschusses EE 9.1 - Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf im GKN-1 am 10.05.2000" Bericht des Gutachters, 05.09.00
- [10] GRS, Foliensatz GKN-1, ME 02/00 am 10. Mai 2000 (TELEPERM XS) RSK-A.EE, 130. Sitzung am 06.09.00, TOP 9.1, GRS-6011-ple
- [11] GRS, Foliensatz, Ergänzung zum Bericht auf der 130. Sitzung GKN-1, ME 2000/030 am 10. Mai 2000 (TELEPERM XS) RSK-Ausschuss ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN, 131. Sitzung am 04.10.2000 in Bonn TOP 6, GRS-6011 H. Pleger
- [12] GRS, Weiterleitungsnachricht zu meldepflichtigen Ereignissen in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland (WLN 2000/13) Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf im Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar, Block 1, am 10.05.2000 GRS-B60, Ple-Hes/Hü, 18.10.2000
- [13] RSK-Information RSK337/5 vom 24.01.2001 WLN 2000/13 der GRS Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf im Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar, Block 1 (GKN-1) am 10.05.2000 Entwurf/STELLUNGNAHME
- [14] BMU, 134. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN Schreiben an die RSK-Geschäftsstelle, AG RS I4 - 17010/134. EE vom 07.03.2001
- [15] GRS, Stellungnahme zur RSK-Information Nr. RSK 337/5 vom 24.01.2001 Weiterleitungsnachricht der GRS 2000/13 Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf im Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar, Block 1 (GKN-1) am 10.05.2000 Entwurf/STELLUNGNAHME Fax vom 13.03.2001
- [16] BMU, 134. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN Schreiben der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH vom 22.02.2001 (Az.: rit-tug B60/KO/05652) Schreiben an die RSK-Geschäftsstelle, AG RS I4 - 17010/134. EE vom 16.03.2001
- [17] GKN, Foliensatz "Fehlerhafte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf" TELEPERM XS, GKN L TB
I/ereignis/000510yt/folien/RSK_230501/RSK3_q.dsf

[18] TÜV Energie- und Systemtechnik GmbH Baden-Württemberg, Foliensatz GKN-I-ME 02/00 vom 10.05.2000 "138. Sitzung des RSK-Ausschusses EE TOP 6 - Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf im GKN-1" Bericht des Gutachters, 22.05.2001

[19] GKN I - 138. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN
"Fehlerbedingte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Stabeinwurf"
Unterlagenübersendung Schreiben an die RSK-Geschäftsstelle, Az.:
B3/Fischer/krn138 vom 25.05.2001 einschließlich Anlage

[Zurück](#)

[Nach Oben](#)