



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen HSK  
Division principale de la sécurité des installations nucléaires DSN  
Divisione principale della sicurezza degli impianti nucleari DSN  
Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate HSK



## Der Störfall vom 25. Juli 2006 im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark1 und die Auswirkungen auf die Kernkraftwerke in der Schweiz



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

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

HSK-AN-6132

---

# **Der Störfall vom 25. Juli 2006 im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark 1 und die Auswirkungen auf die Kernkraftwerke in der Schweiz**

---

Februar 2007

**Herausgeber**

Hauptabteilung für die Sicherheit  
der Kernanlagen (HSK)

CH-5232 Villigen-HSK

Telefon ++41(0)56 310 38 11

Telefax ++41(0)56 310 39 95

**Zu beziehen bei**

Hauptabteilung für die Sicherheit  
der Kernanlagen (HSK)

Informationsdienst

CH-5232 Villigen-HSK

## Zusammenfassung

Am 25. Juli 2006 ereignete sich im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark 1 ein Störfall. Bei Wartungsarbeiten in der 400-kV-Freiluftschaltanlage ausserhalb der Kernanlage wurde durch nicht fachgerecht ausgeführte Arbeiten ein Kurzschluss ausgelöst. Der Kurzschluss führte zur Trennung des Kernkraftwerkes vom Hochspannungsnetz. Der Trennungsvorgang verursachte eine unerwartet hohe Spannungsspitze, die zum Ausfall von zwei der vier Stränge der Notstromversorgung und zum Ausfall der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerkes führte. Damit standen zur Störfallbeherrschung nur noch die von den intakten Strängen versorgten Komponenten der Sicherheitssysteme zur Verfügung. Die Kühlung des Reaktorkerns war trotz dieser Ausfälle weiterhin möglich, weil die Auslegung der Notstrom- und Sicherheitssysteme im Block 1 der Anlage Forsmark 4 x 50 % beträgt und somit eine 100-%-ige Kühlkapazität vorhanden war. Die vollständige Versorgung aller sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher konnte rund 22 Minuten nach Störfalleintritt durch manuelles Durchschalten des externen Netzes wieder hergestellt und die Anlage anschliessend in den kalt abgestellten Zustand normal abgefahren werden. Beim Störfall wurde keine Radioaktivität freigesetzt. Das Vorkommnis wurde von der schwedischen Aufsichtsbehörde auf Stufe 2 der 7-teiligen INES-Skala klassiert. Solche Vorkommnisse sind gekennzeichnet durch wesentliches Versagen von Sicherheitseinrichtungen, aber mit ausreichender Sicherheitsvorsorge, um selbst bei zusätzlichen Fehlern die Anlage noch sicher abzufahren.

Nach Vorliegen der ersten Informationen zum Störfall im August 2006 überprüfte die HSK umgehend die Übertragbarkeit des Ereignisses auf die schweizerischen Kernkraftwerke. Die Überprüfung zeigte, dass ein Störfallablauf, so wie er sich in Forsmark 1 ereignete, in den schweizerischen Kernkraftwerken nicht möglich ist. Der Grund liegt in der unterschiedlichen Auslegung der Notstromversorgung und der Schutzeinrichtungen gegen Überspannungseinwirkungen. Die nachfolgenden, detaillierten Abklärungen der HSK konzentrierten sich vor allem auf die Aspekte, die bei der Ereignisanalyse als bedeutsam identifiziert wurden. Dazu gehörten die Überprüfung von Vorkehrungen technischer und organisatorischer Art, welche in den schweizerischen Kernkraftwerken gegen die Folgen derartiger Störungen vorhanden sind und die Abklärung, welche Auswirkungen ein vergleichbarer Störfall in den Schweizer Anlagen gehabt hätte. Zudem wurde überprüft, ob und welche Massnahmen aus dem Störfall in Forsmark für die schweizerischen Kernkraftwerke abzuleiten sind. Zu diesem Zweck wurden Abklärungen zur elektrischen Energieversorgung und den diesbezüglichen Schutzmassnahmen und -einrichtungen, zur Vorgehensweise bei Änderungen von sicherheitstechnisch wichtigen elektrischen Ausrüstungen, zu Störfallvorschriften sowie zur Simulatorausbildung des Schichtpersonals vorgenommen. Zudem wurden die Betriebserfahrungen der schweizerischen Kernkraftwerke mit gleichartigen auslösenden Ereignissen bewertet.

Als Ergebnis dieser Überprüfungsmassnahmen kann festgestellt werden, dass in denjenigen Bereichen, die in Forsmark als Schwachstellen identifiziert wurden und die massgeblich zum komplexen Störfallablauf beitrugen, keine Lücken in den technischen und organisatorischen Vorkehrungen der schweizerischen Kernkraftwerke vorhanden sind. Das auslegungsgemässe Verhalten der schweizerischen Anlagen bei gleichartigen Störungen wurde schon mehrfach in der Praxis gezeigt. Damit konnten die Ergebnisse der Einschätzung vom August 2006 bestätigt werden.

Die HSK empfiehlt jedoch, bei der Simulatorausbildung des Schichtpersonals noch vermehrt Ausfälle von Redundanzen der Sicherheitssysteme oder der Energieversorgung und den Ausfall von Informationssystemen und Anzeigen im Kommandoraum zu schulen. Im Weiteren erwartet sie, dass für die Auswertung von Vorkommnissen und Betriebserfahrungen in ausländischen Anlagen alle Betreiber von schweizerischen Kernkraftwerken die dafür notwendigen Ressourcen bereitstellen.

## Résumé

Un incident est survenu le 25 juillet 2006 dans la tranche 1 de la centrale nucléaire suédoise de Forsmark, équipée d'un réacteur à eau bouillante. Des travaux de maintenance effectués de façon inappropriée dans la sous-station de 400 kV externe à la centrale ont alors causé un court-circuit, suite auquel la centrale a été déconnectée du réseau haute tension. Une surtension d'une amplitude inattendue intervenue au cours de cette séparation provoqua l'échec du passage en îlotage, et de là l'interruption de l'alimentation interne des équipements nécessaires à l'exploitation de la centrale, ainsi qu'à la perte de deux des quatre jeux de barres secourues, disposant chacun d'un groupe électrogène. Ainsi seuls les équipements importants pour la sûreté alimentés par les jeux de barres encore intacts pouvaient contribuer à la maîtrise de l'incident. Le refroidissement du réacteur restait assuré malgré ces défaillances de l'alimentation électrique puisque, conformément à la conception de la tranche 1 de la centrale de Forsmark reposant sur quatre voies de sûreté (4 x 50 %) avec pour chacune d'elles une alimentation électrique secourue, une capacité de refroidissement de 100 % demeurait disponible. L'alimentation électrique de tous les équipements importants pour la sûreté a pu être rétablie près de 22 minutes après le début de l'incident en raccordant manuellement le système de distribution interne de la centrale au réseau auxiliaire externe. Par la suite, la mise à l'arrêt froid du réacteur se déroula normalement. Cet incident n'a pas occasionné de rejets radioactifs. L'Autorité de sûreté suédoise a classé l'incident au niveau 2 de l'échelle INES qui en compte 7. Sont classés à ce niveau les incidents assortis de défaillances importantes d'équipements de sûreté, tout en tenant compte que les dispositions prises sont suffisantes pour maîtriser un cumul de défaillances.

Dès qu'elle a été en possession en août 2006 des premières informations concernant cet incident, la DSN a engagé immédiatement une analyse pour déterminer si son déroulement pouvait être reporté sur les centrales nucléaires suisses. Elle en tira la conclusion que le cours d'un incident tel celui survenu à Forsmark n'y serait pas reproductible. Ceci en raison de conceptions différentes de l'alimentation électrique secourue et des dispositifs de protection contre les surtensions. La DSN a ensuite entrepris un examen plus approfondi des aspects de l'analyse de l'incident qui lui ont paru les plus significatifs. Parmi eux figurent les dispositions de nature technique et organisationnelle prises dans les centrales nucléaires suisses pour se prémunir contre de telles défaillances et leurs conséquences ainsi que l'impact qu'un incident comparable pourrait avoir. En outre, il s'agissait d'examiner quels enseignements pouvaient être tirés de l'incident à Forsmark, si des mesures devaient en découler pour les centrales nucléaires suisses et auquel cas, lesquelles. Ces investigations portèrent notamment sur l'alimentation et la distribution électriques, leurs dispositifs de protection, le processus de modification d'équipements électriques avec enjeu de sûreté, les procédures de gestion des incidents et la formation du personnel de conduite sur simulateur. Enfin, le retour d'expérience lors d'incidents d'origine comparable dans les centrales nucléaires suisses a également été jugé.

Il résulte de ce réexamen qu'aucune lacune n'a été constatée parmi les dispositions techniques et organisationnelles implantées dans les centrales nucléaires suisses et ceci dans aucun des domaines où des points faibles ayant contribué de manière déterminante à la complexité du déroulement de l'incident à Forsmark ont été identifiés. Lors de perturbations d'origine comparable dans le passé, il a été maintes fois démontré que les centrales nucléaires suisses se comportent conformément aux règles de leur conception. Cette conclusion confirme les résultats préliminaires de l'évaluation faite par la DSN en août 2006.

### III

La DSN recommande cependant que le cumul de pertes de voies redondantes des systèmes de sûreté ou de l'alimentation électrique ainsi que le cumul de défaillances de systèmes d'information numériques et d'indicateurs en salle de commande soient exercés de façon accrue lors de la formation du personnel de conduite sur simulateur. D'autre part elle attend des exploitants des centrales nucléaires suisses qu'ils consacrent les ressources nécessaires à l'évaluation de l'expérience d'exploitation et des événements survenus dans les centrales à l'étranger.

## **Summary**

An event took place in the Swedish boiling water reactor (BWR) nuclear power plant (NPP) Forsmark 1 on the 25. July 2006. Due to work being inappropriately carried out while servicing the 400 kV external switchyard, a short circuit occurred. The short circuit led to a separation of the NPP from the high voltage grid. The separation caused an unexpectedly high voltage spike which, in turn, led to the loss of two of the four trains of the emergency power supply, as well as to the failure of the houseload power supply. Accordingly, for controlling the event, there were available only the remaining intact supply lines to the components in the safety systems. Cooling of the reactor core of Unit 1 of Forsmark was always possible, despite the loss of the two lines, because the design of the emergency and safety systems (4X50%) are such that 100% cooling capacity was thus available. The full power supply for all technical safety relevant requirements could be re-established about 22 minutes after the event, through manual switching of the external grid, and the plant could be brought into a stable and safe condition. No radioactivity was released during the event. The Swedish regulator classed the event as being INES 2 on the 0-7 INES scale. Such events are characterized mainly by failure of safety systems, but with sufficient provision of safety in order to be able to deal with additional problems.

After immediate measures had been taken by the HSK, based on the initial information received about the event in August 2006, namely to see whether a similar occurrence was at all possible in the Swiss nuclear power plants, the HSK then checked in detail, on the basis of the preliminary report from the Swedish regulator, those aspects which had been identified through the event analysis as being significant. Above all, it was checked to see which technical and organizational measures were in place in the Swiss plants in order to deal with consequences of similar types of events and what the consequences would have been if a similar event had happened. Furthermore, it was checked to see if any measures taken in Forsmark 1 could be applied to Swiss NPPs. For this, investigations were made concerning: the electrical power supply and its relevant protection measures; the approach to use concerning changes to safety-relevant electrical equipment; the emergency operating procedures, as well as for the simulator training of the shift personnel. Furthermore, the operational experiences of the Swiss nuclear power plants with similar events were evaluated.

As a result of these investigations, it can be stated that, compared to those areas in Forsmark 1, which were identified as weak spots and which had contributed significantly to the complex run of events, there are no gaps in the technical and organizational measures in the Swiss nuclear power plants. The Swiss plant's behaviour (according to design under similar events) has been confirmed many times in practice. Accordingly, the results of the assessment from August 2006 can be confirmed.

The HSK recommends, however, that when training shift personnel on the simulator, additional losses of redundancies of safety systems or of the power supply, as well as the loss of information systems and signals in the control room, should also be trained periodically. Furthermore, the HSK expects that the necessary resources are made available from the operators of the Swiss nuclear power plants in order that events and operational experiences in foreign plants can be evaluated.

# Inhaltsverzeichnis

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Einleitung</b> .....  | <b>1</b>  |
| <b>2</b> | <b>Beschreibung des Störfallablaufs</b> .....  | <b>2</b>  |
| 2.1      | Das Kernkraftwerk Forsmark 1   | 2         |
| 2.2      | Zusammenfassende Beschreibung des Störfallablaufes   | 5         |
| 2.3      | Detaillierte Beschreibung des Störfallablaufes   | 7         |
| 2.4      | Auswirkungen der Komponentenausfälle auf die Anlagesicherheit  | 12        |
| 2.5      | Erkenntnisse aus dem Störfall  | 14        |
| 2.6      | Massnahmen für die Wiederinbetriebnahme von Forsmark 1   | 14        |
| <b>3</b> | <b>Aufbau der Stromversorgung in den Schweizer Kernanlagen</b> .....                                     | <b>16</b> |
| 3.1      | Schutz vor Überspannung  | 16        |
| 3.2      | Schutzeinrichtungen und Begrenzung von Überspannungseinflüssen   | 20        |
| 3.3      | Erfahrungen aus Vorkommnissen in schweizerischen Kernkraftwerken   | 25        |
| 3.4      | Bewertung  | 27        |
| 3.5      | Änderungsmanagement  | 28        |
| <b>4</b> | <b>Bewertung der Störfallabläufe in den Schweizer Kernanlagen beim Ausfall des externen Netzes</b> ..... | <b>30</b> |
| 4.1      | Deterministische Störfallanalysen  | 30        |
| 4.2      | Probabilistische Betrachtungen   | 34        |
| 4.3      | Störfall- bzw. Notfallvorschriften, SAMG und Notfallreglement  | 35        |
| 4.4      | Auswertung von in- und ausländischen Störfällen / Austausch der Betriebserfahrung                        | 36        |
| <b>5</b> | <b>Aufgaben des Betriebspersonals bei Ausfällen der Notstromversorgung</b> .....                         | <b>38</b> |
| 5.1      | Sicherheitskonzept in Bezug auf die Bedienung der Anlage   | 38        |
| 5.2      | In der Anlageauslegung berücksichtigte menschliche Handlungen in Bezug auf Störfälle                     | 38        |
| 5.3      | Ausbildung des Kommandoraumpersonals in Schweizer Kernkraftwerken  | 39        |
| <b>6</b> | <b>Lehren aus dem Störfall in Forsmark</b> .....   | <b>47</b> |
| 6.1      | Was lernen wir aus dem Forsmark-Störfall?  | 47        |
| 6.2      | Auswirkung auf das Regelwerk   | 48        |
| <b>7</b> | <b>Zusammenfassung und Empfehlungen für die Werke</b> .....  | <b>49</b> |
| 7.1      | Empfehlungen   | 50        |
|          | <b>Anhang: Die INES-Skala</b> .....  | <b>51</b> |
|          | <b>Abkürzungen und Begriffsbestimmungen</b> .....  | <b>52</b> |
|          | <b>Referenzen</b> .....  | <b>54</b> |
|          | <b>Beilagen 1 - 4: Aufbau der Stromversorgung in den schweizerischen Kernkraftwerken</b>                 |           |





# 1 Einleitung

Am 25. Juli 2006 ereignete sich im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark 1 ein Störfall. Bei Unterhaltsarbeiten in der 400-kV-Hochspannungsschaltanlage ausserhalb der Kernanlage wurde durch nicht fachgerecht durchgeführte Arbeiten ein Kurzschluss ausgelöst. Der Kurzschluss führte zur Trennung des Kernkraftwerkes vom Hochspannungsnetz. Der Trennungsvorgang verursachte eine unerwartet hohe Spannungsspitze, die zum Ausfall von zwei der vier Stränge dessen Notstromversorgung führte. Da im Störfallverlauf auch die Eigenbedarfsversorgung des Kraftwerksblockes ausfiel, standen zur Störfallbeherrschung nur zwei Stränge der Notstromversorgung sowie die von diesen Strängen versorgten Komponenten der Sicherheitssysteme zur Verfügung. Weil die Auslegung der Notstrom- und Sicherheitssysteme im Block 1 der Anlage Forsmark 4 x 50 % beträgt, war die Kühlung des Reaktorkerns und das Abfahren der Anlage in einen sicheren Zustand trotzdem ohne Einschränkungen möglich. Die vollständige Versorgung aller sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher konnte rund 22 Minuten nach Störfalleintritt durch manuelles Durchschalten des externen Netzes wieder hergestellt werden. Das Vorkommnis, das mit keiner Freisetzung von Radioaktivität verbunden war, wurde von der schwedischen Aufsichtsbehörde SKI auf Stufe 2 der 7-teiligen INES-Skala (siehe Anhang) klassiert.

Die HSK hatte bereits wenige Tage nach dem Vorkommnis den Sachverhalt auf der Basis der bis dahin vorliegenden Fakten intern untersucht und die Betreiber der schweizerischen Kernkraftwerke am 14. August 2006 zu einer Stellungnahme zum Ereignis aufgefordert, in der das Anlageverhalten bei Ausfall der externen Spannungsversorgung und dessen Auswirkungen auf sicherheitstechnisch wichtige Komponenten darzulegen waren. Die Fragen zur Übertragbarkeit des Vorkommnisses auf die Schweizer Kernkraftwerke wurden von den Werken per Ende August 2006 beantwortet.

Die gewonnenen Erkenntnisse zum Störfall wurden den Mitgliedern der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) am 5. September 2006 von der HSK präsentiert. Auf der Basis der Ergebnisse einer ersten Überprüfung konnte aufgezeigt werden, dass keine zu Forsmark vergleichbare Mängel in der Notstromversorgung und im Überspannungsschutz bestehen und dass kein unmittelbarer Handlungsbedarf in den schweizerischen Kernkraftwerken gegeben ist. Des Weiteren wurde der UREK-N zugesagt, dass die HSK nach Vorliegen des Schlussberichtes der SKI einen detaillierten Bericht zum Störfall erstellt.

In der Zwischenzeit hat die HSK weitere Untersuchungen zum Störfallablauf in der Anlage Forsmark 1 und dessen Auswirkungen auf die schweizerischen Kernkraftwerke vorgenommen. Überprüft wurden insbesondere die Spannungsversorgung und die diesbezüglichen Schutzmassnahmen sowie die Simulatorenausbildung des Schichtpersonals in den schweizerischen Kernkraftwerken. Im Kapitel 2 des vorliegenden Berichtes werden der Störfallablauf und seine Auswirkungen auf die Anlagesicherheit detailliert beschrieben. Im Kapitel 3 werden die in den Schweizer Kernkraftwerken installierten Schutzeinrichtungen gegen Überspannungseinflüsse, die Erfahrungen mit gleichartigen auslösenden Ereignissen und das Vorgehen bei Änderungen an Komponenten im elektrotechnischen Bereich dargelegt. Die Störfallabläufe, wie sie sich bei Ausfall des externen Netzes ergeben, sind im Kapitel 4 anlagespezifisch beschrieben. Zudem werden Ausfälle in der Notstromversorgung probabilistisch bewertet. Kapitel 5 behandelt die Rolle des Schichtpersonals bei Störfällen sowie die diesbezügliche Simulatorenausbildung. Lehren aus dem Störfall, die Zusammenfassung der Erkenntnisse sowie daraus abgeleitete Empfehlungen der HSK werden in den Kapiteln 6 und 7 dargestellt.

## 2 Beschreibung des Störfallablaufs

### 2.1 Das Kernkraftwerk Forsmark 1

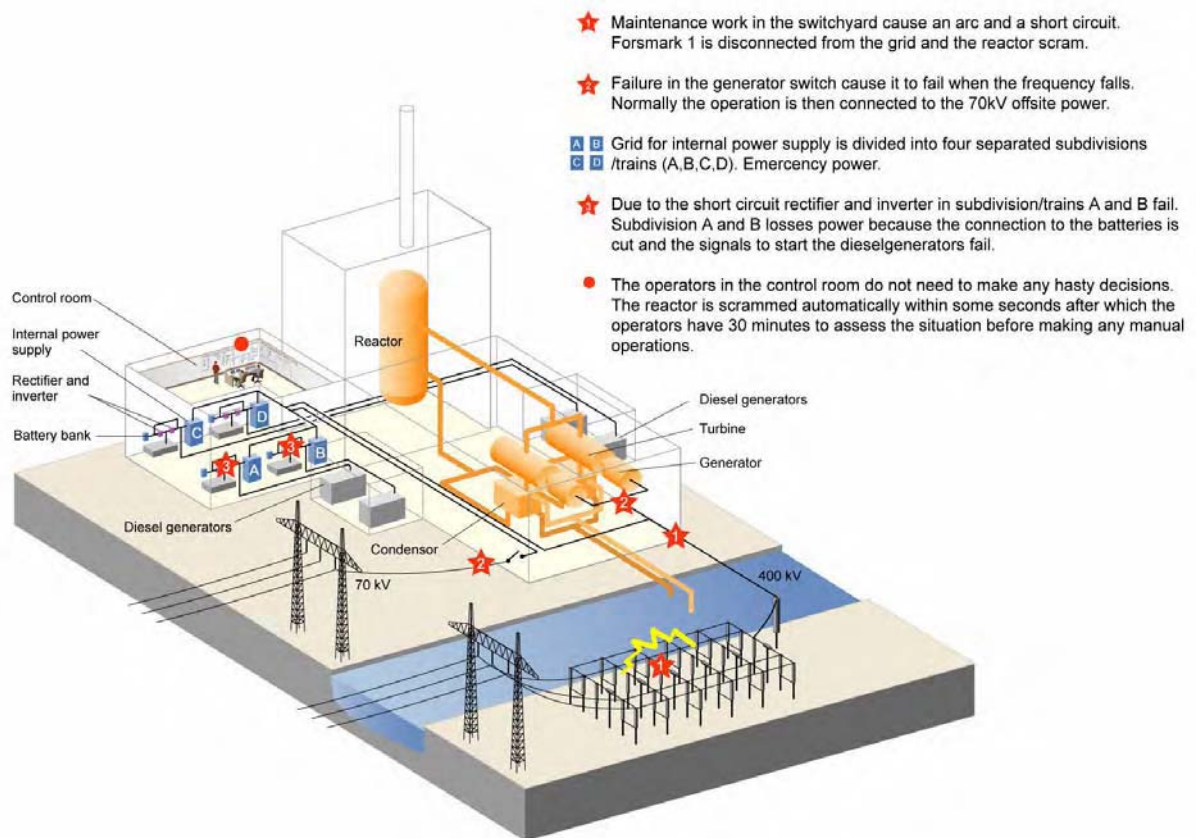
In Schweden werden zurzeit zehn Kernkraftwerke an drei Standorten betrieben. Es handelt sich dabei um die Anlagen Forsmark 1-3, Ringhals 1-4 und Oskarshamn 1-3. Forsmark und Oskarshamn liegen an der Ostküste, Ringhals an der Westküste Schwedens. Vom Typ her handelt es sich bei allen Anlagen um Leichtwasserreaktoren und zwar um drei Druckwasser- und sieben Siedewasserreaktoren. Ca. 50 % der Stromproduktion stammt in Schweden aus diesen Kernkraftwerken.

#### Kenndaten des Kernkraftwerks Forsmark 1:

- Eigentümerin: Forsmarks Kraftgrupp AB (Vattenfall 66 %, Mellansvensk Kraftgrupp 25,5 %, Sydkraft 8,5 %)
- Betreiberin: Vattenfall
- Reaktortyp: Siedewasserreaktor mit 676 Brennelementen und 2 Turbogeneratoren
- Leistung: 2928 MW thermisch, 1016 MW elektrisch (netto)
- Kühlung: Meerwasser
- Hersteller: Asea Atom (ABB), heute Westinghouse AB
- Inbetriebnahme: 10.12.1980



Abbildung 2.1-1: Kernkraftwerksanlage Forsmark mit drei Blöcken



|                        |  |
|------------------------|--|
| Reactor                | Reaktor  |
| Control room           | Hauptkommandoraum                                |
| Internal power supply  | Interne Stromversorgungseinrichtung (A-D)        |
| Rectifier and inverter | Gleich- und Wechselrichter                       |
| Battery bank           | Batterieanlage                                   |
| Diesel generators      | Dieseldgenerator (Notstrom)                      |
| Turbine                | Dampfturbine                                     |
| Generator              | Generator  |
| Condensor              | Kondensator                                      |
| 70kV                   | Hochspannungsanlage 70 kV (Fremdnetzeinspeigung) |
| 400kV                  | Hochspannungsanlage 400 kV                       |

Abb. 2.1-2: Schematische Darstellung des Kernkraftwerks Forsmark 1 mit Hinweisen zum Störfallablauf vom 25. Juli 2006 (Quelle: SKI)

Für das Verständnis des Störfallablaufs in Forsmark ist die Stromversorgung des Kernkraftwerks Forsmark 1 entscheidend. Nachfolgend wird dieser deshalb kurz beschrieben.

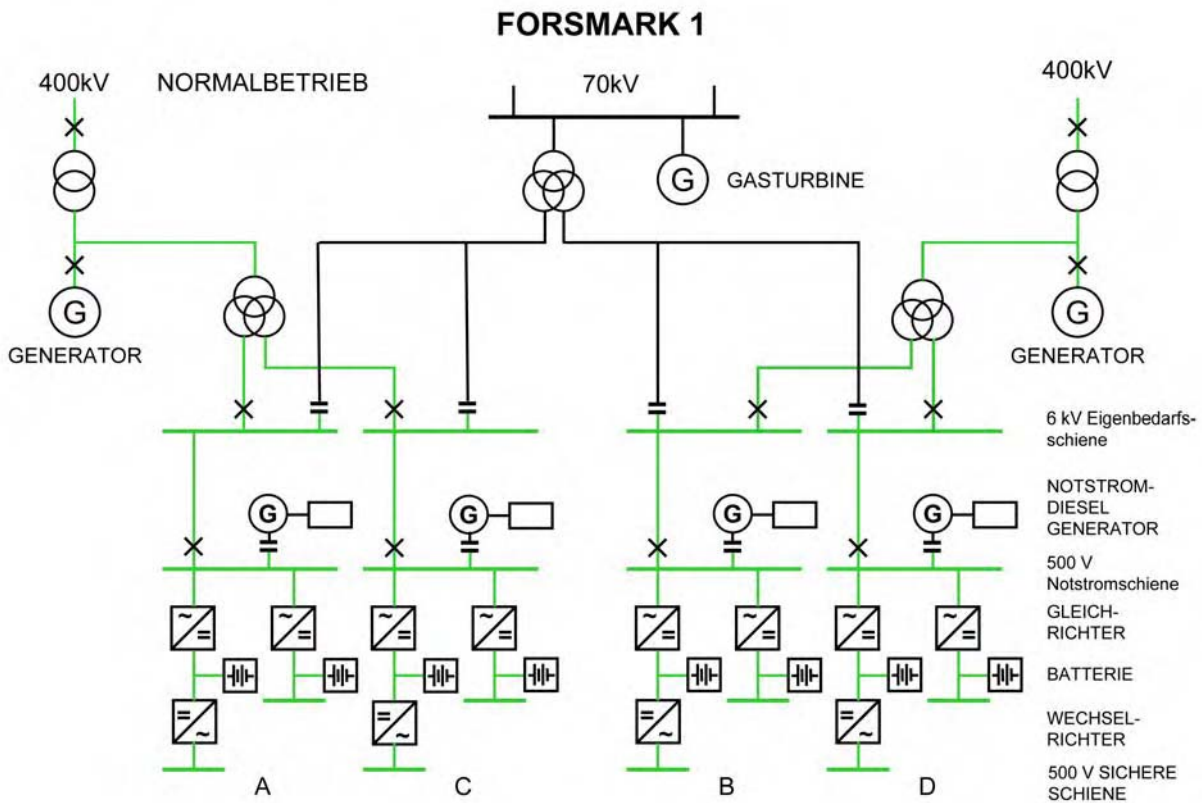


Abbildung 2.1-3: Elektrische Energieversorgung des KKW Forsmark 1

Die Abbildung 2.1-3 zeigt ein einpoliges Stromlaufbild der Anlage Forsmark mit der Anbindung zum Hochspannungsnetz (400 kV), der Verbindung zu einem Hochspannungsreservenetz (70 kV) mit zusätzlich angekoppeltem Gasturbinengenerator und die interne Stromverteilung. An dieser internen Stromverteilung sind alle Kraftwerkverbraucher (z. B. Motoren) angeschlossen. Man spricht hier von der so genannten Eigenbedarfsanlage. Die interne Verteilung ist gestaffelt und erfolgt auf verschiedenen Spannungsebenen. Das im Zusammenhang mit dem Vorkommnis hauptsächlich interessierende Notstromsystem der Anlage ist viersträngig (4 x 50 %) aufgebaut. Es umfasst die Redundanzen A bis D. Die unterbrechungsfreie Notstromversorgung für sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher wie z. B. Instrumentierung und Steuerung erfolgt über vier getrennte sichere Schienen, die je nach Verfügbarkeit von der 6-kV-Schiene, dem jeweils zugeordneten Notstromdieselmotor A bis D oder bei Gleichrichter-Ausfall über einen bestimmten Zeitraum von Batterien der entsprechenden Gleich-/Wechselrichter-Einheit (USV) versorgt werden können. Die batteriegestützten USV wurden von der AEG Power Supply Systems GmbH geliefert und 1993/94 im Rahmen einer Anlageänderung als Ersatz für die bis dahin eingesetzten rotierenden Umformer (sog. Motor/Generator-Sets) eingebaut. Generell kann gesagt werden, dass es bei Kernkraftwerken üblich ist, die Eigenbedarfsversorgung im Leistungsbetrieb von der Hauptturbine über den oder der Generator(en) sicherzustellen. Die Reservenetzeinspeisung dient der Eigenbedarfsversorgung der Anlage bei abgestelltem Kraftwerk und Nichtverfügbarkeit des Hauptnetzes sowie beim An- und Abfahren des Reaktors. Die bei Kernkraftwerken vorhandenen Notstromdieselmotoren dienen bei Ausfall der Eigenbedarfsschienen der Versorgung der Notstromschienen.

## 2.2 Zusammenfassende Beschreibung des Störfallablaufes

Der am 25. Juli 2006 aufgetretene Störfall in der Anlage Forsmark 1 weist einen komplexen Ablauf auf, da in kurzer Zeitabfolge mehrere Fehler auftraten. Es traten sowohl menschliche wie auch technische Fehler auf. Die nachfolgende Kurzbeschreibung des Störfallablaufes basiert auf dem Bericht des Betreibers /1/ und den Berichten der schwedischen Aufsichtsbehörde SKI /2/.

### Zeitliche Abfolge:

- 13:20:20 Öffnen eines Trenners in der 400-kV-Anlage durch Personal des Netzbetreibers. Spannungsspitze durch verzögerte Abschaltung (300 ms anstatt 100 ms) des Leistungsschalters in der 400-kV-Schaltanlage und der beiden Blockschalter; dadurch werden zwei von vier Gleich- und Wechselrichtern (vgl. Abb. 2.3-1) durch das Ansprechen des Überspannungsschutzes abgeschaltet.
- 13:20:25 Schnellabschaltung einer Turbine (Turbosatzes TA11) wegen zu geringem Öldruck in der Turbinenhydraulik.
- 13:20:38 Die Spannung auf der sicheren Schiene A fällt unter 90 %.
- 13:20:44 Der Unterfrequenzschutz des Generators TA11 spricht bei 47,5 Hz nicht an (wegen Fehlverdrahtung beim Tausch des Schutzes im Jahre 2005). Bei einer Frequenz von 47 Hz in der 6-kV-Eigenbedarfsanlage der Redundanzen A und C wurden die Einspeiseschalter zu den Eigenbedarfsschienen A und C geöffnet. Damit werden die Notstromschienen A und C spannungslos, was den Notstromfall auslöst und zum Starten der Dieselgeneratoren A und C führt. Nur der Dieselgenerator der Redundanz C startet erfolgreich. Der Dieselgenerator der Redundanz A startet nicht, da infolge des Ausfalls des Wechselrichters der USV A zu Störfallbeginn (siehe oben), auch die Drehzahlüberwachung des Dieselgenerators A nicht verfügbar war.
- 13:20:53 Der Schnellschluss der zweiten Turbine (Turbosatzes TA12) wird durch das Schutzsignal "Kondensatordruck zu hoch" angeregt.
- 13:20:55 Die automatische Reaktorschnellabschaltung wird ausgelöst.
- 13:20:56 Der Generatorschalter des Turbosatzes TA11 öffnet aufgrund des Schutzkriteriums „Leistung < 5 MW und Turbinenschnellschluss“.
- 13:20:57 Der Unterfrequenzschutz des Generators TA12 spricht bei 47,5 Hz nicht an (wegen Fehlverdrahtung beim Tausch des Schutzes im Jahre 2005). Bei einer Frequenz von 47 Hz in der 6-kV-Eigenbedarfsanlage der Redundanzen B und D wurden die Einspeiseschalter zu den Eigenbedarfsschienen B und D geöffnet. Damit werden die Notstromschienen B und D spannungslos, was den Notstromfall auslöst und zum Starten der Dieselgeneratoren B und D führt. Nur der Dieselgenerator der Redundanz D startet erfolgreich. Der Dieselgenerator der Redundanz B startet nicht, da infolge des Ausfalls des Wechselrichters der USV B zu Störfallbeginn (siehe oben), auch die Drehzahlüberwachung des Dieselgenerators B nicht verfügbar war.
- 13:21:03 Der Generatorschalter des Turbosatzes TA12 öffnet aufgrund des Schutzkriteriums „Leistung < 5 MW und Turbinenschnellschluss“.
- 13:42:01 Durch manuelles Schalten wird die zugehörige 6-kV-Eigenbedarfsschiene mit der Notstromschiene A verbunden. Dadurch steht die sichere Schiene A nach 21 Minuten und 41 Sekunden wieder zur Verfügung.

13:42:16 Dieselbe Aktion wurde für die Notstromschiene B durchgeführt, womit alle vier Stränge der Notstromversorgung wieder zur Verfügung standen.

Die Auswirkungen des auslösenden Ereignisses auf die Komponenten der Spannungsversorgung und der Turbosätze sowie der Einfluss zusätzlicher Komponentenausfälle sind in der folgenden netzplanartigen Abbildung dargestellt:

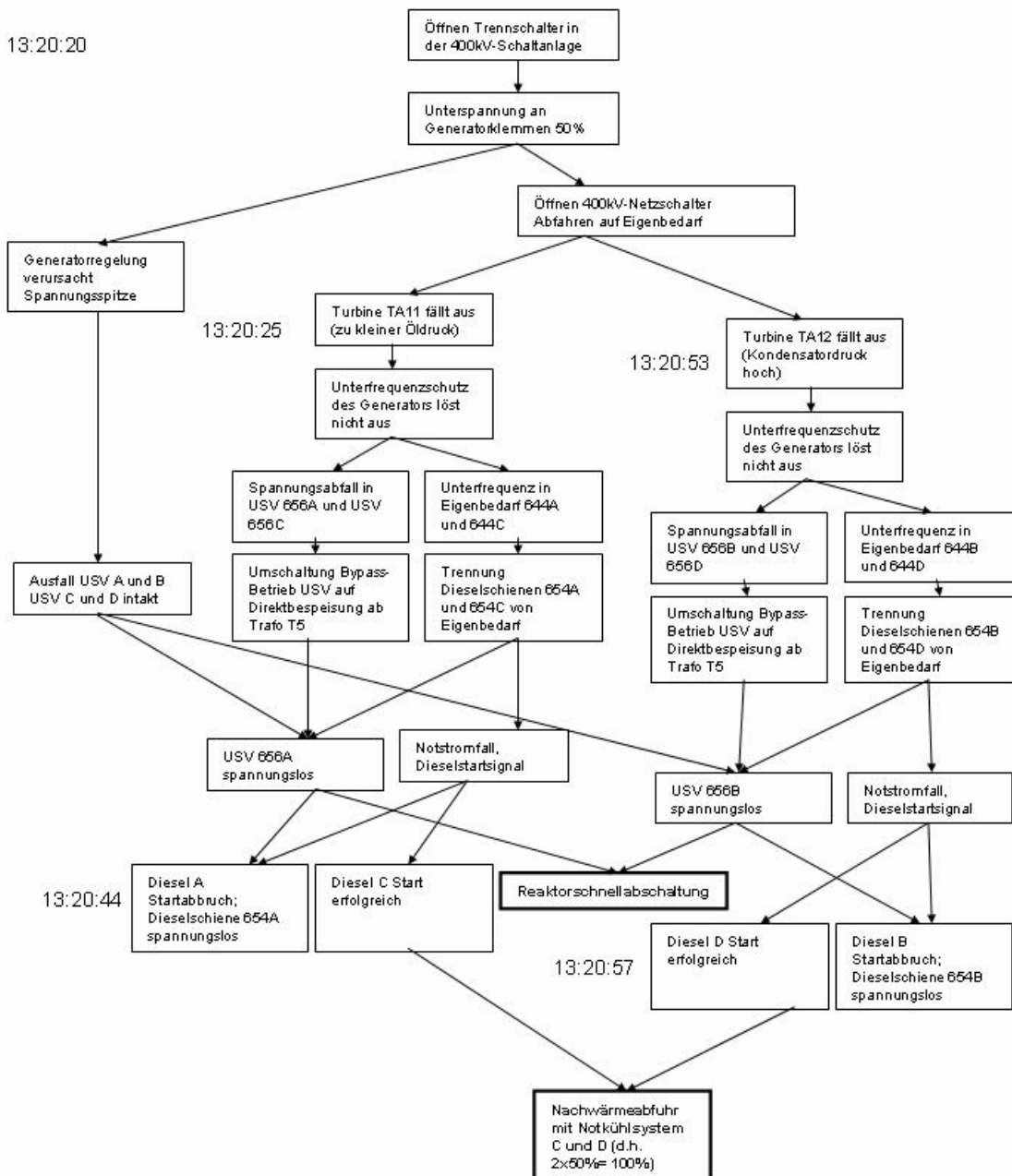


Abbildung 2.2.-1: Darstellung des Störfallablaufes

## 2.3 Detaillierte Beschreibung des Störfallablaufes

Nachfolgend werden die Ereignisse in Forsmark 1 inklusive deren Ursachen und Auswirkungen detailliert beschrieben. Die Ausfälle von Komponenten der elektrischen Energieversorgung und die dadurch ausgelösten Aktionen sind in den jeweiligen Abbildungen visualisiert. Ausgangslage ist das Prinzipschaltbild der ungestörten Energieversorgung des KKW Forsmark 1 (Abb. 2.1-3).

Das Ereignis begann am 25. Juli 2006 um 13:20:20 ( $t = 0$  s) durch das unsachgemässe Öffnen eines Trenners im 400-kV-Netz unter Last. Trenner sind für die Freischaltung von Komponenten konstruiert und dürfen unter Last nicht geschaltet werden. Dies wurde vom Personal des Netzbetreibers ungenügend beachtet. In der Folge entstand ein Lichtbogen, der wiederum einen Kurzschluss verursachte. Durch den Kurzschluss, welcher relativ nah an den Generatorklemmen stattfand, wurde ein starker Spannungseinbruch auf ca. 50 % des Nennwertes an den Hauptgeneratorschienen verursacht. Dies führte zur Öffnung des 400-kV-Netzabzweigschalters und der Blockschalter beider Turbogeneratoren wegen Unterspannung nach 300 ms. Gemäss Auslegung hätte die Öffnung des 400-kV-Netzschalters allerdings bereits nach ca. 100 ms erfolgen sollen. Diese verzögerte Öffnung des 400-kV-Netzschalters war eine Folge der Fehlhandlung und der unvollständigen Arbeitsanweisungen betreffend Freischaltungen.

Aufgrund des Spannungseinbruches hatten die Generatorspannungsregler voll aufgeregelt. Dies verursachte, nachdem die Öffnung der Blockschalters (Trennung vom Netz → Umschaltung auf Inselbetrieb) erfolgt war, eine Spannungsspitze (120 % während ca. 1 s) an den Hauptgeneratorschienen. Die Spannungsspitze löste in zwei (A, B) der vier USV (A, B, C und D) die Abschaltung der Gleichrichter und der Wechselrichter wegen Überspannung aus. Die zwei verbleibenden USV (C, D) blieben in Betrieb, weil die lokale Spannungsspitze hier keine Schutzabschaltung bewirkt hatte. Begründet wird dies mit der unterschiedlichen Belastung der Schienen. Nach dem Abschalten der Wechselrichter A und B wurden deren interne Bypass-Schaltungen aktiviert. Somit wurden nur noch zwei sichere Schienen unterbrechungsfrei versorgt (C, D). Die Versorgung der 6-kV-Eigenbedarfschienen erfolgte zu diesem Zeitpunkt noch durch die beiden Generatoren des Blockes, weshalb die zugehörigen Notstromschienen auch versorgt wurden.



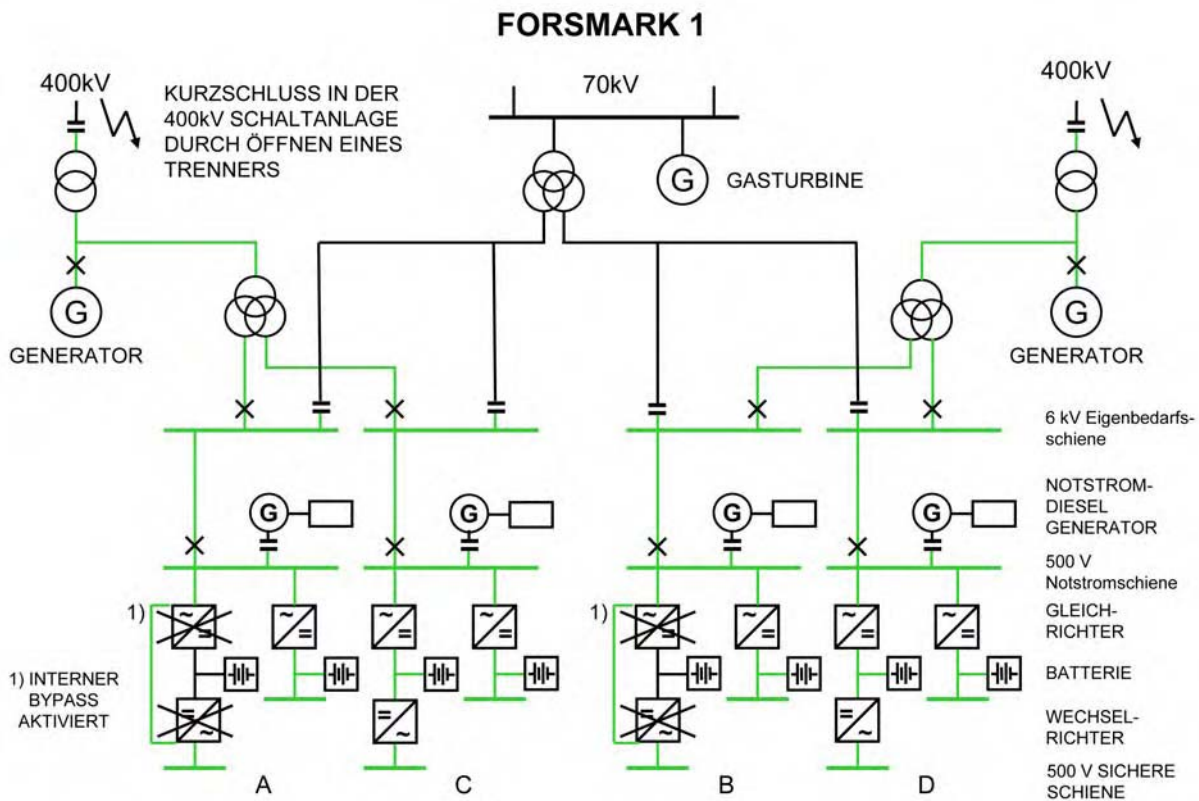


Abbildung 2.3-1: Zustand der Energieversorgung nach  $t = 5$  s  
(grün bedeutet Stromschiene unter Spannung, schwarz bedeutet Stromschiene spannungslos)

Um 13:20:25 ( $t = 5$  s) wurde die Turbinenschnellabschaltung des Turbosatzes TA11 ausgelöst. Ursache war ein zu geringer Öldruck in der Turbinenhydraulik. Die Turbinenschnellabschaltung der TA12 erfolgte 28 s später. Durch den Turbinenschnellschluss verlangsamte sich die Drehzahl der auslaufenden Turbine TA11 auf 2820 U/min, was einer Frequenz von 47,5 Hz entspricht. Das Erreichen dieses Frequenzwertes hätte zum Öffnen des Generatorschalters führen müssen. Dieser öffnete jedoch nicht, da im Jahre 2005 bei einer Änderung des Schutzes der Anschluss des Unterfrequenzschutzrelais nicht korrekt erfolgt war. Eine Umschaltung der internen Versorgung auf das externe 70-kV-Fremdnetz erfolgte daher erst, nachdem der Generatorschalter des Turbosatzes TA11 wegen zu geringer Leistung geöffnet hatte.

Um 13:20:38 ( $t = 18$  s) fiel die Spannung auf der sicheren Schiene A auf unter 90 %, was den internen Bypass der USV unterbricht. Bei der darauf folgenden Umschaltung auf Direktbespeisung wurden die sichere Schiene und die Notstromschiene der Redundanz A über einen Trafo gekuppelt. Die sichere Schiene A war bei diesem Vorgang für ca. 2 s spannungslos. Dies löste automatisch den Kanal A im Reaktorschutz aus und führte zum Ausfall einiger Druck- und Füllstandsmessungen am Reaktordruckbehälter (RDB).

Um 13:20:44 ( $t = 24$  s) wurde die Frequenz von 47 Hz in der 6-kV-Eigenbedarfsanlage der Redundanzen A und C unterschritten und die Notstromschienen A und C deshalb von der 6-kV-Versorgung getrennt. Damit wurde die unterbrechungsfreie sichere Schiene A spannungslos. Die sichere Schiene C war von der Batterie über den Wechselrichter unterbrechungsfrei versorgt.

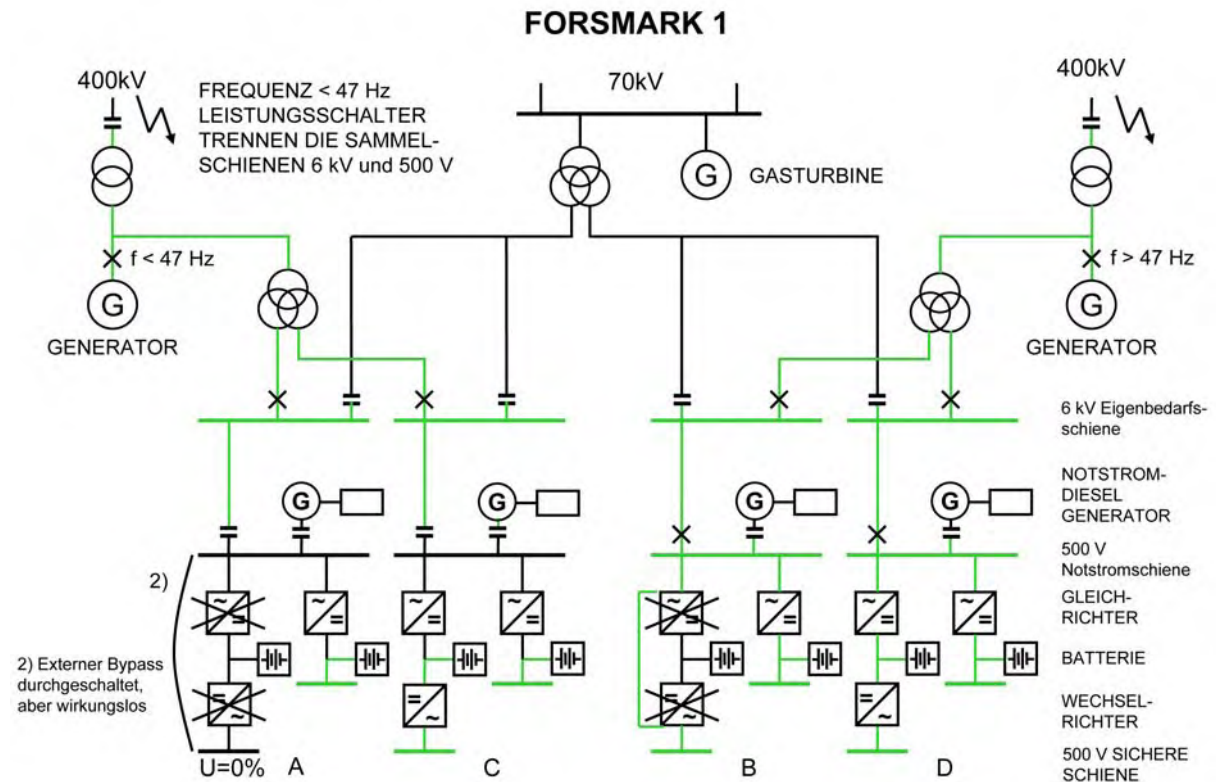


Abbildung 2.3-2: Zustand der Energieversorgung nach  $t = 24\text{ s}$

Durch den Spannungsabfall an der sicheren Schiene A wurde der Notstromfall ausgelöst und die Dieselgeneratoren A und C wurden gestartet. Der Dieselgeneratorstart war aber nur bei der Redundanz C erfolgreich, weil die Drehzahlüberwachung des Notstromdieselgenerators A, welche von der sicheren Schiene A gespeist wird und die für den ordnungsgemässen Betrieb des Dieselgenerators notwendig ist, nicht mehr versorgt war (siehe Pfeil in Abb. 2.3-3). Der Startvorgang wurde daher mit Laufzeitüberschreitung abgebrochen. Die sichere Schiene A blieb daher weiter spannungslos.

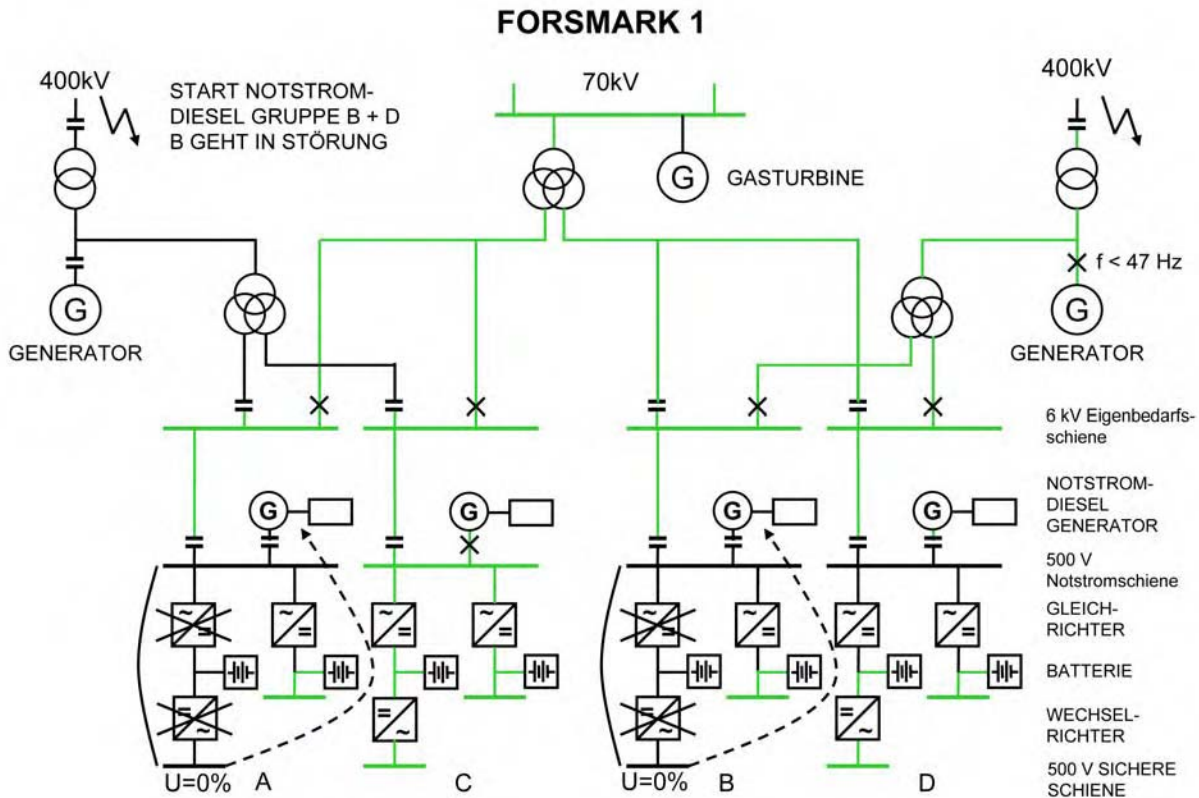


Abbildung 2.3-3: Zustand der Energieversorgung nach  $t = 37 \text{ s}$

Um 13:20:53 ( $t = 33 \text{ s}$ ) wurde der Turbinenschnellschluss des Turbosatzes TA12 durch das Kriterium "Kondensatordruck zu hoch" angeregt.

Um 13:20:56 ( $t = 36 \text{ s}$ ) öffnete der Generatorschalter des Turbosatzes TA11 aufgrund des Kriteriums „Leistung < 5 MW“ und trennte den Generator von der 6-kV-Eigenbedarfsanlage. In den Redundanzen A und C wurden die 6-kV-Eigenbedarfsschienen nun über das 70-kV-Fremdnetz versorgt. Rund 9 s später erfolgten diese Schritte auch am Turbosatz TA12 und in den Redundanzen B und D.

Um 13:20:57 ( $t = 37 \text{ s}$ ) wurde die Frequenz von 47 Hz bei den 6-kV-Eigenbedarfsschienen der Stränge B und D unterschritten und die Notstromschienen B und D deshalb von der 6-kV-Eigenbedarfsanlage getrennt. Die Dieselgeneratoren B und D starteten, aber nur der Dieselgenerator D ging in Betrieb. Da nach der Schientrennung die sichere Schiene spannungslos wurde, konnte der Dieselgenerator B - wie der Dieselgenerator A - mangels fehlender Stromversorgung seiner Drehzahlüberwachung nicht richtig anlaufen. Der Startvorgang wurde durch das Kriterium "Laufzeitüberschreitung" abgebrochen.

Wegen der fehlenden Spannung auf den zwei unterbrechungsfreien sicheren Schienen A und B waren im Kommandoraum eine Reihe von Anzeigen, Monitoren, Schreibern und Kommunikationseinrichtungen ganz oder teilweise ausgefallen. Betroffen waren z. B. auch teilweise die Anzeigen für Füllstand und Druck im Reaktorbehälter und die Steuerabteilung.

Die Notstromversorgung des Blockes wurde nach Abschluss dieser Sequenz (ca. 45 s nach Störfalleintritt) von den beiden Notstromdieselgeneratoren C und D und der Batteriekapazität der beiden USV C und D sichergestellt. Aufgrund der Auslegung des Notstromsystems von 4 x 50 % war die Verfügbarkeit von zwei Notstromredundanzen (2 x 50 % = 100 %) ausreichend. Die Kernkühlung war jederzeit gewährleistet.

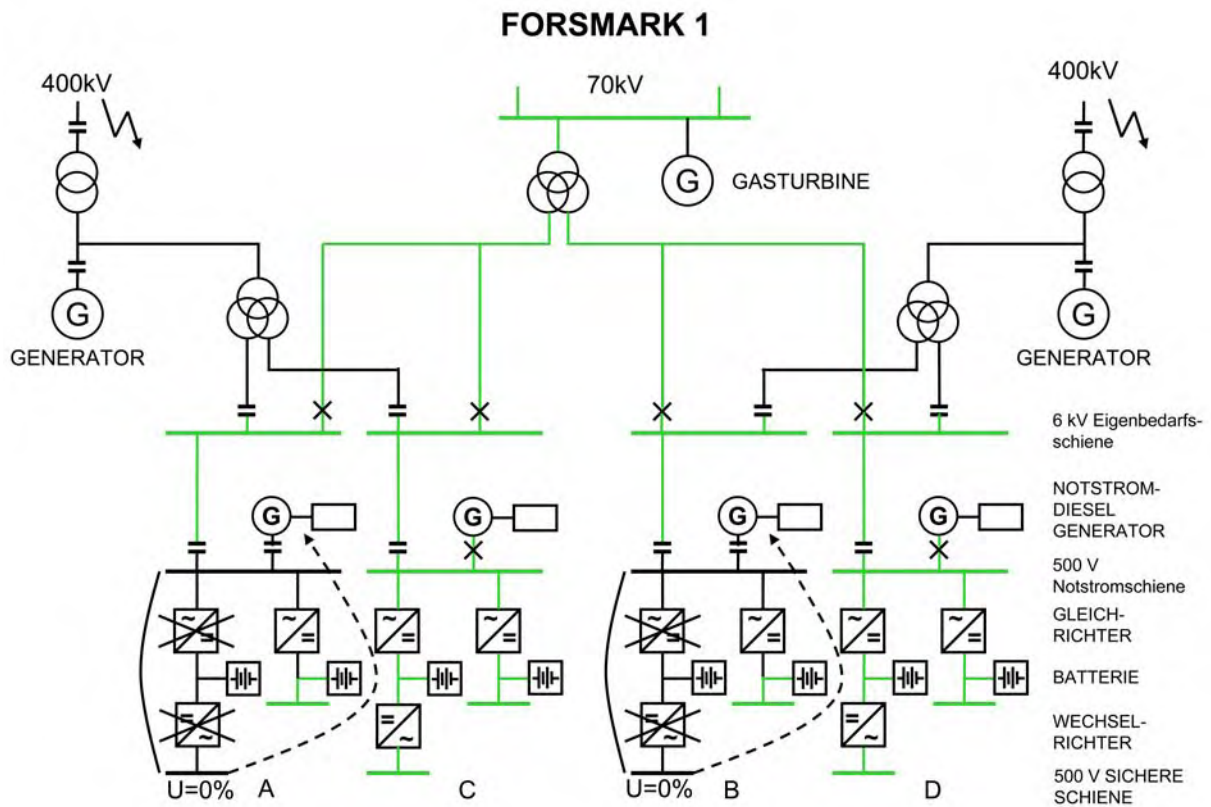


Abbildung 2.3-4: Zustand der Energieversorgung nach t = ca. 45 s

Um 13:42:01 ( $t = 21 \text{ min } 41 \text{ s}$ ): Durch manuelles Schalten wurde die zugehörige 6-kV-Eigenbedarfsschiene mit der Notstromschiene A verbunden (siehe Pfeile in Abb. 2.3-5). Damit stand die sichere Schiene A wieder zur Verfügung. Dieselbe Aktion wurde 15 s später auch für die Notstromschiene B durchgeführt, womit alle vier Stränge der Notstromversorgung wieder zur Verfügung standen.

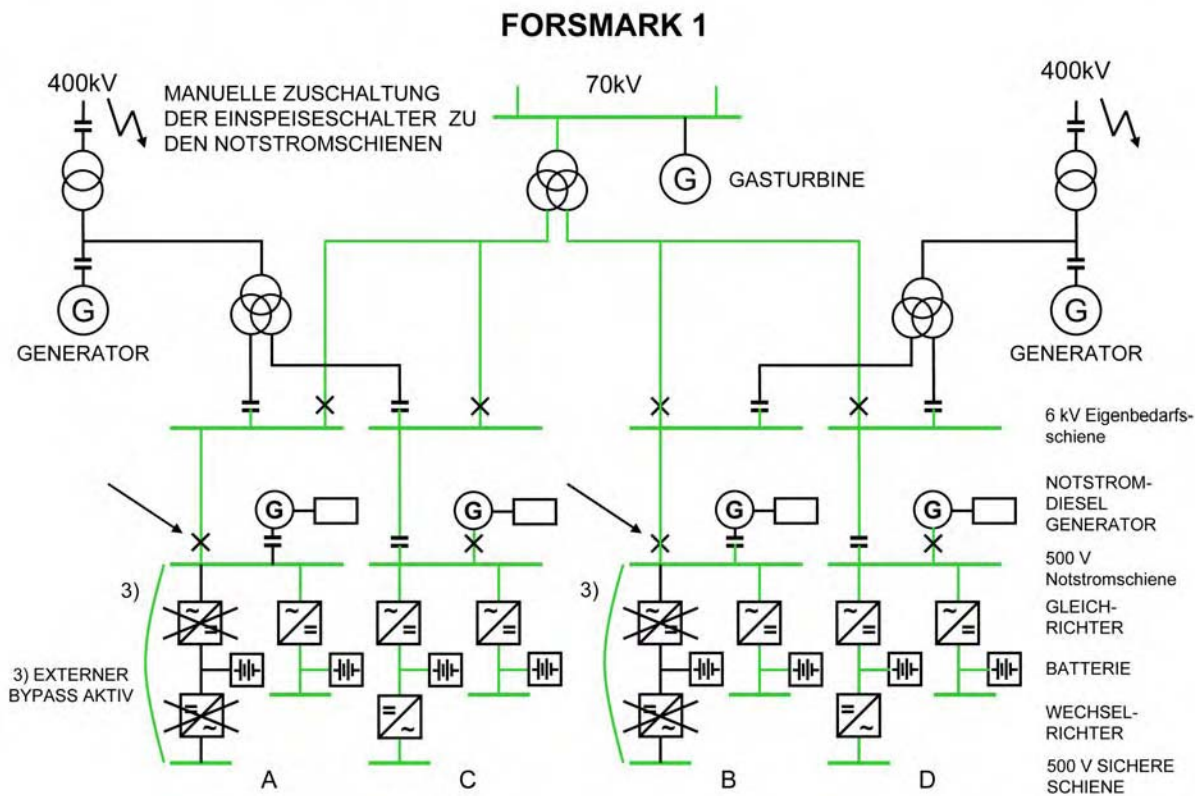


Abbildung 2.3-5: Wiederherstellung der Notstromversorgung nach rund 22 min (für A und B)

Der Reaktor konnte anschliessend ordnungsgemäss vom Zustand "heiss abgestellt" in den Zustand "kalt abgestellt" überführt werden.

Im Laufe des Störfalles trat eine weitere Unregelmässigkeit auf, die keine Auswirkungen auf den Störfall hatte, weil das 70-kV-Netz verfügbar war. Der am 70-kV-Netz angekoppelte Gasturbinengenerator hatte bei Unterspannung einen Startbefehl erhalten, welcher jedoch aufgrund eines Fehlers in einem Leittechnikprozessor nicht den automatischen Start der Gasturbine bewirkte.

## 2.4 Auswirkungen der Komponentenausfälle auf die Anlagesicherheit

Bereits unmittelbar nach Auftreten des auslösenden Ereignisses - der Trennung der Anlage vom 400-kV-Netz - erfolgte eine automatische Reaktorleistungsreduktion durch das Einfahren von Steuerstäben und die Drehzahlreduzierung der Hauptumwälzpumpen. Ungefähr 35 s nach dem Ereigniseintritt erfolgte die Schnellabschaltung des Reaktors aufgrund der fehlenden Spannung an den sicheren Schienen A und B. Dieser bei unterbrechungsfreien Schienen unerwartete Spannungsunterbruch führte zur Auslösung weiterer Reaktorschutzmassnahmen wie Containmentisolation, Abschaltung von Speisewasser- und Kondensatpumpen, Start des Notspisewassersystems, Öffnen von Sicherheits-/Abblaseventilen sowie zur Aktivierung weiterer

Sicherheitssysteme (Kernsprühsystem, Containmentsprühsystem). Aufgrund des Ausfalles der sicheren Schienen A und B, wurden jedoch nur die der Redundanzen C und D zugeordneten sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten, deren Energieversorgung nicht gestört war, gestartet. Da die Auslegung der Sicherheitssysteme im Block 1 der Anlage Forsmark 4 x 50 % beträgt, führte der Ausfall der beiden Redundanzen A und B nicht zu einer unzulässigen Beeinträchtigung der Kühlbarkeit des Reaktors. Die Kapazität der verfügbaren der Notkühlsysteme betrug auch nach dem Ausfall der beiden Redundanzen immer noch 100 %.

Im Verlaufe des Störfalles fiel der Füllstand im Reaktordruckbehälter (RDB) zunächst wegen des Öffnens von zwei Sicherheits-/Abblaseventilen des automatischen Druckabbausystems auf einen Wert von 1,9 m über Kernoberkante ab. Dieser Füllstand wurde ungefähr 15 Minuten nach Störfalleintritt erreicht und stabilisierte sich vorerst auf diesem Wert, weil die durch die beiden Notspeisewasserpumpen in den RDB geförderte Kühlwassermenge der Abblasemenge der Sicherheits-/Abblaseventile entsprach. Zusätzliche Massnahmen der Schicht zur Sicherstellung der Kernkühlung wie eine forcierte Druckentlastung wären erst bei einem RDB-Füllstand von < 1,5 m über Kernoberkante erforderlich geworden. Bei einem Druck von ca. 12 bar im RDB wurden die auslegungsgemässen Einspeisebedingungen für die Not- und Nachkühlpumpen erreicht, und die entsprechenden Pumpen der Stränge C und D förderten Kühlmittel in den RDB. Dies führte zu einem Anstieg des Füllstandes im RDB. Rund 22 Minuten nach Störfalleintritt gelang es der Schichtmannschaft, mittels Handmassnahmen die elektrische Energieversorgung der Notstromschienen A und B wieder herzustellen. Damit standen wieder alle Stränge der Notstromversorgung zur Verfügung, und auch die ausgefallenen Anzeigen im Hauptkommandoraum waren wieder verfügbar.

Aufgrund der nun geänderten Anlagesituation arbeitete die Schicht das Störfalleitschema des Betriebshandbuches erneut ab. Als Ergebnis dieser Massnahme konnte festgestellt werden, dass sämtliche Notspeisewasser-, Not- und Nachkühlpumpen ordnungsgemäss in Betrieb waren. Der durch das Abblasen von heissem Dampf in die Kondensationskammer verursachte Temperaturanstieg in diesem Druckabbausystem befand sich im erwarteten zulässigen Bereich. Der Füllstand im RDB erreichte ungefähr 30 Minuten nach Ereigniseintritt einen Wert von ca. 4,7 m über Kernoberkante. Nach rund 45 Minuten war die zweite Abarbeitung des Störfalleitschemas abgeschlossen, und die Anlage befand sich in einem stabilen abgestellten Zustand.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Kernkühlung im Block 1 des KKW Forsmark zu keinem Zeitpunkt unzulässig beeinträchtigt war. Der Füllstand im RDB, der einen minimalen Wert von 1,9 m über Kernoberkante erreichte, stellte keine Gefährdung der Integrität des Kernes dar. Zusätzliche Abklärungen haben schliesslich auch ergeben, dass die durch Druck- und Temperaturtransienten belasteten mechanischen Komponenten des Reaktorkühlkreislaufes nicht unzulässig beansprucht wurden.

Gemäss einer Medienmitteilung von SKi /8/ wurde auch überprüft, was geschehen wäre, wenn keiner der Notstromdiesel gestartet wäre und auch die Redundanzen C und D ausgefallen wären. Gemäss SKi hätten die Operateure innerhalb einer Stunde Massnahmen ergreifen müssen, um ein Kernschmelzen zu verhindern. Dazu hätte die 6-kV-Eigenbedarfsschiene mit der Notstromschiene durch manuelles Schalten für mindestens zwei Redundanzen verbunden werden müssen. Diese Massnahme wurde während des Störfalles für die Redundanzen A und B erfolgreich durchgeführt (siehe oben). Gemäss SKi wären die notwendigen Voraussetzungen für die entsprechenden Handlungen auch bei Ausfall aller Notstromdiesel vorhanden gewesen und SKi schätzt, dass die Operateure dies innerhalb von 10 - 40 Minuten durchgeführt hätten.

Wird unterstellt, dass diese Massnahmen nicht erfolgreich durchgeführt worden wären, rechnet SKI, dass nach ca. einer Stunde der Reaktorkern zu schmelzen begonnen hätte. Ca. 4 - 5 Stunden später hätte der Reaktordruckbehälter versagt, was zu einer massiven Freisetzung radioaktiver Stoffe ins Containment geführt hätte. Dank dem gefilterten Containment-Druckentlastungssystem hätte die Freisetzung radioaktiver Stoffe in die Umgebung zwar gemildert (99,9 % des Iods wird im Filter zurückgehalten), eine Kontamination der Umgebung aber nicht verhindert werden können.

## 2.5 Erkenntnisse aus dem Störfall

Die massgeblichen Schwachstellen, die zum komplexen Störfallablauf in der Anlage Forsmark beitrugen, sind nachfolgend nochmals zusammenfassend aufgeführt.

- Die selektiven Schutzauslösungen für Gleich- und Wechselrichterbetrieb waren ungenügend.
- Die elektrische Versorgung für die Dieselstartlogik wurde von der sicheren Schiene versorgt und war damit abhängig vom korrekten Funktionieren der Gleich- und Wechselrichteranlage (USV).
- Die Kommunikation zwischen Kraftwerksbetreiber und Netzbetreiber bezüglich der geplanten Arbeiten in der nahe gelegenen Hochspannungsschaltanlage war unzureichend.
- Das Änderungsmanagement in der Anlage wies Lücken auf, weshalb der fehlerhafte Anschluss des Unterfrequenzschutzrelais nicht erkannt wurde, was schliesslich das zeitlich korrekte Öffnen des Generatorleistungsschalters verhinderte.

Diese Schwachstellen deuten auf Mängel im Sicherheitsmanagement hin, wie dies die schwedische Aufsichtsbehörde in einer Mitteilung Ende Januar 2007 auch klar zum Ausdruck brachte.

Die Operateure im Hauptkommandoraum arbeiteten während des Störfalls zielgerichtet nach klaren Anweisungen und konnten die ausgefallenen Stromversorgungen in der Anlage innert kurzer Zeit wieder vollständig herstellen und die Anlage sicher in den „kalt-abgestellten“ Zustand überführen. Dieses vorbildliche Verhalten der Operateure war möglich, da sie durch Ausbildung und Simulatortraining vorbereitet waren mit solch komplexen Störfallabläufen umzugehen. Dies zeigt die Wichtigkeit einer umfassenden, regelmässigen Ausbildung mit begleitendem Simulatortraining.

## 2.6 Massnahmen für die Wiederinbetriebnahme von Forsmark 1

Vor der Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerkes Forsmark 1 wurden gemäss /3/ folgende Massnahmen umgesetzt:

- Der Unterfrequenzschutz der Generatoren wurde korrigiert und anschliessend auf seine korrekte Funktion hin überprüft.
- Die mechanischen Komponenten des Reaktorkühlkreislaufes wurden dahingehend überprüft, ob durch die störfallbedingten Druck- bzw. Temperaturtransienten Auslegungswerte der Komponenten verletzt wurden.
- Die Auslegung des Überspannungsschutzes der 400-kV-Anlage wurde überprüft.

- Die Prüfmöglichkeiten wichtiger elektrischer Schutzeinrichtungen wie beispielsweise für Generator und Haupttransformator wurden kontrolliert.
- Eine umgehende Analyse der USV-Anlage (Konstruktion, Funktion und Schutzparameter) wurde durchgeführt.
- Die Anspeisung der Drehzahlüberwachung der Notstromdieselgeneratoren wurde konstruktiv verbessert. Die neue Gleichstromanspeisung erfolgt für die Redundanzen A und B nun direkt ab einer 24-V-Batterie und für die Redundanzen C und D ab einer 110-V-Batterie.
- Der defekte Prozessorteil bei der Gasturbinenleittechnik wurde ersetzt.
- Mehr als 130 programmierbare Schutzeinheiten in verschiedenen elektrischen Geräten wurden überprüft.

Die nachfolgenden Massnahmen wurden als Langzeitaktionen deklariert und sind noch nicht alle abgeschlossen:

- Der Sicherheitsbericht und die Notfallprozeduren werden aufgrund des Störfallablaufs und der durchgeführten Störfallanalysen überprüft.
- Die Prüfvorschriften und die präventiven Instandhaltungsmassnahmen werden überprüft.
- Die Auslegung elektrischer Komponenten wird unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Störfall nochmals überprüft.

Die schwedische Aufsichtsbehörde SKi hat dem Betreiber der Anlagen Forsmark die Freigabe zum Wiederanfahren der Anlagen 1 und 2 am 28. September 2006 erteilt.

Die Anlagen Oskarshamn 1 und 2, die eine zu Forsmark praktisch gleichartige Notstromversorgung aufweisen, mussten am 2. August zur Überprüfung und Nachbesserung ihrer Notstromversorgung abgefahren werden. Im Block 2 von Oskarshamn konnten diese Massnahmen während der Jahresrevision durchgeführt werden. Die schwedische Aufsichtsbehörde erteilte am 11. September 2006 die Freigabe zum Wiederanfahren. Im Block 1 dauerte die Implementierung der Verbesserungsmassnahmen hingegen länger, so dass der Leistungsbetrieb erst am 23. Januar 2007 wieder aufgenommen werden konnte.



### 3 Aufbau der Stromversorgung in den Schweizer Kernanlagen

Die Aufgabe der elektrischen Stromversorgungsanlagen besteht in der sicheren und zuverlässigen Energieversorgung der im Normalbetrieb und bei Störfällen benötigten Kraftwerksausrüstungen. Grundsätzlich besteht der Aufbau dieser Anlagen aus den Netzanschlüssen für die Ableitung der von der Kraftwerksanlage produzierten Energie (380-kV- und 220-kV-Netze) sowie einer leistungsstarken Reservenetzeinspeisung (50-kV- und 220-kV-Netze) zur Versorgung der Eigenbedarfsanlagen für den Fall einer Unverfügbarkeit des normalen Netzanschlusses und des Kraftwerkgenerators (KKG und KKL) bzw. beider Generatoren (KKB und KKM). Die Stromversorgungsanlage verfügt zusätzlich über eine unabhängige Notstromversorgung, um bei einem Ausfall der jeweiligen Normalanspeisung ab dem/den Generator(en) oder einem externen Netz die Energieversorgung der an den Notstromverteilungen angeschlossenen Verbraucher der Sicherheitssysteme sicherzustellen.

Für Mess-, Steuer- und Regelungsaufgaben (MSR) wie auch für die Störfallinstrumentierung und u. a. für die Leittechnik der Notstandsysteme und der Notstromversorgungsanlagen dienen die mehrfach vorhandenen, aus Ladegleichrichtern, Batterien und Verteilanlagen aufgebauten Gleichstromsysteme. Wichtige Verbraucher werden von je zwei Hauptverteilungen doppelt angespeist.

Mehrfach vorhandene sichere Drehstromversorgungen ab Gleichstrom-/Drehstromumformern resp. Wechselrichtern oder USV-Anlagen stehen ebenfalls zur Verfügung. Diese sorgen auch im Falle eines Spannungsausfalles für die ununterbrochene Anspeisung ausgewählter Dreh- bzw. Wechselstromverbraucher wie z. B. Brandschutzeinrichtungen und Instrumentierung. Von diesen werden aufgrund der verschiedenen Anlagekonfigurationen teilweise auch Störfallinstrumentierungen oder Gleichrichter zur Versorgung der Sicherheitsleittechnik angespeist.

Zur Gewährleistung der Anlagesicherheit bei äusseren Einwirkungen wie Erdbeben, Flugzeugabsturz oder unbefugten Einwirkungen verfügen die schweizerischen Kernkraftwerke über zusätzliche, autarke Notstandnotstromeinrichtungen.

Die bei den schweizerischen Kernkraftwerken vorliegenden Stromversorgungskonzepte (siehe Beilagen 1 bis 4) unterscheiden sich insbesondere in der Verwendung verschiedenartiger Notstromquellen. Ansonsten sind die oben erwähnten Aussagen für alle Werke gültig. Spezifisch wurden die Stromversorgungen der Werke von der HSK in den entsprechenden Gutachten resp. Stellungnahmen zu den Periodischen Sicherheitsüberprüfungen (Ref. /4/ - /7/), für die einzelnen Werke beurteilt, weshalb an dieser Stelle nicht mehr auf die verschiedenen Anlagekonzepte eingegangen wird.

Der Störfall in Forsmark zeigte, dass die Anlage im Bereich des Überspannungsschutzes und beim Änderungswesen an elektrischen und leittechnischen Einrichtungen Mängel aufwies. Aus diesem Grunde wird nachfolgend detailliert auf die in den schweizerischen Kernanlagen vorhandenen Überspannungsschutzeinrichtungen und auf das Änderungswesen eingegangen.

#### 3.1 Schutz vor Überspannung

Überspannungen bewegen sich sowohl stationär als auch transient oberhalb der für die jeweiligen Ausrüstungen spezifizierten Nennspannungen. Je nach Entstehungsort unterscheidet man zwischen den aus dem Verteilnetz in die Blockverteilungen bzw. in die Eigenbedarfsanlage einlaufenden äusseren Überspannungen und den in der Anlage selbst erzeugten inneren Über-

spannungen. Zu betrachten sind die Spannungsebenen im Bereich des Hauptnetzanschlusses inklusive Reservenetzanschluss sowie die Spannungsebenen der Notstromversorgung.

Bei den Notstromanlagen ist zwischen Notstromschienen, sicheren/unterbrechungslosen Schienen, welche die durch rotierende Umformer oder statische Umrichter erzeugte Dreh- bzw. Wechselspannungen verteilen, sowie der Gleichstromversorgung zu unterscheiden.

### **3.1.1 Überspannungen im Bereich des Netzanschlusses**

Grundsätzlich lassen sich Überspannungen in betriebsfrequente Überspannungen, zeitweilige Überspannungen, Schaltüberspannungen und Blitzüberspannungen einordnen. Überspannungen in elektrischen Netzen stellen eine erhöhte Beanspruchung der Isolation von Betriebsmitteln dar. Die Auswirkungen möglicher hochfrequenter transients Überspannungen, wie sie bei direkter Blitzeinwirkung gegeben sind, hängen vom Übertragungsverhalten unterschiedlicher Netzkonstellationen, aber auch von der Konstruktion der Blocktransformatoren sowie der nachgeschalteten Eigenbedarfstransformatoren des Kernkraftwerkes ab.

#### **3.1.1.1 Betriebsfrequente Überspannungen**

Diese Überspannungen treten nach dem Abklingen des Einschwingvorganges bei einpoligen Netzfehlern mit Erdberührung auf. Entscheidend für die betriebsfrequente Spannungserhöhung ist hierbei der Widerstand zwischen der Fehlerstelle und dem Netztransformatorsternpunkt. In Netzen mit Erdschlusskompensation bewirkt der einpolige Kurzschluss einen genügend kleinen Kurzschlussstrom, so dass das Netz einige Zeit weiterbetrieben werden kann. In diesem Fall nehmen die nicht vom Fehler betroffenen Leiter in etwa den Wert der verketteten Spannung gegen Erde an. Bei Verteilungen mit geringer Ausdehnung wie beispielsweise beim Kraftwerkseigenbedarf werden im Hochspannungsbereich die Transformatoren mit freiem Sternpunkt betrieben, wodurch sich ähnliche Verhältnisse wie bei Erdschlusskompensation ergeben. Ein Kurzschluss im Bereich der Kraftwerkseigenbedarfsanlage führt jedoch durch die entsprechenden Schutzeinrichtungen zur unmittelbaren Kurzschlussauslösung bzw. zur Abtrennung des betroffenen Anlageteils von der Energieeinspeisung.

Im Höchstspannungsbereich wird die niederohmige Sternpunkterdung angewandt, wodurch sich bei einpoligen Fehlern kurzzeitig betriebsfrequente Spannungserhöhungen in den nicht betroffenen Leitern zwischen 10 % und 40 % einstellen. Hier zeigt die Praxis, dass durch die Schutzmassnahmen innerhalb des Blockschutzes eine Gefährdung der Isolierung von Transformator und Generator weitgehend ausgeschlossen werden kann.

Für die Sicherstellung der bei Überspannung geforderten Schutzauslösungen werden in allen schweizerischen Kernkraftwerken die Schutzrelais im Bereich der Netzanschlüsse resp. des Kraftwerksblockes jährlich (teilweise dreijährlich) überprüft. Für alle Werke bestehen hierfür verbindliche, schriftlich festgelegte Weisungen, wobei Schalthandlungen nach erfolgter Freischaltprozedur nur in Absprache des Netzbetreibers mit dem entsprechenden Kernkraftwerksbetreiber erfolgen dürfen. Nicht störungsbedingte Arbeiten im Bereich der Netzanschlüsse erfolgen ausschliesslich während den geplanten Revisionsstillständen der Kernkraftwerke. Die Ergebnisse aus den bisher vorgenommenen Überprüfungen sowohl der Block- als auch der Netzschutzeinrichtungen zeigen, dass die auslegungsgemässe Funktionalität der Schutzeinrichtungen gegeben ist.

Mit dem für die schweizerischen Kernanlagen und Netzbetreiber gewählten gemeinsamen, sicheren und koordinierten Vorgehen zur Durchführung notwendiger Arbeiten im Bereich der

Netzanschlüsse kann ein Fehler, wie er dem Forsmark-Ereignis zu Grunde liegt, nämlich die fehlerhafte Schalthandlung und die mangelhaft durchgeführte Freisaltprozedur, weitestgehend ausgeschlossen werden.

### 3.1.1.2 Zeitweilige Überspannungen

Unter zeitweiligen Überspannungen sind anlageintern verursachte transiente Überspannungen zu verstehen, wie sie beispielsweise infolge eines Lastabwurfs auftreten, wenn also plötzlich die produzierte Energie des Kraftwerksblockes nicht mehr abgegeben werden kann.

Der Nachweis der Beherrschung eines Lastabwurfs auf Eigenbedarf, d. h. auf ein Leistungs-niveau, das für den Betrieb der Anlage notwendig ist, ist bei schweizerischen Kernkraftwerken Bestandteil der Inbetriebsetzungsprüfung. Beim Lastabwurf auf die Eigenbedarfsleistung wird die Verbindung zwischen dem Verbundnetz und dem Blocktransformator mittels des Blockleistungsschalters aufgetrennt (KKG und KKL). Bei KKM und beiden Blöcken des KKB, wo je zwei Turbogeneratoren vorhanden sind, erfolgt dies selektiv pro Generatorableitung. Demzufolge ist durch den Generator plötzlich nur noch die Kraftwerkseigenbedarfsleistung, welche ca. 5 % seiner Nennleistung beträgt, zu erbringen. Während dieses Abfangvorganges treten Überspannungen im Bereich von 10 % bis 20 % der Generatornennspannung auf (abhängig vom Spannungsreglerverhalten). Im Weiteren verfügen Blockgeneratoren über einen Spannungssteigerungsschutz als Bestandteil des Blockschutzes, welcher je nach Wert der Überspannung, z. B. bei 15 % nach 2,5 s oder bei > 30 % nach 0,2 s eine Auslösung verursacht. Diese Auslösung führt zum Öffnen des Generatorschalters sowie zur Entregung des Generators. Insofern sind infolge eines Versagens der Generatorregelung keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Sicherheitssysteme zu erwarten. Nach jeder durchgeführten Änderung an wichtigen betrieblichen Regelungen im Bereich der Turbogeneratoren wird geprüft, ob der Lastabwurf auf Eigenbedarf und alle Schutzeinrichtungen weiterhin korrekt funktionieren.

Die Abklärungen in den schweizerischen Kernkraftwerken zeigen, dass die mit dem Auftreten eines Lastabwurfes erreichten Überspannungen im Bereich von 10 % bis maximal 18 % der Nennspannung liegen. Die Auswirkungen von solchen Überspannungstransienten auf die nachgeschalteten Geräte zur sicheren Gleichstrom- bzw. Wechselstromversorgung sicherheitstechnisch wichtiger Verbraucher wurden untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die in den schweizerischen Kernkraftwerken vorgesehenen Schutzauslösungen und durch entsprechend eingestellte Auslösewerte ein ungestörter Betrieb der sicherheitstechnisch wichtigen Gleichstrom- bzw. Wechselstromversorgungen auch bei solchen Überspannungen gewährleistet ist.

### 3.1.1.3 Schaltüberspannungen

Die Zu- und Abschaltungen von Betriebsmitteln im Verbundnetz oder der Fehlereintritt und die Fehlerfortschaltung bewirken betriebsfrequenzfremde Schaltüberspannungen. Bei diesen kurzzeitigen Überspannungen handelt es sich um einen mehr oder weniger gedämpften, schwingenden Ausgleichsvorgang, welcher aus dem schwingungsfähigen System der im Hochspannungsnetz verteilten Induktivitäten und Kapazitäten resultiert. Die maximale Spannungsamplitude der bei Schaltvorgängen auftretenden Überspannungen hängt von diversen Parametern ab. Beispielsweise führt ein Abschalten induktiver Ströme vor ihrem natürlichen Nulldurchgang zu elektromagnetischen Ausgleichsvorgängen mit Überspannungen grosser Steilheit, während bei Abschaltungen beim Nulldurchgang dieser Ausgleichsvorgang keine besondere Beanspruchung für die Betriebsmittel darstellt.

Ein Kurzschluss in unmittelbarer Nähe des Kraftwerks wird je nach Fehlerort mittels Netzabzweigschalter, Blockleistungsschalter oder letztendlich mit dem Generatorschalter in Kurzzeit (selektiv 100 ms bis 300 ms) abgeschaltet. Wird der Block mit dem Blockleistungsschalter vom Verbundnetz getrennt, stellt sich in der Eigenbedarfsanlage kurzzeitig bis zur Schalterauslösung eine Spannung im Bereich von  $< 40\%$  der Nennspannung ein. Die Auslösung des Blockschalters innerhalb von 100 ms bewirkt infolge des Lastabwurfes schlagartig eine Spannung auf der Generatorableitung von ca.  $112\%$  der Nennspannung. Die Spannung auf den Eigenbedarfsschienen erreicht aufgrund der Wiederhochlaufströme der Asynchronmotoren einen Wert im Bereich von  $90\%$  der Nennspannung. Die Dauer der Spannungstransiente im Eigenbedarf kann bis zu 2 s betragen.

Ohne Berücksichtigung der Schnellumschalteinrichtungen führt der kurzzeitige Spannungseinbruch bei den Eigenbedarfsschienen der schweizerischen Kernkraftwerke zu keinem Ausfall wichtiger Turbinenöl- resp. Generatoröltölversorgungen, wie dies in Forsmark der Fall war. Dies weil für die Aufrechterhaltung der entsprechenden Turbinenöl-Systemdrücke entweder keine elektrisch versorgten Antriebe benötigt werden oder solche Antriebe verwendet werden, die für eine gezielte automatische Abschaltung bei Unterspannung und Wiedereinschaltung bei Spannungsrückkehr ausgelegt sind. Wichtige Ölversorgungen des Generatoröltölsystems verfügen über Notölpumpen, welche ihre Antriebsenergie aus dem Gleichstromversorgungssystem beziehen.

Die Anregung von Blockschutzkriterien führt zu einer Umschaltung (Schnellumschaltung bzw. Restspannungs- oder Langzeitumschaltung) der Eigenbedarfsversorgung auf die vorhandene Reservenetzeinspeisung. Für den Verlauf der Spannungstransiente während des Umschaltvorganges ist die sich einstellende Eigenbedarfs-Restspannung von Bedeutung.

Die Schnellumschaltung in Kurzzeit (10 bis 40 ms) geschieht stets unter Einhaltung einer Phasenbedingung (Phasendifferenz  $< 30^\circ$  elektrisch, Frequenzabweichung maximal 1 bis 2 Hz). Die so auftretenden transienten Überspannungen sind tolerierbar. Eine Langzeitumschaltung erfolgt nach Abklingen der Restspannung auf ca.  $40\%$  oder nach Ablauf einer Zeitspanne von ca. 1 bis 2 s, in welcher der Eigenbedarfsanlage keine Energie zugeführt wird. So beträgt die ungünstigste Eigenbedarfsspannung (Zuschaltung in Phasenopposition)  $140\%$  der Nennspannung. Die Betriebserfahrung zeigt, dass eine erfolgreiche Langzeit- bzw. Restspannungsumschaltung möglich ist, ohne Komponenten der Eigenbedarfsversorgung oder der unterlagerten Notstromanlagen unzulässig zu beanspruchen.

In den schweizerischen Kernkraftwerken bestehen unterschiedliche Varianten für die Umschaltungen auf die jeweilige Reserveeinspeisung. Eine Anregung der Schnellumschaltautomatik erfolgt durch das Ansprechen von Blockschutzkriterien. Eine Ausnahme bildet dabei das Kernkraftwerk Beznau, da hier die Anspeisung von zwei der vier Eigenbedarfsschienen während des Normalbetriebs bereits ab Fremdnetzen (50-kV-Netz resp. 8-kV-Wasserkraftwerk) erfolgt. Sollte aufgrund der bei einer Störung auftretenden Abweichungen (Phasenlage, Frequenz) zwischen den an der Umschaltung beteiligten Spannungsversorgungen eine Schnellumschaltung verhindert werden, erfolgt eine automatische Umschaltung aufgrund der Unterspannungskriterien an den entsprechenden Sammelschienen. In letzter Konsequenz wird auf die elektrischen Anspeisequellen der Notstromanlagen umgeschaltet.

Die für die Umschaltung erforderlichen Einrichtungen werden grundsätzlich von Gleichstromversorgungsanlagen (24 V für Leittechnik; 120 V, 125 V oder 220 V für Schaltersteuerung) mit elektrischer Energie versorgt. Aus den jährlich durchgeführten Wiederholungsprüfungen weisen die Betreiber nach, dass die Umschalteinrichtungen auslegungsgemäss funktionieren.

### 3.1.1.4 Blitzüberspannungen

Gewitter- oder Blitzüberspannungen infolge atmosphärischer Entladungen sind den äusseren, also extern einwirkenden Überspannungen zuzuordnen.

Entscheidend für direkte Auswirkungen resp. Folgewirkungen sind bei Blitzentladevorgängen die Stirnzeit, die Rückenhalbwertszeit, der Maximalwert des Blitzstromes sowie der Energieinhalt und die Entladestrommenge. Es ist sicherzustellen, dass bei Blitzeinschlägen die Funktionsfähigkeit von sicherheitsrelevanten Systemen und Ausrüstungen, welche zur sicheren Abschaltung und zum sicheren Abfahren der Anlage benötigt werden, erhalten bleibt. Als Grundlage für den Nachweis der Wirksamkeit des Schutzes gegen Blitzeinwirkungen wurden bei den schweizerischen Kernkraftwerken drei so genannte Auslegungsblitze mit folgenden Parametern zu Grunde gelegt:

- |    |                            |                                      |
|----|----------------------------|--------------------------------------|
| 1) | Stromscheitelwert          | $I = 50 \text{ kA}$                  |
|    | Stromsteilheit Stirn       | $di/dt = 200 \text{ kA}/\mu\text{s}$ |
|    | Halbwertszeit Rückenflanke | $50 \mu\text{s}$                     |
| 2) | Stromscheitelwert          | $I = 100 \text{ kA}$                 |
|    | Stromsteilheit Stirn       | $di/dt = 100 \text{ kA}/\mu\text{s}$ |
|    | Halbwertszeit Rückenflanke | $1000 \mu\text{s}$                   |
| 3) | Stromscheitelwert          | $I = 300 \text{ kA}$                 |
|    | Stromsteilheit Stirn       | $di/dt = 7.5 \text{ kA}/\mu\text{s}$ |
|    | Halbwertszeit Rückenflanke | $200 \mu\text{s}$                    |

Diese Werte sind konservativ und decken nach heutigem Wissensstand alle möglichen Blitzvarianten ab. Die HSK forderte von den schweizerischen Kernkraftwerken den Nachweis, dass durch einen Blitzschlag in die Anlage die nukleare Sicherheit der Anlage nicht in unzulässiger Weise beeinträchtigt wird. Auf die Nachweisführung wird in Kap. 3.2.5 eingegangen.

## 3.2 Schutzeinrichtungen und Begrenzung von Überspannungseinflüssen

Für den Überspannungsschutz wird eine Vielzahl von Schutzmassnahmen angewendet, welche sich unter den Einzelbegriffen „Schutzerdung“, „Schirmung“, „Schutzisolierung“ und „Begrenzung“ zusammenfassen lassen. Überspannungseinflüsse lassen sich mit diesen Massnahmen auf die geforderten Spannungswerte begrenzen bzw. dämpfen.

Bei Kernkraftwerken wird allgemein gefordert, dass eine Fehlanregung oder -auslösung von Sicherheitssystemen durch Überspannung ausgeschlossen sein muss. Darüber hinaus sollen z. B. durch einen Blitzeinschlag oder Erdschluss verursachte Störungen innerhalb des elektrischen Sicherheitssystems keine Auswirkungen auf benachbarte, redundante Stränge einschliesslich deren leittechnischen Einrichtungen haben, selbst wenn zusätzlich ein Einzelfehler im Bereich der jeweiligen Schutzeinrichtung auftritt.

### 3.2.1 Schutz- und Betriebserdung

Mit einer Erdungsanlage wird sowohl die zulässige Berührungsspannung im Erdschlussfall eingehalten als auch die transiente Anhebung des Erdpotenzials in Komponenten verhindert. Dies gilt auch für die Einkopplung von Störspannungen in Sekundärleitungen wie beispielsweise Steuerleitungen und leittechnische Verbindungen, welche dem Betrieb der jeweiligen Komponenten dienen. Darüber hinausgehende Blitzschutzerdungen sind für den äusseren und inneren

Blitzschutz vorhanden. Erstere dienen zur Ableitung der Blitzströme in die Erdungsanlage, um damit möglichst kleine Spannungsdifferenzen in dieser selbst zu erhalten. Die Einrichtungen des inneren Blitzschutzes dienen dazu, möglichst niedrige elektromagnetische Störfelder in Räumen mit empfindlichen Geräten (Messstellen, Rechneranlagen, leittechnische Einrichtungen) zu erhalten.

### **3.2.2 Schirmung**

Mit der Schirmung von Gehäusen und Leitungen wird eine Verminderung hoher, beispielsweise blitzbedingter Störfelder erreicht, welche in einer ungeschützten Verkabelung einer Anlage oder in Leitungskreisen unzulässig hohe Spannungen und Ströme hervorrufen könnten.

### **3.2.3 Schutzisolierung**

Die Schutzisolierung im Sinne der Schutztrennung wird zur Gewährleistung des Berührungsschutzes - im Fehlerfall entstehen dadurch keine gefährlichen Berührungsspannungen - sowie der Funktionssicherheit des jeweiligen Betriebsmittels eingesetzt. Hierzu gehören Massnahmen wie Isolierung leitfähiger Teile, Umhüllung von Gehäusen, Abschirmung der Störquelle gegen die Umgebung, Potenzialtrennung durch Schutzbeschaltung oder Trennglieder (z. B. Optokoppler und Lichtwellenleiter).

### **3.2.4 Begrenzung**

Die Einrichtungen der elektrischen Energieversorgung und damit auch jene der Notstromversorgung sind dann gegen Überspannungsbeanspruchung zu schützen, falls die Spannungsfestigkeit der Einrichtungen überschritten werden kann. Die Herabsetzung der zu berücksichtigenden Überspannung erfolgt durch besondere Schutzbeschaltungen.

### **3.2.5 Blitzschutznachweis in den schweizerischen Kernanlagen**

Die Nachweise zur Blitzfestigkeit wurden teilweise analytisch, teilweise experimentell mit einem leistungsstarken Stossgenerator erbracht. Letztere Nachweismethode diente insbesondere der Überprüfung des korrekten Funktionierens von Sicherheitssystemen, welche die sichere Abschaltung, Nachkühlung und das Abfahren in den sicheren, kalt abgestellten Anlagezustand sowie die Aufrechterhaltung dieses stabilen Anlagezustandes zu gewährleisten haben. Besondere Aufmerksamkeit wurde hierbei den Notstandsystemen gewidmet.

Die Überprüfung der von den Werken eingereichten Nachweise zur Blitzfestigkeit durch die HSK basierte auf den drei in Kap. 3.1.1.4 erwähnten Auslegungsblitzen, den Konzepten der oben erwähnten Schutzmassnahmen und der konsequenten Einhaltung der Leitsätze für Blitzschutzanlagen (SEV 4022:2004) bei der Auslegung aller elektrischen Einrichtungen. Zusätzlich dienten auch die Ausführungsvorschriften der deutschen kerntechnischen Regel KTA 2206 „Auslegung von Kernkraftwerken gegen Blitzeinwirkungen“ als Beurteilungsbasis.

Die Resultate dieser im Rahmen von Gutachten und periodischen Sicherheitsüberprüfungen vorgenommenen Überprüfungen zeigten, dass nicht in allen Orten eine genügende Marge (verlangt wird ein Sicherheitsfaktor 3) zwischen nachgewiesener Überspannungsfestigkeit der Komponenten und dem maximal eingekoppelten Stossspannungswert eingehalten wurden. Daher waren in den vergangenen Jahren Nachrüstmassnahmen in den Schweizer Kernkraftwerken auszuführen:

- In Leibstadt betrafen die korrigierenden Massnahmen den inneren Blitzschutz, indem eine zusätzliche Schutzbeschaltung von Messwertgebern vorgenommen wurde. Zudem waren weitere Überbrückungen bei der Gebäudetrennfuge zwischen Maschinenhaus und Reaktorhilfsanlagegebäude zu installieren und beidseits mit der Gebäudearmierung zu verbinden.
- In Mühleberg waren teilweise Schutzmassnahmen zum äusseren und inneren Blitzschutz zu verbessern. Die Verbesserungen bestanden in der Erhöhung der Anzahl der Überbrückungen der Dehnfuge im Interfacegebäude zwischen dem Notstandgebäude und dem Reaktorgebäude. Des Weiteren wurden fehlende Verbindungen von der Gebäudearmierung des Notstandgebäudes zu Rohrleitungen nachgerüstet. Den inneren Blitzschutz betraf die Ausführung fehlender Potenzialausgleichsleiter bei den Kabelträgersystemen.
- In Beznau wurden Mängel in der Ausführung der Kabeltrassen des Notstandsystems und des Potenzialausgleichs behoben. Im Weiteren wurde eine Schwachstelle bei den leittechnischen Verbindungen zwischen dem Notstand- und Nebengebäude durch die Nachrüstung von Überspannungsableitern eliminiert.
- In Gösgen waren die fehlenden Durchverbindungen der Kabeltrassen in den Kabelkanälen des Schaltanlagegebäudes, im Reaktor- und Notstandgebäude nachzurüsten. Im Weiteren waren die Überbrückungen bei Gebäudetrennfugen mit beidseitiger Verbindung mit der Gebäudearmierung zu bewerkstelligen. Vereinzelt mussten im Schaltanlagen- und im Notstandgebäude auch fehlende Potenzialausgleichsleitungen an den Enden von Kabeltrassen mit den Leittechnikschrankgehäusen sowie für diverse Endgeräte wie z. B. Transmitter nachgerüstet werden.

Aus heutiger Sicht verfügen alle schweizerischen Kernkraftwerke über einen wirkungsvollen Schutz gegen die Folgen einer Blitzeinwirkung. Die ausgeführten Blitzschutzmassnahmen entsprechen dem Stand der Technik, was auch aus den durchgeführten Sicherheitsüberprüfungen und den Inspektionen zu den von der HSK geforderten Nachrüstmassnahmen in den schweizerischen Kernkraftwerken hervorgeht. Die Gültigkeit letzterer Aussage wird für das Kernkraftwerk Leibstadt im Rahmen der geplanten Sicherheitsüberprüfung (2007) erneut zu bestätigen sein.

### **3.2.6 Überspannungsschutzeinrichtungen im Netzanschlussbereich**

Zum Schutz gegen Blitzstossbeanspruchungen im Netzanschlussbereich werden Überspannungsableiter wie z. B. Metalloxidableiter eingesetzt. Der für die induktive Übertragung massgebende Scheitelwert der Stoss-Spannung z. B. am Blocktransformator (auch bei Transformatoren von direkten Einspeisungen ab einem Fremdnetz) gegen Erde ist damit gleich der Restspannung (Spannung an den Ableiterklemmen während des Durchgangs des Ableitstromes) des Überspannungsableiters. Gegen solche Restspannungsscheitelwerte sind die Transformatoren entsprechend isoliert.

Der ausreichende Schutz gegen blitzbedingte Überspannungseinkopplungen wurde im Rahmen der Blitzschutznachweise von den schweizerischen Kernkraftwerken erbracht.

### 3.2.7 Schutzeinrichtungen gegen Überspannung innerhalb des nicht unterbrechungsfrei versorgten Notstromsystems

Zu solchen Notstromsystemen gehören z. B. Versorgungen durch Diesel- oder Wasserkraftwerksgeneratoren. Zur Verhinderung leitungsgebundener Spannungstransienten in die Notstromsysteme werden bei den für die Energieeinspeisung eingesetzten Transformatoren Überspannungsableiter eingesetzt.

Im Notstromfall ist der Spannungsregler jedes Notstromgenerators gegebenenfalls selbst Ursache für das Auftreten von Überspannungen. Grundsätzlich betragen die Spannungsüberhöhungen im Falle eines Vollastabwurfes weniger als 20 % bei einer Ausregelzeit von ca. 1 s. Die Ergebnisse aus den periodisch durchgeführten Wiederholungsprüfungen der Notstromanspeissequellen der schweizerischen Kernkraftwerke bestätigen die störungsfreie An- und Abschaltung dieser Quellen, ohne die auslegungsgemässe Funktion und damit die Verfügbarkeit der nachgeschalteten Drehstrom- bzw. Gleichstrom- und sicheren Dreh- oder Wechselstromversorgungssysteme zu beeinträchtigen.

### 3.2.8 Schutzeinrichtungen gegen Überspannung in der unterbrechungsfrei versorgten Gleichstrom- bzw. sicheren Dreh- oder Wechselstromversorgung

Folgende Stromversorgungen in den schweizerischen Kernkraftwerken dienen der Gewährleistung eines erfolgreichen Starts und der Zuschaltung des entsprechenden Notstromdieselaggregates, wobei sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher über mit Dioden entkoppelte Doppelanspeisungen verfügen:

- KKW Beznau (KKB):  
24-V-Gleichstromversorgung BQL, BQM; 120-V-Gleichstromversorgung BNP
- KKW Gösgen (KKG):  
24-V-Gleichstromversorgungen EH, EJ, EK, EL, FP, FQ; 220-V-Gleichstromversorgungen EA, EB, EC, ED
- KKW Leibstadt (KKL):  
24-V-Gleichstromversorgung 11FR/FS, 21FR/FS, 31FR/FS, 51/61FM; 220-V-Gleichstromversorgungen 11/21/31/51/61ES
- KKW Mühleberg (KKM):  
24-V-Gleichstromversorgungen T01, T41, 1/2T0; 125-V-Gleichstromversorgungen P01, P21; 110-V-Gleichstromversorgungen 1/2 P0

Die Schutzeinrichtungen zur Überspannungsüberwachung sind sowohl auf der 220/120/125-V-Ebene als auch auf der  $\pm 24$ -V-Ebene in den jeweiligen Ladegleichrichtereinrichtungen implementiert.

Wechselspannungsseitig, d. h. auf der Ladegleichrichter-Eingangsseite, bewirkt ein Anstieg der Versorgungsspannung um 15 % der Nennspannung ( $U_n$ ) innerhalb von ca. 10 ms eine Abschaltung des Gleichrichters durch Impulsrückstellung. Die selbsttätige Wiedereinschaltung erfolgt, nachdem sich die Versorgungsspannung wieder im Toleranzbereich befindet (ca.  $1,1 U_n$ ).

Spricht jedoch die gleichstromseitige Überspannungsüberwachung unter Berücksichtigung der jeweils einzuhaltenden Ladeerhaltungsspannung oder die Welligkeitsüberwachung ( $> 2\%$  eff.) an, so kommt es zur gezielten Abschaltung des Ladegerätes. Die Verbraucher werden dann ab Batterie versorgt. Die Wiederinbetriebnahme kann nur vor Ort nach Quittierung der Störung



erfolgen. Die nach dem Forsmark-Ereignis von den schweizerischen Kernkraftwerken durchgeführten Abklärungen zeigen, dass aufgrund der gegebenen Verhältnisse bezüglich Überspannungseinwirkungen die an den Ladegleichrichtern eingestellten Schutzeinstellwerte die geforderte Funktionalität gewährleisten. Aus den Ergebnissen der periodisch durchgeführten Tests, die in einem jährlichen bis vierjährigen Rhythmus erfolgen, wird die Zuverlässigkeit der Ladegleichrichter bestätigt.

Folgende Stromversorgungen in den schweizerischen Kernkraftwerken dienen der Gewährleistung einer zuverlässigen Spannungsversorgung der Instrumentierung zur Überwachung der Anlage im Störfall:

- KKW Beznau (KKB):  
Gesicherte Drehstrom- bzw. Wechselstromversorgungen BPV 0100/0200/0300/0400 und die nachgeschalteten 26-V-Gleichrichter für die Doppelanspeisung (aus zwei Redundanzen) der Kanäle der Sicherheitsleittechnik und Instrumentierungsschienen BPS 0100/0200/0300/0400; 24-V-Gleichstromversorgungen BNL/BNM.
- KKW Gösgen (KKG):  
24-V-Gleichstromversorgungen EH, EJ, EK, EL, FP, FQ; von den 220-V-Gleichstromversorgungen über rotierende Umformer angespeiste gesicherte Wechselstromversorgungen.
- KKW Leibstadt (KKL):  
24-V-Gleichstromversorgungen 11/21/31/51/61FM, 11/21FN; USV-Anlagen 10/20EN und 10/20 EP; Wechselrichter 11/21ET
- KKW Mühleberg (KKM):  
24-V-Gleichstromversorgungen U01 (Unterverteilung U4/U5), U41 (Unterverteilung U4/U5), U101, U141, 1/2T0; von den 125-V- resp. 110-V-Gleichstromversorgungen über Wechselrichter angespeiste gesicherte Wechselstromversorgungen S1 und S2 sowie 1L2 und 2L2. Die sichere Versorgung S2 dient neben der Versorgung der Störfallinstrumentierung auch der Versorgung der Vorschmierölpumpe und des Drehzahlverstellmotors der Dieselanlage 90.

Das Verhalten der Ladegleichrichter zu den Gleichstromversorgungen wurde im oberen Abschnitt behandelt.

Im Falle der in Beznau eingesetzten USV-Anlagen zeigen die Überprüfungen, dass die Gleichrichter bei einer wechselstromseitigen Unter- und Überspannung von 15 % gezielt ausgeschaltet und bei einer Rückkehr der Spannung zeitverzögert wieder eingeschaltet werden. Eine gleichstromseitige Unterspannung von 17 % und Überspannung von 36 % schalten die Wechselrichter ab, wobei bei verfügbarer Wechselstromanspeisung eine automatische Umschaltung auf diese Quelle über den Bypass erfolgt. Sobald sich die gleichstromseitige Spannung im Toleranzbereich befindet, findet eine automatische Rückschaltung auf den Wechselrichter statt.

Auf die im KKG eingesetzten, robusten rotierenden Umformergruppen pflanzen sich durch das zuverlässige Betriebsverhalten der Ladegleichrichter zu den Gleichstromversorgungen keine entsprechenden Überspannungen fort. Die Umformer wiederum werden aufgrund ihrer eigenen Aggregateschutzkriterien (Feldstromüberwachung, Drehzahlüberwachung) abgeschaltet.

Ähnlich verhalten sich die im KKL eingesetzten USV-Anlagen, wobei die der USV zugehörigen Wechselrichter bei einer Überspannung nicht abgeschaltet werden. Die Gleichrichter der USV-Anlagen werden bei einer massiven gleichstromseitigen Überspannung von 30 % abgeschaltet,

wobei die Wechselrichter ihre Energie dann von einer Batterie beziehen. Die Wiedereinschaltung des Gleichrichters benötigt einen Eingriff vor Ort. Die im KKL zur Versorgung der sicheren Schienen ET eingesetzten Wechselrichter werden bei einer massiven gleichstromseitigen Überspannung von 27 % abgeschaltet. Die unterbrechungslose Weiterversorgung der sicheren Schienen erfolgt über den Bypass. Die Wiedereinschaltung des Wechselrichters erfolgt ebenfalls mittels Eingriff vor Ort.

Die in Mühleberg eingesetzten Wechselrichter zur Versorgung der sicheren Schienen S1 und S2 schalten bei einer gleichstromseitigen Überspannung von 26 % und einer Unterspannung von 15 % automatisch auf Versorgung über den Bypass. Die Wiedereinschaltung des Wechselrichters erfolgt manuell vor Ort. Die Wechselrichter zur Versorgung der sicheren Schienen 1L2 und 2L2 schalten bei einer gleichstromseitigen Überspannung von 40 % und Unterspannung von 15 % ebenso automatisch auf Bypass. Hier erfolgt die Wiedereinschaltung des Wechselrichters automatisch, sofern sich die gleichstromseitigen Spannungsverhältnisse im erlaubten Toleranzband befinden.

Die Ergebnisse der wiederkehrenden Prüfungen dieser Ausrüstungen bestätigen die zuverlässige Funktion der Stromversorgungs- und Schutzeinrichtungen.

Grundsätzlich zeigen die durchgeführten Abklärungen, dass die in den schweizerischen Kernkraftwerken unterschiedlich ausgelegten Systeme zur sicheren Stromversorgung betrieblicher wie auch sicherheitsrelevanter Systeme ihre Funktion auch beim Auftreten störungsbedingter Spannungstransienten zuverlässig erfüllen.

### **3.2.9 Schutzeinrichtungen gegen Überspannung in leittechnischen Systemen**

Zum Schutz sicherheitstechnisch relevanter leittechnischer Systeme vor unzulässigen Überspannungen werden grundsätzlich die zu berücksichtigenden Überspannungseinträge durch Schutzbeschaltungen begrenzt, welche genügend weit unter der Spannungsfestigkeit der angeschlossenen Baugruppen liegen.

In diesem Zusammenhang sind auch von aussen in das Sicherheitssystem führende Kabelverbindungen (MSR) zu betrachten, über welche keine unzulässigen Beeinflussungen auf die nachgeschaltete Sicherheitsleittechnik eingekoppelt werden dürfen. Einkoppelte Ströme bzw. Spannungen können unterbrochen (Optokoppler) oder kurzgeschlossen (Ableiter) werden.

Die sicherheitstechnisch wichtige Leittechnik wird ausserdem vor Spannungen geschützt, welche sich oberhalb der Systemspannung von 24 V bewegen. Hier wird unterstellt, dass systemfremde Spannungen an den Schnittstellen zwischen Sicherheitsleittechnik und Anlage auftreten. Zum Überspannungsschutz werden Baugruppen mit Schutzbeschaltung eingesetzt, welche teilweise unter Selbstzerstörung eine Einkopplung dieser Überspannungen in die Sicherheitsleittechnik verhindern.

Ein genügender Schutz vor Überspannung für leittechnische Systeme wurde im Rahmen der Überprüfung aller schweizerischen Kernkraftwerke zur Blitzfestigkeit nachgewiesen.

## **3.3 Erfahrungen aus Vorkommnissen in schweizerischen Kernkraftwerken**

In den folgenden Abschnitten werden einige Vorkommnisse zusammenfassend beschrieben, denen ein ähnliches auslösendes Ereignis zu Grunde lag wie im Falle von Forsmark 1. Es handelt sich um Störungen in den externen Netzen, die eine Rückwirkung auf die am Netz ange-

schlossenen Kernkraftwerke hatten. In all diesen Fällen konnte das auslegungsgemässe Verhalten der Anlagen bestätigt werden.

### **3.3.1 Lastabwurf je einer Turbine der beiden Kernkraftwerksblöcke Beznau infolge Erdschluss im 220-kV-Netz**

Infolge eines Erdschlusses am 10. September 1996 im 220-kV-Netz sprach der netzseitige Schnelldistanzschutz an und führte zur Isolierung der 220-kV-Sammelschiene „Schwarz“. Der Lastabwurf je einer Turbine der beiden Kernkraftwerksblöcke Beznau auf die Eigenbedarfsleistung über die isolierte Sammelschiene erfolgte vorerst ohne Störung, bis im Schwachlastbetrieb eine der zwei Turbinengruppen des KKB-Blockes II durch die Generator-Rückleistungsauslösung abgeschaltet wurde. Der 50%-Lastabwurf in jedem Block wurde durch die Regelkreise innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen gehalten. Die beim Ereignis uneingeschränkt mögliche Ableitung der produzierten Energie je eines Generators pro Block (100 %) in das Sammelschienensystem "Weiss" zeigte die Vorteile einer auf zwei Sammelschienensysteme aufgeteilten Energieableitung auf. Die Energieversorgungseinrichtungen der gesicherten Stromversorgungen wurden durch die Anlagentransiente nicht beeinträchtigt.

### **3.3.2 Stromwandlerdefekt in der 380-kV-Leitung Schinberg/Laufenburg des Kernkraftwerkes Leibstadt**

Am 26. Dezember 1996 führte ein Stromwandlerdefekt in der Hochspannungsschaltanlage zum Ansprechen des Distanzschutzes und damit zur Abschaltung der 380-kV-Leitungen sowie zum Öffnen des Blockleistungsschalters. Die schnelle Entlastung des Generators auf die Eigenbedarfsleistung des Kraftwerks und die automatische Reaktorleistungsreduktion durch das Einschliessen einiger vorbestimmter Kontrollstäbe (SRI) sowie das Schliessen der Umwälzregelventile (Runback) erfolgte korrekt. Die Wärmeabfuhr wurde via Turbinenkondensator sichergestellt. Die Energieversorgungseinrichtungen der gesicherten Stromversorgungen wurden durch die Anlagentransiente nicht beeinträchtigt.

### **3.3.3 Ausfall der 380-kV-Überspannungsableiter Phase R beim Kernkraftwerk Leibstadt**

Ein Versagen des Überspannungsableiters im Hochspannungsabgang (Phase R) nach dem Blocktransformator führte am 23. April 2002 zu einem Erdschluss und damit zum Ansprechen des Differenzialschutzes des Blocktransformators. Erwartungsgemäss folgte darauf die Abschaltung der Turbine und schliesslich infolge der Reaktorniveautransiente die automatische Reaktorschnellabschaltung. Die elektrische Versorgung der Notstromschienen wurde automatisch auf die 50-kV-Reservenetzeinspeisung umgeschaltet.

Infolge des Verlustes der elektrischen Versorgung der 27-kV-Ebene der Kraftwerkeigenbedarfsversorgung wurden die 10-kV-Schienen BE/BF wie auch die 6,6-kV-Schienen BA/BB spannungslos. Der 10-kV-Spannungsverlust führt auslegungsgemäss zum Verlust der Rezirkulations-, Speisewasser-, Hauptkondensat- und Hauptkühlwassersysteme. Die Reaktordruck- und Niveauekontrolle erfolgte automatisch von den hierfür vorgesehenen Systemen SRV, RCIC und HPCS. Die Energieversorgungseinrichtungen der Notstromversorgungen und der gesicherten Stromversorgungen wurden durch die Anlagentransiente nicht beeinträchtigt.

### **3.3.4 Fehlüffnen des 400-kV-Blockleistungsschalters im Kernkraftwerk Gösgen**

Infolge von Störungen in der Steuerung in der nahe gelegenen 400-kV-Schaltanlage wurde am 8. April 1998 und am 24. September 2001 jeweils der Blockleistungsschalter geöffnet. Die plötzliche Entlastung des Generators durch den Lastabwurf auf Eigenbedarf führte störungsfrei zum Inselbetrieb des Kernkraftwerkes. Die elektrische Versorgung der Eigenbedarfsanlage erfolgte korrekt vom Turbogenerator. Infolge der automatischen Reaktorleistungsreduktion durch den Kontrollstabeinwurf stabilisierte sich die Anlage bei einer Reaktorleistung von ca. 35 %. Die Energieversorgungseinrichtungen der gesicherten Stromversorgungen wurden durch die Anlagentransienten nicht beeinträchtigt.

### **3.3.5 Lastabwurf beider Turbogeneratoren auf Eigenbedarf im Kernkraftwerk Mühleberg**

Durch Fehlhandlungen bei Arbeiten im abgesicherten Kuppelfeld der 220-kV-Schaltanlage des Kernkraftwerks Mühleberg wurde ein Erdschluss auf der Phase T im 220-kV-Sammelschienensystem 2 ausgelöst. Das Ansprechen der Sammelschienenschutzeinrichtung führte zum Öffnen des Blockleistungsschalters in der Ableitung des Generators B. Die Versorgung der Eigenbedarfsleistung im Inselbetrieb durch den betroffenen Turbogenerator erfolgte auslegungsgemäss. Die Reaktorleistung wurde automatisch durch das selektive Einschliessen von Steuerstäben (SRI) und durch Umwälzmengenreduktion (Runback) auf ca. 35 % stabilisiert. Eine Folgestörung an der Sammelschiene 1 führte ebenfalls beim Generator A zum Lastabwurf und zur automatischen Übernahme der Eigenbedarfsleistung durch den zugehörigen Turbogenerator. Auch in der Kraftwerksanlage Mühleberg wird die von den beiden Kraftwerksgeneratoren erzeugte Energie auf unterschiedliche Sammelschienensysteme abgeleitet, was sich im Vergleich zur Anlage in Forsmark vorteilhaft auswirkt. Die Energieversorgungseinrichtungen der Notstromversorgung und der gesicherten Stromversorgungen wurden durch die Anlagentransiente nicht beeinträchtigt.

### **3.3.6 Ausfall der 380-kV-Versorgung nach Blitzschlag im Kernkraftwerk Leibstadt**

Im Jahre 2000 führte ein Blitzschlag während der ordentlichen Hauptrevision zum Ausfall beider 380-kV-Leitungen. Das auslegungsgemässe Öffnen des Blockleistungsschalters führte zum Spannungsverlust der 10-kV- und 6,6-kV-Eigenbedarfsschienen. Die automatische Umschaltung auf die Reservenetzeinspeisung und der Start wie auch die Zuschaltung des Notstromdieselmotors in der Division 31 erfolgten störungsfrei. Die Energieversorgungseinrichtungen der Notstromversorgung und der gesicherten Stromversorgungen wurden durch die Anlagentransiente nicht beeinträchtigt.

## **3.4 Bewertung**

Mit dem für die schweizerischen Kernanlagen und Netzbetreiber gewählten gemeinsamen, sicheren und koordinierten Vorgehen zur Durchführung notwendiger Arbeiten im Bereich der Netzanschlüsse kann ein Fehler, wie er dem Forsmark-Ereignis als auslösendes Ereignis zu Grunde liegt, nämlich die fehlerhafte Schalthandlung und mangelhafte Freischaltprozedur, weitestgehend ausgeschlossen werden.

Aufgrund der periodisch sowohl auf der Kraftwerkseite wie auch auf der Netzseite durchgeführten Prüfungen der Überspannungsschutzeinrichtungen wird ihre zuverlässige Funktions-

tüchtigkeit attestiert. Durch die in den schweizerischen Kernkraftwerken verwendeten Frequenzschutzgeräte, welche unabhängig von der Phasenlage sind, bestehen zudem keine Schwächen, wie beispielsweise die während des Forsmark-Störfalls verhinderte Abschaltung des Generators durch Unterfrequenz.

Alle schweizerischen Kernkraftwerke verfügen über einen wirkungsvollen Schutz gegen die Folgen von Blitzeinwirkung und Überspannungen. Durch die vorhandenen Schutzmassnahmen werden Überspannungseinflüsse auf ihre geforderten und zulässigen Werte begrenzt.

Im Weiteren zeigen die durchgeführten Abklärungen, dass die in den schweizerischen Kernkraftwerken installierten Systeme zur sicheren Stromversorgung betrieblicher wie auch sicherheitstechnisch wichtiger Systeme ihre Funktion auch beim Auftreten störungsbedingter Spannungstransienten zuverlässig erfüllen.

Die Vorkommnisse, die in den schweizerischen Kernkraftwerken aufgrund von Störungen in den externen Stromversorgungsnetzen aufgetreten sind, haben die angemessene Auslegung und die fachgerechte Ausführung der Einrichtungen zur sicheren internen Stromversorgung in der Praxis bestätigt. Die dabei aufgetretenen Transienten verliefen auslegungs- und erwartungsgemäss.

Als Ergebnis der durchgeführten Abklärungen erachtet die HSK technische Nachrüst- oder Verbesserungsmassnahmen als nicht erforderlich.

### 3.5 Änderungsmanagement

Neue Erkenntnisse, die Umsetzung von Verbesserungsvorschlägen, die Behebung von Mängeln aber auch die Erfüllung von Behördenforderungen können Anlass für Änderungen in Kernkraftwerken geben. Jede Änderung hat grundsätzlich ein Potenzial für unerwartete, unbekannte Auswirkungen auf den Betrieb und auf die Sicherheit der Anlage. Aus diesem Grund erfordern Anlageänderungen die besondere Aufmerksamkeit der Kernkraftwerksbetreiber und, im Falle von sicherheitsrelevanten Änderungen, auch der Aufsichtsbehörde.

Damit solche Änderungen sorgfältig, umsichtig, der ursprünglichen Auslegung und den gesetzlichen Vorgaben entsprechend erfolgen, verfügen alle schweizerischen Kernkraftwerke über einen eigenen Prozess für Anlageänderungen, der im Managementsystem festgelegt ist. Zwischen den einzelnen Werken sind in der Ausgestaltung dieser Prozesse keine grundsätzlichen Unterschiede festzustellen.

Umfang und Tiefe des Prozesses richten sich insbesondere nach der sicherheitstechnischen Bedeutung der Änderung (Sicherheitsklasse der Systeme, Freigabepflicht durch die HSK) und nach den für die Änderung erforderlichen personellen und materiellen Ressourcen.

Änderungen von grösserer sicherheitstechnischer Bedeutung unterliegen der Freigabepflicht der HSK. Änderungen verlaufen werksseitig im Wesentlichen in folgenden Schritten:

- Erfassung des Änderungsvorschlags
- Analyse des Vorschlags auf sicherheitstechnische Relevanz für die Anlage
- Beschluss, das Änderungsverfahren einzuleiten
- Ausarbeitung verschiedener Varianten
- Prüfung der Varianten bei verschiedenen Fachstellen (evtl. auch im Internen Sicherheitsausschuss)

- Entscheid über die bevorzugte Variante
- Überprüfung der Vollständigkeit und Durchführbarkeit der gewählten Variante bei allen involvierten Fachstellen (i. A. alle Fachabteilungen)
- Genehmigung durch die Fachabteilungen und den Internen Sicherheitsausschuss, Entscheid für die Umsetzung der Anlageänderung
- Erarbeitung und Übergabe des Freigabeantrags an die HSK
- Durchlaufen des HSK-Freigabeverfahrens gemäss Richtlinien
- Nach Freigabe durch die HSK: Umsetzung der Änderung in Form eines Projekts (evtl. mit weiteren Freigabeschritten)
- Überprüfung der vollzogenen Änderung auf Korrektheit und Übereinstimmung mit den ursprünglichen Vorgaben (Tests, Inbetriebnahme)
- Abschluss und Dokumentierung des Änderungsprojekts

Die Erfahrung hat gezeigt, dass die konsequente Anwendung eines strukturierten Verfahrens bei Anlageänderungen die Wahrscheinlichkeit für Fehler stark reduziert.

Die HSK beaufsichtigt die Änderungsverfahren gemäss ihrer Richtlinien:

Für den Ersatz bzw. die Instandhaltung oder Änderung elektrischer Ausrüstungen kommt die Richtlinie HSK-R-23 „Revisionen, Prüfungen, Ersatz, Reparaturen und Änderungen an elektrischen Ausrüstungen in Kernanlagen“ zur Anwendung. Bei Systemersatz oder bei Änderungen sowie bei Nachrüstungen grösseren Ausmasses an sicherheitstechnisch klassierten elektrischen Ausrüstungen ist bezüglich des Aufsichtsverfahrens die Richtlinie HSK-R-31 „Aufsichtsverfahren beim Bau und dem Nachrüsten von Kernkraftwerken, 1E klassierte elektrische Ausrüstungen“ zu berücksichtigen. Die Überprüfung von Auslegung, Ausführung, Qualität und Prüfung der elektrischen Ausrüstungen erfolgt gemäss der Richtlinie HSK-R-31 in den vier Hierarchiestufen E1 (Übersicht und Grundlagen), E2 (Auslegung der Komponenten), E3 (Ausführungsnachweise) und E4 (Dokumentation und Gesamtbewertung).

Für Notstromanlagen werden vor allem die elektrischen Auslegungsbedingungen bezüglich Spannungs- und Frequenzschwankungen wie auch äussere Einflüsse wie Blitzschlag, Fremdspannungsbeeinflussung sowohl für den Normalbetrieb als auch für Störfälle beurteilt.

Bei grösseren Änderungen arbeitet die HSK gemäss ihrem eigenen Managementsystem nach einem klaren Prozess mit spezifischem Projektplan, in dem u. a. die Tiefe und der Umfang der Überprüfung detailliert festgelegt sind. Die HSK führt zudem regelmässig Fachgespräche und Inspektionen durch.

Somit unterliegen Änderungen in schweizerischen Kernkraftwerken einer intensiven Kontrolle, sowohl kraftwerksintern im Rahmen des Prozesses "Anlageänderungen" als auch durch Überprüfungen (Konformität mit Vorgaben) und Freigaben durch die HSK. Diese bewährte Vorgehensweise stellt einen wesentlichen Unterschied zur Aufsichtspraxis in Schweden dar, die eine eher prozessorientierte Vorgehensweise verfolgt. Die Wahrscheinlichkeit, dass Anlageänderungen zu unvorhergesehenen und unerwünschten Folgen für die Anlagesicherheit führen, wird mit dem in der Schweiz praktizierten Vorgehen minimiert.

## 4 Bewertung der Störfallabläufe in den Schweizer Kernanlagen beim Ausfall des externen Netzes

Die Störfallabläufe, wie sie sich bei einem Ausfall des externen Netzes ergeben, werden bereits vor der Errichtung eines Kernkraftwerkes umfassend analysiert. Solche deterministischen Analysen sind Bestandteil des Sicherheitsberichtes jeder Anlage. Die Auswirkungen der Störfälle „Lastabwurf auf Eigenbedarf“ und „Notstrom“ auf die Anlagen sind deshalb gut bekannt, und die Übereinstimmung von Analysen und tatsächlichem Anlageverhalten wurde durch die bisher eingetretenen Vorkommnisse (siehe Abschnitt 3.3) bestätigt. Die Störfallabläufe werden nachfolgend im Kapitel 4.1 anlagespezifisch beschrieben.

Mittels probabilistischer Analysen kann die Wahrscheinlichkeit einer Kernbeschädigung, beispielsweise durch einen Totalausfall der Energieversorgung, ermittelt werden. Solche Analysen ermöglichen auch, die sicherheitstechnische Bedeutung von Systemen und Komponenten zur Energieversorgung wie beispielsweise Notstromdieselgenerator- oder Umformeranlagen zu quantifizieren. Die diesbezüglichen probabilistischen Betrachtungen sind im Kapitel 4.2 dargestellt.

Für eine umfassendere Darlegung der deterministischen und probabilistischen Störfallanalysen für die schweizerischen Kernkraftwerke sei auf die im Internet unter [www.hsk.ch](http://www.hsk.ch) veröffentlichten Gutachten resp. periodischen Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ) verwiesen. Dort sind auch detaillierte Anlageschemata abgebildet.

### 4.1 Deterministische Störfallanalysen

Mit der deterministischen Analyse von Störfällen wird der Ablauf einer ausgewählten Anzahl umhüllender Störfälle detailliert untersucht. Ein solches Vorgehen ist zulässig, sofern systematisch jene Störfallabläufe gesucht werden, die maximale Beanspruchungen verursachen und maximale Anforderungen an die Anlage und ihre Sicherheitssysteme stellen. Im Rahmen der Anlageauslegung wird dabei zusätzlich zum störfallauslösenden Ereignis ein davon unabhängiger Einzelfehler postuliert (Auslegungsstörfall).

Bei Störungen des externen Stromnetzes kann es zum Öffnen des Blockschalters und damit zum Lastabwurf des Generators (KKL, KKG) resp. der Generatoren (KKM, KKB) kommen. Um eine Überdrehzahl der Turbine(n) zu verhindern, wird ein Schnellschluss der Turbinen-Einlassventile ausgelöst. Der Frischdampf wird dann über das Turbinenbypass-System (auch Frischdampf-Umleitstation genannt) direkt in den Turbinenkondensator geleitet und dort kondensiert. Bei den Anlagen KKM, KKL und KKG ist die Kapazität des Turbinenbypass-Systems ausreichend, um bei Vollastbetrieb kurzzeitig die gesamte Frischdampfmenge aufzunehmen. Zwecks schneller Reduktion der Reaktorleistung erfolgt in diesen Anlagen zudem ein Einwurf einzelner vorgewählter Steuerelemente resp. Steuerstäbe. KKB verfügt nur über eine beschränkte Turbinenbypass-Kapazität von  $2 \times 5\%$  der Vollastdampfmenge, so dass der überschüssige Dampf über die Abblaseventile (notfalls auch über die Sicherheitsventile) der Dampferzeuger abgegeben werden muss. Die KKB-Leistungsregelung reduziert die Reaktorleistung durch langsames Einfahren von Steuerelementen.

Wenn das Turbinenbypass-System (bei KKB auch die Abblaseventile) und die Systeme zur Reduktion der Reaktorleistung funktionieren, ist ein Lastabwurf auf Eigenbedarf (Inselbetrieb) möglich. Die Anlage bleibt ohne Reaktorabschaltung in Betrieb und kann nach Normalisierung des externen Stromnetzes relativ rasch wieder auf Nennleistung hochgefahren werden.

Im Folgenden werden die in den Sicherheitsberichten der Anlagen dokumentierten und in den Gutachten /5/, /6/ resp. Stellungnahmen /4/, /7/, der HSK zu den PSÜ bewerteten Analysen zum Anlageverhalten beim Generator-Lastabwurf und beim Ausfall der externen Netze kurz beschrieben.

#### 4.1.1 Siedewasserreaktoren (KKM, KKL)

##### a) Generator-Lastabwurf

Zur Beherrschung eines Generator-Lastabwurfes stehen das Turbinenbypass-System und die Leistungsbegrenzungs-Funktionen „Reduzierung des Kerndurchflusses“ und „Einschiessen ausgewählter Steuerstäbe“ (SRI) zu Verfügung.

Wenn diese Systeme auslegungsgemäss funktionieren, kommt es weder zur Reaktorschnellabschaltung noch zum Einspeisen durch Notkühlsysteme. Der Füllstand im Reaktordruckbehälter wird durch die Speisewasserregelung kontrolliert. Wegen der vollen Verfügbarkeit des Turbinenbypass-Systems wird ein Anstieg des Reaktordrucks verhindert, und es sprechen keine Druckentlastungsventile an. Die Turbinen-Regelventile öffnen nach kurzer Zeit wieder und es wird die für den Eigenbedarf erforderliche Leistung (ca. 5 % der Nennleistung) geliefert.

Für KKM und KKL wurden verschiedene Analysen zum Generator-Lastabwurf durchgeführt. Dabei wurde auch unterstellt, dass das Turbinenbypass-System nur teilweise oder überhaupt nicht funktioniert oder dass die Leistungsbegrenzungs-Funktionen ausfallen. In diesen Fällen kommt es zu einer Reaktorschnellabschaltung, welche entweder direkt oder indirekt (durch Grenzwertüberschreitung von Prozessparametern wie z. B. durch zu hohen Neutronenfluss) ausgelöst wird. Zur Begrenzung des Anstiegs des Reaktordrucks können die Druckentlastungsventile ansprechen (z. B. falls die Turbinenbypass-Ventile nicht öffnen).

##### b) Ausfall der externen Netze

Bei KKM gibt es zwei externe Stromquellen (220 kV, 50 kV), bei KKL drei (380 kV, zweimal 50 kV). Der Ausfall aller externen Stromquellen wurde für KKM und KKL analysiert.

Der Ausfall der Netze (Ausfall der Eigenbedarfsversorgung bei Annahme eines Versagens des Übergangs auf Inselbetrieb) führt zum Ausfall der Umwälzpumpen, der Speisewasserpumpen und der Kondensatpumpen. Dadurch erfolgen eine Reaktorschnellabschaltung und eine Blockierung der Turbinenbypass-Ventile, weil der resp. die Turbinenkondensator(en) aufgrund des Stromausfalles nicht zur Verfügung steht. Wegen des Ausfalls des Speisewassers sinkt der Reaktorfüllstand auf Niveau 2, wodurch das dampfgetriebene Notspeisewasser-System (und im Falle von KKL auch das Hochdruck-Kernsprühsystem) gestartet wird. Die Stromversorgung erfolgt durch Notstromdiesel.

Nach der rasch verlaufenden Anfangsphase mit automatischen Aktionen sind folgende Operateurhandlungen erforderlich:

- Reaktorniveau halten mit dem Notspeisewasser-System oder dem Hochdruck-Kernsprühsystem.
- Reaktordruck regeln durch die Druckentlastungsventile und/oder Dampfkondensationsbetrieb des Nachwärmeabfuhr-Systems.
- Start und Lastverhalten der Notstromdiesel kontrollieren.



#### 4.1.2 Druckwasserreaktoren (KKB, KKG)

##### a) Generator-Lastabwurf bei KKG

Durch den Lastabwurf steht sofort ein Begrenzungs-Signal an, das einen Steuerelement-Einwurf auslöst, wodurch die Reaktorleistung auf ca. 30 % abgesenkt wird. Anschliessend steigt die Leistung wegen der negativen Reaktivitätsrückwirkung wieder auf ca. 50 % an, so dass ein weiteres Paar von Steuerelementen eingeworfen wird.

Die Anlage stabilisiert sich nach etwa 15 s bei einer Reaktorleistung von ca. 30 %. Die überschüssige Energie wird über die Frischdampf-Umleitstation an den Turbinenkondensator abgeführt.

##### b) Generator-Lastabwurf bei KKB

Ein Lastabwurf von 100 % Nennleistung auf Eigenbedarf (Übergang auf Inselbetrieb) wird von den Regelsystemen beherrscht, wenn das Turbinenbypass-System und alle fünf Frischdampf-Abblaseventile der Dampferzeuger funktionieren. Die Reaktorleistung wird durch Einfahren von Steuerelementen reduziert, und der Druck im Reaktorkühlsystem wird durch das Sprühsystem des Druckhalters abgesenkt.

Bei den für KKB durchgeführten Analysen wurde auch der Ausfall diverser Systeme unterstellt. Beim Ausfall der Frischdampf-Abblase- und der Turbinenbypass-Ventile oder zusätzlich noch der Druckhalter-Sprühung (durch Ausfall der Hauptkühlmittelpumpen) muss der überschüssige Dampf über die Sicherheitsventile der Dampferzeuger abgegeben werden. Der Übergang auf Inselbetrieb ist dann nicht erfolgreich, weil eine Reaktorschnellabschaltung durch zu hohen Druck im Reaktorkühlsystem (resp. bereits durch tiefen Durchfluss beim Ausfall der Hauptkühlmittelpumpen) erfolgt. Der Druckanstieg im Reaktorkühlsystem wird durch Öffnen der Druckhalter-Entlastungsventile begrenzt.

Der Störfall führt zum Abblasen von nicht radioaktivem Dampf über die Abblase- oder Sicherheitsventile der Dampferzeuger an die Umgebung.

##### c) Ausfall der externen Netzeinspeisung bei KKB

Bei KKB gibt es zwei externe Stromquellen (220 kV, 50 kV) pro Block. Der Ausfall aller externen Stromquellen in Verbindung mit einem misslungenen Übergang auf Inselbetrieb wurde analysiert und wird nachfolgend diskutiert.

Die 50-kV-Netzeinspeisung versorgt normalerweise die Notstromschiene BF. Bei einem Ausfall des 50-kV-Netzes erfolgt jedoch eine automatische Umschaltung auf die Notstromschiene AN 10 des Wasserkraftwerkes Beznau. Bei einem allfälligen Ausfall des Letzteren würde die Dieselgeneratorgruppe im Notstandgebäude starten.

Beim Störfall „Ausfall der externen Netzeinspeisungen mit misslungenem Übergang auf Inselbetrieb“ kommt es unmittelbar nach Eintreten des Störfalls praktisch gleichzeitig zu einem Ausfall des Speisewasserstroms und der Zwangsumwälzung im Reaktorkühlsystem.

Die ersten Sekunden des Störfalls werden durch den Ausfall der Zwangsumwälzung (Auslaufen der Hauptkühlmittelpumpen) dominiert. Durch den abnehmenden Durchfluss im Reaktorkühlsystem wird frühzeitig eine Reaktorschnellabschaltung ausgelöst.

Der weitere Störfallverlauf wird durch den Ausfall des Speisewassers (Auslaufen der Hauptspeisewasserpumpen) geprägt. Die Bespeisung der Dampferzeuger erfolgt dann prinzipiell gestaffelt durch die drei diversitären Systeme Hilfs-, Not- und Notstand-Speisewasser. Erschwe-

rend wurde in der Analyse angenommen, dass nur das Notstand-Speisewassersystem verfügbar ist.

Durch sinkenden Füllstand in den Dampferzeugern kommt es zu einem Temperatur- und Druckanstieg im Reaktorkühlsystem, wodurch zeitweilig die Entlastungsventile des Reaktorkühlsystems öffnen. Die Bespeisung der Dampferzeuger mit Notstand-Speisewasser reicht allein aus, um die Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkühlsystem zu gewährleisten.

Der Störfall führt zum Abblasen von nicht radioaktivem Dampf über die Abblase- oder Sicherheitsventile der Dampferzeuger an die Umgebung.

#### d) Ausfall der externen Netzeinspeisung bei KKG

Bei KKG gibt es zwei externe Stromquellen (400 kV, 220 kV). Der Ausfall aller externen Stromquellen in Verbindung mit einem misslungenen Übergang auf Inselbetrieb wurde analysiert und wird nachfolgend diskutiert. Dieser Störfall führt zum Ausfall der Eigenbedarfsversorgung und es kommt auf den Notstrom- und Notstand-Schienen zu einem Spannungsabfall. Dies führt zum Start der Notstromdiesel und Notstanddiesel und zum Auslaufen der Hauptkühlmittelpumpen, wodurch sehr rasch die Reaktorschnellabschaltung und damit auch die Turbinenschnellabschaltung erfolgen. Sekundärseitig fallen die Hauptkondensat- und Hauptkühlwasserpumpen sowie die Hauptspeisewasserpumpen aus.

Wegen des Ausfalls der Hauptkondensat- und Hauptkühlwasserpumpen wird zum Schutz des Turbinenkondensators die Frischdampf-Umleitstation gesperrt. Deshalb steigt nach der Turbinenschnellabschaltung der Frischdampfdruck an. Er wird durch das Öffnen der Frischdampf-Sicherheitsventile begrenzt. Nach dem Ausfall der Hauptspeisewasserpumpen werden die zwei mit Notstrom versorgten An- und Abfahrpumpen automatisch zugeschaltet. Sollten diese Pumpen die Dampferzeuger-Füllstände nicht halten können, so kommt es zur Bespeisung durch das Notspeisesystem und das Notstandsystem.

Der im Störfallverlauf ansteigende Druck im Reaktorkühlsystem wird durch Aktivierung der Druckhalter-Hilfssprühung derart begrenzt, dass kein Entlastungsventil des Reaktorkühlsystems öffnet.

Nach einem Ausfall der externen Netzeinspeisung erreicht die Anlage dann einen sicheren Zustand, wenn die Nachzerfallswärme des Reaktorkerns mittels Naturzirkulation an die Dampferzeuger abgegeben wird. Die mit den An- und Abfahrpumpen (eventuell auch dem Notspeisesystem und dem Notstandsystem) bespeisten Dampferzeuger führen die Wärme kurzfristig über die Frischdampf-Sicherheitsventile und langfristig über die Frischdampf-Abblaseventile ab.

### **4.1.3 Bewertung**

Die Überprüfung der deterministischen Störfallanalysen zeigt, dass die zur Beherrschung eines externen Netzausfalls notwendigen Sicherheitsfunktionen auch bei misslungenem Lastabwurf auf Eigenbedarf für alle Schweizer Kernkraftwerke gewährleistet sind. Im ungünstigsten Fall kommen die Notstandsysteme mit ihrer eigenen Notstromversorgung und eigener Wärmesenke zum Einsatz. Aus den deterministischen Störfallanalysen sind keine Schwachstellen ersichtlich.

## 4.2 Probabilistische Betrachtungen

Mit einer Probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA) wird das Restrisiko, dass ein schwerer Unfall in einem Kernkraftwerk auftritt, berechnet. Die PSA erlaubt es, das Anlageverhalten für ein umfassendes Spektrum auslösender Ereignisse<sup>1</sup> systematisch risikotechnisch zu bewerten. Aus der internationalen und der anlagespezifischen Betriebserfahrung wird für jedes der betrachteten auslösenden Ereignisse eine Eintretenshäufigkeit bestimmt. Mit Hilfe von logischen Bäumen wird anschliessend die Versagenswahrscheinlichkeit der zur Störfallbeherrschung erforderlichen Systeme, Komponenten und Operateurhandlungen ermittelt und mit der Häufigkeit der auslösenden Ereignisse multipliziert. Daraus ergibt sich u. a. eine Kernschadenshäufigkeit, welche ein Mass für das Risiko eines Kernkraftwerks darstellt.

Im Folgenden werden für die Schweizer Werke die verschiedenen Aspekte des Forsmark-Ereignisses basierend auf den Erkenntnissen aus den PSA-Studien der Schweizer Kernkraftwerksbetreiber probabilistisch bewertet. Im Einzelnen betrifft dies:

- die Eintrittshäufigkeit des Notstromfalls,
- die Kernschadenshäufigkeit infolge des Notstromfalls, sowie
- die Zuverlässigkeit wichtiger elektrotechnischer Komponenten, welche beim Störfall in Forsmark eine Rolle gespielt haben.

### 4.2.1 Eintrittshäufigkeit des Notstromfalls

Der Notstromfall beinhaltet den totalen Ausfall der externen Stromversorgung mit zusätzlichem Versagen der auslegungsgemäss vorgesehenen Trennung des Generators vom externen Netz mit Drosselung der Reaktor- und Turbinenleistung auf den Eigenbedarf des Kernkraftwerkes. Die Häufigkeit des Notstromfalls über einen längeren Zeitraum (24 Stunden) wird in den PSA der Schweizer Kernkraftwerke im Bereich von  $10^{-3}$  bis  $10^{-2}$  pro Jahr abgeschätzt. Diese Eintrittshäufigkeit wird als konservativ beurteilt, weil die Möglichkeit des Lastabwurfs auf Eigenbedarf in den meisten PSA der Schweizer Kernkraftwerke nicht berücksichtigt wird. Ein kurzzeitiger Verlust (30 – 60 Minuten) des externen Hauptnetzanschlusses hat typischerweise eine Häufigkeit von ungefähr  $10^{-1}$  pro Jahr. Diese Werte basieren auf der anlagespezifischen und der internationalen Betriebserfahrung.

### 4.2.2 Kernschadenshäufigkeit infolge des Notstromfalles

Im Notstromfall werden die Versorgungsschienen der Betriebssysteme und der Sicherheitssysteme spannungslos, und die Notstromdieselaggregate werden automatisch gestartet. Damit können die zur Kühlung des Reaktorkerns notwendigen Sicherheitssysteme wieder mit Strom versorgt werden. Alle diese Vorgänge sind mit einer Versagenswahrscheinlichkeit behaftet. Die Streuung der durch den Notstromfall bedingten Kernschadenshäufigkeiten der Schweizer Kernkraftwerke lässt sich mit der unterschiedlichen Auslegung der Schweizer KKW erklären. Insbesondere aufgrund der Notstands-systeme bzw. deren unabhängiger Stromversorgung durch eigene Dieselgeneratoren ist die durch den Notstromfall bedingte Kernschadenshäufigkeit für alle schweizerischen Kernkraftwerke sehr gering und liegt im Bereich von  $10^{-10}$  bis  $10^{-7}$  pro Jahr.

---

<sup>1</sup> Auslösende Ereignisse sind anlageninterne Störfälle wie z. B. Brüche von Kühlmittel führenden Leitungen oder Ausfälle der Wärmeabfuhr und externe Störfälle wie Erdbeben, Flugzeugabsturz oder extreme Überflutungen.

Der relative Anteil an der gesamten Kernschadenshäufigkeit liegt im Bereich von 0,001 % bis 2,5 %. Bezogen auf das Gesamtrisiko der Schweizer Kernkraftwerke ist dieser Anteil als gering einzustufen.

Die Kernschadenshäufigkeit bedingt durch den Notstromfall wird dominiert durch den Ausfall aller Notstromdieselaggregate aufgrund gemeinsamer Ursache (englisch: Common Cause Failure, CCF) sowie durch das Versagen der Accident-Management-Massnahmen, welche nach Ausfall der auslegungsgemäss zur Beherrschung des Störfalls vorgesehenen Systeme ergriffen würden.

#### **4.2.3 Zuverlässigkeit elektrotechnischer Komponenten**

Beim Störfall in Forsmark sind aufgrund von Auslegungsfehlern verschiedene elektrotechnische Komponenten ausgefallen. Zuverlässigkeitskennzahlen werden üblicherweise mit statistischen Methoden ermittelt, so dass sie die effektive, anlagespezifische Erfahrung widerspiegeln.

- Die Wahrscheinlichkeit eines Startversagens eines einzelnen Notstromdieselaggregats liegt im Bereich von  $2 \cdot 10^{-2}$  bis  $2 \cdot 10^{-3}$ , d. h. man erwartet ein Versagen auf 50 bis 500 Startversuche.
- Die Wahrscheinlichkeit für das Startversagen sämtlicher Notstromdieselaggregate in einem Kernkraftwerk liegt unterhalb  $10^{-5}$ . Anlagespezifische Unterschiede sind durch die Anzahl sowie das CCF-Potenzial (Versagen aufgrund gemeinsamer Ursache) der Notstromdieselaggregate begründet.
- Die Zuverlässigkeit von Gleichstromversorgungen, welche u. a. für die Regelung von Notstromdieselaggregaten erforderlich sind, ist in den Schweizer Kernkraftwerken sehr hoch. Die Versagensrate von Batterien beispielsweise liegt im Bereich von  $10^{-7}$  bis  $10^{-6}$  pro Stunde; Gleichrichter, Dioden und Sicherungen haben ähnlich tiefe Versagensraten. Zum Vergleich: Eine handelsübliche Glühbirne ist rund tausendmal weniger zuverlässig.

#### **4.2.4 Bewertung**

Im Unterschied zu Forsmark verfügen die Schweizer Kernkraftwerke zusätzlich über unabhängige Notstandssysteme mit eigener Energieversorgung mittels Notstand-Dieselaggregaten. Bei einem vergleichbaren Vorkommnis wie im Block 1 von Forsmark wären in einer Schweizer Kernanlage die Notstandssysteme aufgrund deren Unabhängigkeit von übrigen Sicherheitssystemen nicht betroffen. Durch die geringe Eintrittshäufigkeit eines Notstromfalles und aufgrund der hohen Zuverlässigkeit von Notstromdieselaggregaten und Gleichstrom- sowie gesicherten Dreh- und Wechselstromversorgungen ergibt sich der niedrige Beitrag eines Notstromfalles zur gesamten Kernschadenshäufigkeit für Schweizer Kernkraftwerke.

### **4.3 Störfall- bzw. Notfallvorschriften, SAMG und Notfallreglement**

In allen schweizerischen Kernkraftwerken sind Störfall- oder Notfallvorschriften zur Beherrschung von Abweichungen vom Normalbetrieb vorhanden. Darüber hinaus haben sämtliche Schweizer Kernkraftwerke präventive Accident-Management-Massnahmen zur Verhinderung eines Kernschadens vorbereitet. In diesen umfangreichen Vorschriften ist das Vorgehen zur Diagnose des Anlagezustandes und zur Wiederherstellung eines sicheren Anlagezustandes beschrieben. Versagen alle diese Massnahmen zur Sicherstellung der Kernkühlung, werden die so genannten Severe Accident Management Guidelines (SAMG) herangezogen, mit dem Ziel,

die Kernbeschädigung zu beenden und insbesondere um die Freisetzung radioaktiver Stoffe zu minimieren. Den Stör- und Notfallvorschriften sowie den SAMG übergeordnet sind die kraftwerksspezifischen Notfallreglemente, welche das Vorgehen und die Verhaltensweisen bei deklarierten Notfällen wie zum Beispiel bei Brand, Explosion, unbefugten Einwirkungen, Erdbeben, Flugzeugabsturz, Personenunfällen oder technischen Notfällen regeln.

Bei einem Verlust der externen Stromversorgung und misslungenem Übergang auf Inselbetrieb wird durch den Ausfall von Betriebssystemen wie z. B. dem Speisewasser- oder Hauptkühlsystem oder durch den Spannungsabfall an den Notstromschienen eine automatische Reaktorschnellabschaltung ausgelöst. Nach den Vorgaben der Störfallvorschriften sind die Reaktoroperateure in diesem Fall angehalten, die automatische Umschaltung auf die Fremdnetzeinspeisung oder bei deren Ausfall den Start der Notstromdieselaggregate zu überprüfen um sicherzustellen, dass die Notstromschienen versorgt sind. Parallel dazu und mit höchster Priorität erfolgt die kontinuierliche Reaktor- und Primärcontainmentüberwachung mit dem Ziel, den Reaktor in einen drucklosen und unterkritischen Zustand zu überführen. Sollte sich zeigen, dass kein Notkühlsystem in Betrieb genommen werden kann, gehen die Reaktoroperateure zum präventiven Accident Management (AM) über, wobei spätestens zu diesem Zeitpunkt der Notfallstab der Kraftwerksanlage einberufen wird. Beim präventiven AM wird versucht, mit allen für einen solchen Fall vorgesehenen Mitteln die Kühlung des Reaktors sicherzustellen. Eine der vorgesehenen Massnahmen ist beispielsweise die Einspeisung von Kühlwasser in den Reaktor oder in die Dampferzeuger mit Hilfe eines Tanklöschfahrzeuges oder einer mobilen Pumpe. Zu diesem Zweck wurden geeignete Anschlussstutzen vorbereitet, und die dazu erforderlichen Operateurchandlungen sind in den AM-Vorschriften detailliert vorgegeben. Sollten derartige Massnahmen nicht möglich oder nicht ausreichend sein, ist mit einem Kernschaden zu rechnen. Um die Auswirkungen eines Kernschadens möglichst gering zu halten, wurden in allen Schweizer Kernkraftwerken Strategien des mitigativen AM (SAMG) entwickelt und eingeführt. Mit SAMG soll die Freisetzung radioaktiver Stoffe in die Umgebung möglichst verhindert oder begrenzt werden.

#### **4.4 Auswertung von in- und ausländischen Störfällen / Austausch der Betriebserfahrung**

Die HSK hat im Jahre 2005 in allen Schweizer Kernkraftwerken inspiziert, wie Ereignisse und Befunde ausgewertet werden und wie die Werke aus dieser Erfahrung Lehren ziehen und Verbesserungsmassnahmen ableiten. Dabei wurde sowohl die Bearbeitung von Vorkommnissen in der eigenen Anlage als auch die Bearbeitung von Erkenntnissen aus Vorkommnissen in anderen Anlagen im In- und Ausland beurteilt. Die Schweizer Kernkraftwerke werten namentlich die Ereignismeldungen und Analysen der weltweiten Vereinigung der Betreiber von Kernanlagen WANO (World Association of Nuclear Operators) und die Meldungen und Berichte ihrer Anlagelieferanten aus. Teilweise werden Dokumente des VGB berücksichtigt, eines europäischen Fachverbands für Strom- und Wärmeenergieerzeugung. Zusätzlich sendet die HSK den Kernkraftwerksbetreibern einzelne Berichte aus dem internationalen behördlichen Incident Reporting System (IRS) der IAEA und NEA zur Stellungnahme, wenn sie Vorkommnisse für bestimmte Schweizer Anlagen als relevant erachtet.

Bei der Auswertung wird zunächst beurteilt, ob die dargestellten Vorkommnisse für die eigene Anlage von Bedeutung sind. Eine Bedeutung ist namentlich gegeben, wenn die Anlage technische Ähnlichkeiten aufweist oder wenn in den Arbeitsabläufen Parallelen bestehen. Es werden nicht nur Störfälle betrachtet - also Situationen, in welchen Sicherheitssysteme ausgelöst wur-

den -, sondern auch Betriebsstörungen und Befunde ohne unmittelbare sicherheitstechnische Auswirkung, aus welchen Erkenntnisse für die eigene Anlage gewonnen werden können.

Die Kernkraftwerke sind dazu verpflichtet, der HSK vierteljährlich über die vertieft analysierten Vorkommnisse in anderen Kernkraftwerken und die daraus für die eigene Anlage abgeleiteten Massnahmen zu berichten. In den März-, Juni-, September- und Dezember-Ausgaben der Monatsberichte listen die Kernkraftwerke auf, welche externen Berichte zu welchen Vorkommnissen ausgewertet und welche Massnahmen getroffen worden sind.

Die HSK beurteilt die von den Schweizer Kernkraftwerken vorgenommene Auswertung externer Betriebserfahrung und den Erfahrungsaustausch mit anderen Kraftwerksbetreibern überwiegend positiv, hat aber in einzelnen Anlagen auch Ressourcenengpässe festgestellt. Die HSK wird die nötigen Massnahmen einleiten.

Ein wichtiges Instrument des internationalen Erfahrungsaustauschs sind Peer Reviews, in denen international zusammengesetzte Expertenteams die Arbeitsweise eines Kernkraftwerks detailliert analysieren, in einem umfassenden Bericht ihre Beobachtungen darstellen und Empfehlungen für Verbesserungsmassnahmen formulieren. Sämtliche Schweizer Kernkraftwerke haben sich schon solchen Peer Reviews unterzogen, zum Teil durch die IAEA - im Rahmen von OSART-Missionen (Operational Safety Review Team) - und zum Teil durch die WANO. Die HSK erachtet es als wichtig, alle 5 bis 10 Jahre eine solche externe Beurteilung vornehmen zu lassen.

## **5 Aufgaben des Betriebspersonals bei Ausfällen der Notstromversorgung**

Ein Kernkraftwerk wird als ein sozio-technisches System betrachtet, d. h. es besteht aus dem Zusammenwirken von Technik, Organisation und Mensch. Der Schweizerische Gesetzgeber hat diesem Faktum dadurch Rechnung getragen, dass gesetzliche und behördliche Vorgaben sowohl für die Technik wie auch für Personal, Organisation und Arbeitsweise bestehen.

### **5.1 Sicherheitskonzept in Bezug auf die Bedienung der Anlage**

Für den sicheren Anlagebetrieb ist die ununterbrochene Kontrolle und Steuerung des Kernkraftwerkes aus dem Hauptkommandoraum (oder bei dessen Unverfügbarkeit aus der Notsteuerstelle) durch Personal mit behördlicher Zulassung (Schichtpersonal) vorgeschrieben. Die Interaktionen des Schichtpersonals mit einzelnen Systemen und Komponenten des Kernkraftwerkes erfolgen über die Bedien- und Informationsanzeigen und Kontrollsysteme des Kommandoraums. Die Aufgaben des Schichtpersonals bestehen im Einzelnen in der Überwachung und Kontrolle der Anlage, in der Situationsüberprüfung bei Abweichungen und Störungen, in der Planung und Durchführung von Massnahmen zur Herstellung eines sicheren Zustands und in der Kontrolle, ob die durchgeführten Massnahmen auch wirksam waren. Als Hilfsmittel stehen dem Schichtpersonal neben den Bedien-, Anzeige-, Alarm- und Kontrollsystemen noch Betriebs- bzw. Stör- und Notfallvorschriften zur Verfügung. Für Störfälle, bei denen eine rasche Reaktion erforderlich ist, wird der Begrenztheit der menschlichen Leistungsfähigkeit schon bei der Anlageauslegung dadurch Rechnung getragen, dass hoch zuverlässige Automaten vorgeschrieben sind. Diese sind zum einen das Reaktorschutzsystem zur schnellen Abschaltung des Reaktors und die Systeme und Einrichtungen zur automatischen Auslösung von weiteren Sicherheitsfunktionen.

### **5.2 In der Anlageauslegung berücksichtigte menschliche Handlungen in Bezug auf Störfälle**

Bereits bei der Auslegung der Sicherheitssysteme der schweizerischen Kernkraftwerke wurde berücksichtigt, dass menschliche Handlungen fehlerbehaftet sein können. Dabei wurden Vorkehrungen gegen die Folgen von Bedienungsfehlern getroffen und es wurde berücksichtigt, dass die Operateure unmittelbar nach einem Störfalleintritt von der Informationsflut eintreffender Alarme und Meldungen stark belastet sind. Aus diesem Grund wurden die nach einem Störfalleintritt erforderlichen sicherheitstechnisch wichtigen Massnahmen automatisiert.

#### **5.2.1 Bedienungsfehler**

Bei der Beurteilung der Störfälle wurden folgende Bedienungsfehler berücksichtigt:

- Ein Einzelbedienungsfehler als auslösendes Ereignis für einen Störfall
- Ein Einzelbedienungsfehler während eines Störfalls

Bedienungsfehler können sowohl die Durchführung einer unerwünschten Handlung als auch das Unterlassen einer notwendigen Handlung sein. Da ein einzelner Bedienungsfehler keine grösseren Folgen haben kann als ein technischer Einzelfehler, wird bei der Anwendung des Einzelfehlerkriteriums nicht zwischen technischen und menschlichen Fehlern unterschieden. Als Einzelfehlerkriterium wird die in der Kerntechnik vorgeschriebene Randbedingung bezeichnet, wonach jedes Sicherheitssystem im Anforderungsfall seine Funktion auch dann erfüllen muss,

wenn ein zusätzlicher, vom auslösenden Ereignis unabhängiger Fehler im betrachteten Sicherheitssystem auftritt. Dies bedeutet, dass auch ein unterstellter Bedienungsfehler die Wirksamkeit eines Sicherheitssystems nicht unzulässig beeinträchtigt.

Weitergehende Fehler eines Operateurteams wie z. B. fehlerhafte Diagnose oder fehlerhafte Strategie bei der Störfallbeherrschung, wurden im Rahmen der Auslegung nicht unterstellt. Ausbildung, Störfallvorschriften und Simulatortraining, der Beizug eines erfahrenen Pikettingenieurs sowie gegebenenfalls die Expertise eines Notfallstabes sollen solche gravierende Fehler ausschliessen.

## **5.2.2 Verzögerungszeit für notwendige Handlungen des Personals**

Die Richtlinie HSK-R-101 „Auslegungskriterien für Sicherheitssysteme von Kernkraftwerken mit Leichtwasser-Reaktoren“ verlangt, dass Betriebs- und Sicherheitssysteme derart automatisiert werden, dass keine sicherheitsrelevanten Eingriffe des Betriebspersonals innerhalb der ersten 30 Minuten nach Störfalleintritt notwendig sind. Dies dient der Entlastung des Personals und soll vorbeugend gegen Entscheidungen unter Zeitdruck wirken. Da die Komplexität der Handlungen sehr unterschiedlich sein kann und auch mit Hemmschwellen des Personals zu rechnen ist, erfolgt die Anwendung dieser Regel auf eine bestehende Anlage pragmatisch. Dies schliesst Abweichungen in beide Richtungen ein:

- Berücksichtigung einfacher Handlungen auch vor Ablauf von 30 Minuten.
- Automatisierung von komplexen Handlungen, auch wenn diese nicht vor 30 Minuten notwendig sind.

## **5.3 Ausbildung des Kommandoraumpersonals in Schweizer Kernkraftwerken**

### **5.3.1 Allgemeine Ausbildung**

Kommandoraumpersonal, d. h. Personal, welches die Anlage fährt, benötigt in der Schweiz vor Aufnahme der Arbeit im Kommandoraum eine behördliche Zulassung. Es bestehen gesetzliche und behördliche Vorgaben über die Aus- und Weiterbildung. Für die Zulassungsprüfung ist der Nachweis der Absolvierung einer kerntechnischen Grundausbildung sowie einer anlagespezifischen Ausbildung nötig. Letztere umfasst vertiefte Kenntnisse über die Systeme und Komponenten des Kernkraftwerks und der anzuwendenden Vorschriften sowie eine praktische Ausbildung am anlageeigenen Simulator und in der Anlage. Die Zulassungsprüfung im Beisein der HSK besteht aus einer mündlichen Prüfung der kerntechnischen Kenntnisse und des Nachweises der Beherrschung eines Störfalls am Simulator. In der Schweiz benötigen folgende Funktionen für das Betreiben eines Reaktors eine Zulassung: Reaktoroperator, Schichtchef und Pikettingenieur. Alle diese Funktionen bauen aufeinander auf und erfordern praktische Erfahrungen in der Anlage, bevor die Ausbildung für die nächsthöhere Funktion beginnen kann.

Das zugelassene Personal wird mindestens alle zwei Jahren einer Requalifikation unterzogen, d. h. es wird überprüft, ob die Kenntnisse und Fähigkeiten für die entsprechende Funktion noch vorhanden sind. Diese Überprüfung erfolgt unter anderem derart, dass die Beherrschung von Störfallszenarien am Anlagesimulator nachgewiesen werden muss. Die HSK überprüft diese Verfahren und wird über die Ergebnisse der Requalifikation informiert.



### 5.3.2 Allgemeines über die Simulatoreausbildung

In der Schweiz wurde seit Beginn der Nutzung der Kernenergie das Personal, welches den Reaktor und das Kernkraftwerk steuert, an Simulatoren ausgebildet. Anfänglich waren dies Simulatoren in den Herstellerländern der Anlagen, seit ca. 10 Jahren wurde begonnen, für jede Anlage einen eigenen Simulator vor Ort zu installieren. Ab dem Jahre 2007 verfügen alle Schweizer Kernkraftwerke über einen eigenen Simulator, der alle kraftwerksspezifischen Auslegungsmerkmale abbildet.

### 5.3.3 Grundlagen der Simulatoreausbildung

Aus der Lernpsychologie ist nachgewiesen, dass eine Tätigkeit immer dann am Simulator zu üben ist, wenn zu ihrer Durchführung eine zeitliche und räumliche Koordination und das Zusammenführen verschiedener theoretischer Disziplinen und/oder manueller Aktivitäten zu einem Gesamtablauf erforderlich ist.

Viele Aktivitäten des Kommandoraumpersonals bei der Prozessführung eines Kernkraftwerks erfüllen diese Bedingungen. Der Kernkraftwerksprozess ist ein Gesamtbild verschiedener Disziplinen wie beispielsweise Reaktorphysik, Thermohydraulik, Maschinen-, Verfahrens-, Elektro- und Leittechnik sowie Prozessrechner-technik. Ausserdem ist die Steuerung des Kraftwerksbetriebs eine örtlich und zeitlich koordinierte Abfolge von sich gegenseitig beeinflussenden Abläufen und Fahrweisen verschiedener Systeme.

Eine theoretische Schulung kann die angesprochenen Disziplinen und Systeme nur einzeln und seriell ansprechen, nie jedoch ein Gesamtbild des Betriebs- oder Anlageverhaltens bei verschiedenen Zuständen vermitteln.

Es ist daher anschaulich klar, dass solches Lernen und Erfahrung sammeln nur mit Hilfe eines Simulators möglich ist, da ein Üben an der realen Anlage aus Gründen der nuklearen Sicherheit unzulässig ist.

### 5.3.4 Übungsziele beim Simulatortraining

Die Art und Weise der Erledigung einer Tätigkeit im Kommandoraum kann als Übungsziel definiert werden, d. h. die Beschreibung der Art der Verankerung eines Übungsinhalts beim Operateur, die man mit dem Simulatortraining erreichen möchte.

Die Übungsziele leiten sich von den Problemen ab, die der Operateur im Umgang mit der jeweiligen Situation, d. h. dem Übungsinhalt, hat. Die Bewältigung von unterschiedlich belastenden Anlagesituationen, d. h. die Lösung der damit verbundenen Probleme im Umgang mit der Technik, stehen im Mittelpunkt der Simulatoreausbildung. Werden vom Operateur Entscheidungen sehr kurzfristig verlangt, erfordert dies andere Anforderungen als wenn genügend Zeit zur Verfügung steht. Dazu kommt, dass situationsbedingt auch noch das Aufkommen von Stress zu unterstellen ist, wodurch die Denkfähigkeit eingeschränkt sein kann und logisches Übertragen von Gelerntem erschwert ist.

Feststellbar ist diese Art von Stress besonders dann, wenn die Entscheidungssituation, in welche die Schichtmannschaft z. B. durch eine komplexe Störung geraten ist, „unstrukturiert“ ist. Eine auftretende Informationsflut (viele Alarmer und Schaltmeldungen innerhalb kurzer Zeit) oder fehlerhafte bzw. fehlende Informationen (Ausfall von Bildschirmen und Anzeigen oder störungsbedingte Fehlanregungen von Sicherheitseinrichtungen) bei rascher Änderung von wichtigen Anlageparametern ist in der Regel so lange als unstrukturiertes Erscheinungsbild einzu-

stufen, bis die Schichtmannschaft durch ihre systematische Analyse mit Anwendung von Hilfsmitteln (z. B. Störfall- und Notfallvorschriften) die Struktur wieder hergestellt und die Kontrolle über die Situation gewonnen hat.

Aus diesem Grund sind Szenarien mit verschiedenen Ausfällen im Bereich der Eigenbedarfsversorgung immer Teil des jährlichen Simulatortrainings.

### **5.3.5 Situation im Kommandoraum beim Forsmark-Ereignis**

Gemäss den vorliegenden Informationen zum Forsmark-Ereignis kann von einer komplexen Situation im Kommandoraum während des Störfalls ausgegangen werden, da die Ausfälle von zwei Notstromschienen und zwei unterbrechungsfreien Schienen zu einer neuartigen Situation für die Schichtmannschaft führten. Neuartig deshalb, weil wichtige Anzeigen und Informationen im Kommandoraum aufgrund des Ausfalls der unterbrechungsfreien Schienen nicht verfügbar waren.

Die Schichtmannschaft von Forsmark 1 bewältigte die schwierige Situation mit hoher Professionalität dank der mit grosser Handhabungssicherheit angewandten „First Check Instruction“. Dabei handelt es sich um eine Störfallanweisung zur raschen Diagnose des Anlagezustandes, die auch als „Störfalleitschema“ bezeichnet wird. Diese Routine der Forsmark Operateure in der Anwendung der „First Check Instruction“ auch bei grosser Belastung wird als das Ergebnis einer erfolgreichen Simulatorschulung gesehen.

Obwohl die HSK die in den schweizerischen Kernkraftwerken angewandten Störfall- und Notfallvorschriften kennt und die Ausbildungsprogramme des Schichtpersonals jährlich inspiziert, hat sie nach dem Forsmark-Ereignis anlagespezifische Inspektionen und Gespräche mit den Betreibern durchgeführt, um zu überprüfen, ob und wie diese die Lehren aus dem Forsmark-Ereignis in angemessener Weise in die Ausbildung des Schichtpersonals einfliessen lassen. Bei der Gestaltung und Durchführung des Simulatortrainings achten die Betreiber darauf, dass sich das Schichtpersonal für schwierige, unerwartete und mit Stress verbundene Situationen (z. B. Ausfälle von Notstromschienen oder Kommandorauminformationen) spezielle Verhaltensmuster aneignet. Diese Verhaltensmuster sollen im echten Störfall dazu verhelfen, dass das Schichtpersonal mit einer ruhigen und zielgerichteten Arbeit den Störfall mit Hilfe der Vorschriften beherrscht und die Anlage in einen sicheren Zustand überführen kann.

### **5.3.6 Lehren für die Simulatoreausbildung aus dem Ereignis in Forsmark 1 für die Schweizer Kernkraftwerke**

Die Kernenergieverordnung verlangt von den Betreibern der Kernkraftwerke, dass sie Betriebs-erfahrungen in vergleichbaren Anlagen verfolgen und deren Bedeutung für die eigene Anlage beurteilen. In Erfüllung dieser Forderung haben alle vier Schweizer Kernkraftwerke das Ereignis Forsmark schon sehr rasch mit den zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehenden Informationen (SKi-Homepage, VGB- und AREVA-Berichte, Pressemeldungen etc.) analysiert. Die Analyse konzentrierte sich vor allem auf den Aufbau und das Schutzkonzept des elektrischen Eigenbedarfs inklusive des Blitzschutzes. Bezüglich der Operateurhandlungen beim Störfall in Forsmark und der Lehren, die für die Schweizer Werke in Bezug auf die Simulatoreausbildung gezogen werden müssen, wurde der IRS-Bericht der schwedischen Aufsichtsbehörde SKi ausgewertet. IRS-Berichte sind Vorkommnisberichte des internationalen „Incident Reporting System“, die allen nuklearen Aufsichtsbehörden zur Verfügung stehen.

In dem Bericht wurde dargelegt, dass die folgenden Aspekte den Störfallablauf entscheidend beeinflussten:

- a: Die Operateure der Anlage Forsmark 1 forderten Personalunterstützung vom zweiten Block an.
- b: Kommandorauminformationen fielen aus und es gab Fehlauflösungen von Sicherheitssystemen.
- c: Die Schicht benutzte ereignis- und symptomorientierte Vorschriften.
- d: Die Schicht hat die Vorschriften konsequent angewandt und ihre Entscheidungen erfolgten aufgrund periodischer Abstimmungen im Team und gegenseitiger Information.

Diese 4 Aspekte wurden in den schweizerischen Kernkraftwerken gezielt überprüft. Schwerpunktmässig wurden die konkreten Lehren aus dem Forsmark-Ereignis, die zur Störfallbeherrschung vorhandenen Hilfsmittel und Vorgaben und die im Simulatortraining angewendeten Verfahren und Praktiken inspiziert. Dabei wurde selbstverständlich berücksichtigt, dass die Übertragbarkeit des Störfallablaufs in Forsmark auf die Schweizer Werke aufgrund des unterschiedlichen Aufbaus der Anlage, der Eigenbedarfsversorgung und der Stromversorgung der Kommandorauminformationen nur bedingt gegeben ist.

#### **5.3.6.1 Kernkraftwerk Beznau**

Zu den oben aufgeführten Punkten lässt sich zusammenfassend Folgendes sagen:

- Zu a: Es sind Weisungen vorhanden, wann die Betriebsmannschaft eines Blockes die Mannschaft des anderen Blockes in Stör- und Notfällen personell zu unterstützen hat.
- Zu b: Die Störfallvorschriften berücksichtigen Fehlauflösungen und Ausfälle von Informationseinrichtungen im Kommandoraum. Es gibt bei jedem Kontrollschritt der Notfallvorschrift eine Spalte „Response not obtained“; diese enthält Ersatzanweisungen. Wenn diese auch nicht beantwortet oder ausgeführt werden können, sind die so genannten kritischen Sicherheitsfunktionen abzufragen bzw. umzusetzen.
- Zu c: Die anzuwendenden Notfallvorschriften sind eine Kombination von ereignis- und symptomorientierten Anweisungen. Symptomorientiert sind die Anweisungen für die Massnahmen zur Überprüfung und Einhaltung der kritischen Sicherheitsfunktionen.
- Zu d: Im KKB führt der Schichtchef im Störfall das Schichtteam unter Anwendung der Notfallvorschriften, wobei die Notfallleitung vom diensthabenden Picketingenieur und nach Eintreffen des Notfallstabes von diesem wahrgenommen wird. Der Einbezug des Schichtteams erfolgt in folgender Weise: Im Simulatortraining wird das Üben der Situation „Awareness der Operateure“ während der Szenarien periodisch durchgeführt. Jeder Operateur des Schichtteams muss dabei auch aus dem Bereich seines Teamkollegen wichtige Anlageparameter verfolgen. Das Team muss sich als Ganzes ständig des aktuellen Anlagezustandes bewusst sein. Beispielsweise sind die nach einer Schnellabschaltung zu treffenden Entscheidungen zur Erstdiagnose in der Notfallvorschrift E-0 festgehalten. Deren Abarbeitung ist einfach. Sie wird von den Operateuren sofort ausgeführt und das Ergebnis dem Schichtchef gemeldet. Die Notfallvorschriften verlangen zudem, dass vor wichtigen Entscheiden Haltepunkte eingeschaltet werden, damit sich die Operateure gegenseitig informieren. Damit wird jedem Schichtmitglied bewusst, in welchem aktuellen Zustand sich die Anlage befindet und welche Mass-

nahmen zu treffen sind. Ausserdem wird in jedem Simulatortraining die Kommunikation im Team geübt.

Aus den oben dargestellten Gründen ergeben sich keine unmittelbaren Sofortmassnahmen im Bereich des Simulatortrainings im KKB. Es wurde jedoch von der Kraftwerksleitung entschieden, die Schichtteams über das Ereignis in Forsmark vertieft zu informieren. Als Massnahme aus dem Ereignis wurde daher im Herbst 2006 eine theoretische Doppellektion über das Vorkommnis in Forsmark 1 und eine Wiederholungsschulung über die interne Stromversorgung mit dem Schichtpersonal durchgeführt.

### 5.3.6.2 Kernkraftwerk Gösgen

Zu den oben aufgeführten Punkten lässt sich zusammenfassend Folgendes sagen:

- Zu a: Beim Auftreten einer grösseren Störung informiert das Schichtteam sofort den Piketteningenieur. Dieser wird nach einer Erstbeurteilung der Lage weiteres Personal anfordern bzw. bei Notfällen das Management informieren. Wird die Störung als Notfall bewertet, dann erfolgt die Alarmierung gemäss dem Notfallreglement. Diese Praktiken werden sowohl bei der Erstzulassungsprüfung als auch bei den Requalifikationen des Schichtpersonals und der Piketteningenieure am Simulator geübt und bewertet.
- Zu b: Die Störfallvorschriften und die am Simulator geübten Praktiken berücksichtigen Fehlauslösungen von Sicherheitssystemen und Informationsausfälle im Kommandoraum in einem Umfang, der dem Bedienungskonzept der Anlage Gösgen entspricht. Es müssen die Reaktorschutzauslösungen mit anderen Anzeigen verifiziert werden, und bei fehlenden Anzeigen muss auf redundante oder diversitäre Messwerte zurückgegriffen werden. Dies wurde in der Vergangenheit am Simulator geübt und wird auch in Zukunft so gehandhabt.
- Zu c: Die Störfallvorschriften sind eine Kombination von ereignis- und symptomorientierten Anweisungen. Letztere enthalten die Anweisungen zur Kontrolle und Einhaltung der kritischen Schutzziele. Die im Notfallhandbuch aufgeführten kritischen Schutzziele müssen periodisch kontrolliert werden, und zwar vom Piketteningenieur, bei dessen Verhinderung vom Schichtchef oder seinem Stellvertreter. Die Überprüfung der Stromversorgung steht dabei als wesentliche Voraussetzung ganz am Anfang der Schutzzielkontrolle. Beispielsweise würde bei einem Ausfall von zwei Notstromschienen wie in Forsmark 1 schon die erste Aktion der schutzzielorientierten Kontrolle die fehlende Stromversorgung erkennen lassen.
- Zu d: Im KKG führt der Schichtchef im Störfall das Schichtteam unter Verwendung der Störfallvorschriften, wobei die Notfallleitung vom diensthabenden Piketteningenieur und nach Eintreffen des Notfallstabes von diesem wahrgenommen wird. Der Schichtchef delegiert Schalthandlungen und Überprüfungsmassnahmen an die Operateure. Diese Rollenzuweisung verlangt, dass der Schichtchef bei seinen Entscheidungen auf die Rückmeldung der Operateure über den Zustand von Systemen und Komponenten angewiesen ist. Die Kommunikation spielt also eine zentrale Rolle. Sie wird deshalb bei Simulatorübungen schon seit längerer Zeit als ein Standardelement geübt und wird bei der Requalifikation auch speziell bewertet.

Alle Messungen und Anzeigen sind im KKG über batteriegepufferte Gleichstromschienen versorgt, was eine von Forsmark stark abweichende Anlageauslegung bedeutet. Beim periodischen Simulatortraining wird auch der Ausfall resp. die Fehlfunktion von Anzeigen geübt. Bei-

spielsweise umfasste die Wiederholungsschulung 2006 ein Abfahren der Anlage aus dem Notstandleitstand, wie es beispielsweise nach einem Totalausfall des Hauptkommandoraumes notwendig würde. Zusammenfassend hat die Inspektion im KKW Gösgen ergeben, dass unter diesen Gegebenheiten keine unmittelbaren Sofortmassnahmen im Bereich des Simulatortrainings erforderlich sind. Trotzdem wurden die Schichtteams über das Ereignis in Forsmark angemessen informiert. Aus Sicht von KKG sind die internationalen Untersuchungen und Analysen noch nicht vollständig abgeschlossen und werden weiterhin aufmerksam verfolgt und, falls erforderlich, weitere Ausbildungsmassnahmen daraus abgeleitet.

### 5.3.6.3 Kernkraftwerk Leibstadt

Zu den oben aufgeführten Punkten lässt sich zusammenfassend Folgendes sagen:

- Zu a: Beim Auftreten einer grösseren Störung informiert das Schichtteam sofort den Piketteningenieur. Dieser wird nach einer Erstbeurteilung der Lage weiteres Personal anfordern bzw. das Management informieren. Bei dem Ereignis mit Ausfall des normalen Eigenbedarfs im Jahre 2004 wurde beispielsweise sehr rasch durch die Wache eine Reserveschicht aufgeboten. Wird die Störung als Notfall bewertet, dann erfolgt die Alarmierung gemäss Notfallreglement.
- Zu b: Schon 1999 wurde ein Szenarium, das demjenigen von Forsmark ähnlich ist, geübt. Es müssen nach einer Reaktorschnellabschaltung die wichtigsten Anlageparameter gemäss den Störfallvorschriften verifiziert werden. Fehlen Anzeigen oder Rückmeldungen, so muss auf redundante oder diversitäre Werte zurückgegriffen werden.
- Zu c: Die Störfallvorschriften sind ebenfalls eine Kombination von symptom- und ereignisorientierten Anweisungen. Bei einer Reaktorschnellabschaltung erfolgt als Erstes die Kontrolle essentieller sicherheitsrelevanter Anlageparameter des Reaktors wie Reaktorleistung, Reaktorniveau und -druck sowie Containmentkühlung gemäss den Störfallvorschriften „Reaktorüberwachung“ und „Containmentüberwachung“. Dies wird im Simulatortraining routinemässig geübt. Die Ergebnisse der Parameterüberprüfung führen in den Störfallvorschriften auf einen weiterführenden Pfad, der die nötigen Massnahmen vorgibt oder auf eine andere Störfallvorschrift verweist. Die Kontrolle des Zustands der Eigenbedarfsversorgung ist in der ereignisorientierten Vorschrift „Ausfall Eigenbedarfsversorgung“ beschrieben.
- Zu d: Im KKL führt der Schichtchef das Schichtteam im Störfall unter Anwendung der Störfall- und Notfallvorschriften, wobei die Notfalleitung vom diensthabenden Piketteningenieur und nach Eintreffen des Notfallstabes von diesem wahrgenommen wird. Der Schichtchef delegiert Schalthandlungen und Überprüfungsmassnahmen an die Operateure. Diese Rollenzuweisung verlangt, dass der Schichtchef die Rückmeldung der Operateure über den Anlagezustand bei seinen Entscheidungen benötigt. Die Kommunikation spielt also eine zentrale Rolle. Sie wird deshalb bei Simulatorübungen schon seit längerer Zeit als ein Standardelement geübt. Im Frühling 2006 wurde ein spezielles Simulatortraining mit einem externen Experten nur zum Thema „Kommunikation im Kommandoraum bei Störfällen“ durchgeführt.

Als Ergebnis der Inspektion kann zusammengefasst werden, dass KKL das Ereignis sehr rasch einerseits auf der Basis der Anlagedokumentation und andererseits durch umfangreiche Simulatoranalysen untersucht hat. Es zeigte sich, dass bei einem ähnlich grossen Umfang an Komponentenausfällen wie in Forsmark der transiente Verlauf von wichtigen Anlageparametern

(z. B. Reaktorniveau) im KKL wesentlich unkritischer ist als in Forsmark. Es gibt zwar einen beträchtlichen Informationsverlust im Kommandoraum, jedoch lassen sich die wichtigen Sicherheitsparameter durch gleichstromversorgte Messungen und Anzeigen verifizieren. Zur Erhöhung der Vertrautheit der Schichtteams mit solch komplexen und stressbelastenden Szenarien wurde im Simulatorschulungsprogramm 2006 noch ein vergleichbares Szenario geübt. Dies erhöht das Vertrauen der Schichtteams in die eigenen Fähigkeiten und in die Sicherheitsvorkehrungen der Anlage und schafft die Voraussetzung, um auch unerwartete Störungen mit grosser Bediensicherheit zu bewältigen.

#### 5.3.6.4 Kernkraftwerk Mühleberg

Zu den oben aufgeführten Punkten lässt sich zusammenfassend Folgendes sagen:

- Zu a: Beim Auftreten einer grösseren Störung informiert das Schichtteam sofort den Piketteningenieur. Dieser wird nach einer Erstbeurteilung der Lage weiteres Personal anfordern bzw. das Management informieren. Diese Regelung ist sowohl in den Kommandoraumgrundsätzen, die immer angewendet werden, als auch in weiteren Vorschriften und Reglementen enthalten.
- Zu b: Die Störfallvorschriften und die am Simulator geübten Praktiken berücksichtigen störfallspezifische Fehlauflösungen von Sicherheitssystemen und Informationsausfälle im Kommandoraum. So wird jährlich mindestens ein Szenarium mit Ausfall einer oder mehrerer Wechselstromschienen geübt. Das Schichtteam muss gemäss den Anforderungen der Störfallvorschriften nach einer Reaktorschnellabschaltung die sicherheitstechnisch wichtigen Anlageparameter verifizieren. Fehlen Anzeigen oder Rückmeldungen, so muss auf redundante oder diversitäre Werte zurückgegriffen werden.
- Zu c: Die Störfallvorschriften sind eine Kombination von symptom- und ereignisorientierten Anweisungen. Bei Eintritt einer Reaktorschnellabschaltung erfolgt als Erstes die Überprüfung wichtiger sicherheitsrelevanter Anlageparameter des Reaktors wie beispielsweise Reaktorleistung, Reaktorniveau und -druck sowie des Containments, des Eigenbedarfs gemäss der „Scram Recovery“-Checklisten für das Reaktorpult (Reaktoroperator), das Turbinenpult (Turbinenoperator) sowie den SUSAN/ECCS- und Eigenbedarfspult (A-Operator). Dies wird im Simulatortraining routinemässig geübt. Die Ergebnisse der Überprüfung werden an den Schichtchef gemeldet, der auf der Basis dieser Informationen die Störfallbewertung durchführt und dann auf symptomorientierte oder - falls die Störung klar einem auslösenden Ereignis zugeordnet werden kann - auf ereignisorientierte Störfallvorschriften zurückgreift.
- Zu d: Im KKM führt der Schichtchef im Störfall das Schichtteam unter Anwendung der Störfall- und Notfallvorschriften, wobei die Notfallleitung vom diensthabenden Piketteningenieur und nach Eintreffen des Notfallstabes von diesem wahrgenommen wird. Der Schichtchef delegiert Schaltheandlungen und Überprüfungsmassnahmen an die Operateure. Diese Rollenzuweisung verlangt, dass der Schichtchef die Rückmeldung der Operateure über den Anlagezustand als Entscheidungsgrundlage benötigt. Die Kommunikation spielt also eine zentrale Rolle. Sie wird bei Simulatorübungen standardmässig geübt und ist ein wichtiger Kommandoraumgrundsatz.

Als Inspektionsergebnis kann festgehalten werden, dass KKM das Ereignis sehr rasch aufgrund der vorliegenden Informationen mittels der Anlagedokumentation analysiert und dessen Übertragbarkeit auf das KKM bewertet hat. Aufgrund des anderen Aufbaus der Stromversor-

gung mit einer Gleichstromversorgung vieler Messungen und Steuerungen und den zwei dampfgetriebenen Kernisoliationskühlsystemen sind vergleichbare Teilausfälle der Energieversorgung im KKM leichter zu beherrschen als in Forsmark. Daher stellen Ausfälle des Wechselstrom-Eigenbedarfs keine sehr komplexen Szenarien dar und sind für die Schichtteams ohne grössere Probleme beherrschbar. Zur Erhöhung der Vertrautheit der Schichtteams mit dem Ausfall von sicheren Schienen wurde im Simulatorschulungsprogramm 2006 noch ein Szenarium mit Ausfall dieser Schienen aufgenommen. Ausserdem wurden der Störfall Forsmark sowie die Unterschiede zwischen der Forsmark- und KKM-Eigenbedarfsversorgung mit den Schichten im Detail besprochen. Szenarien mit unterschiedlichen Ausfällen der Eigenbedarfsversorgung werden, wie bisher üblich, auch zukünftig Bestandteil des jährlichen Simulatortrainingsprogramms sein.

### **5.3.7 Längerfristige Ausbildungsziele**

Längerfristiges Ziel der Betreiber der schweizerischen Kernkraftwerke ist es, vertieft zu überprüfen, ob die jetzigen, routinemässig etablierten Verfahren zur Beherrschung von Störfällen mit zum Forsmark-1-Ereignis ähnlichen Szenarien noch Verbesserungspotenzial enthalten. Dazu werden unter anderem die bewährten Ausbildungsunterlagen der WANO bzw. der jeweiligen Owners Groups der Anlagen ausgewertet. Zum Forsmark-1-Ereignis wird daher auch ein spezieller Ereignisbericht (SOER) der WANO mit Ausbildungsempfehlungen erwartet und deren Anwendbarkeit auf die einzelnen Anlagen geprüft. Die WANO selbst überprüft dessen Umsetzung anlässlich der WANO Peer Reviews, die auch in den Schweizer Kernkraftwerken periodisch durchgeführt werden (vgl. Kap. 4.4).

Die HSK empfiehlt, bei der Simulatoreausbildung des Schichtpersonals noch vermehrt Ausfälle von Redundanzen der Sicherheitssysteme oder der Energieversorgung und den Ausfall von Informationssystemen und Anzeigen im Kommandoraum zu schulen.

## 6 Lehren aus dem Störfall in Forsmark

### 6.1 Was lernen wir aus dem Forsmark-Störfall?

Das Ereignis in Forsmark zeigte Schwächen im Bereich der Auslegung elektrischer Ausrüstungen, im Bereich der Instandhaltung und des Prüf- und Änderungswesens. Im folgenden Abschnitt werden die diesbezüglichen „lessons learned“ beschrieben sowie die entsprechende Situation in der Schweiz bewertet. Die Lehren für die Simulatorausbildung sind im Abschnitt 5.3.6 aufgeführt.

- a) Der Vorfall zeigt, dass Schalthandlungen bei nicht routinemässig durchgeführten Tätigkeiten immer überprüft und hinterfragt werden müssen, idealerweise durch zwei Personen. Als routinemässig gelten Schalthandlungen, die in den Betriebshandbüchern und Störfallvorschriften klar vorgegeben sind und deren Auswirkungen auf das Anlageverhalten bekannt sind. Solche vorwiegend im Kommandoraum durchgeführten Schalthandlungen werden in den schweizerischen Kernkraftwerken von den zuständigen Operateuren im Auftrag des Schichtchefs in der Regel als Einzelperson durchgeführt. Schalthandlungen in der Anlage vor Ort, beispielsweise das Stellen von Handarmaturen, werden durch einen zweiten Operateur unabhängig überprüft. Diese Vorgehensweise hat sich in den schweizerischen Kernkraftwerken bewährt.
- b) Bei Änderungen von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten ist ein strukturiertes Vorgehen mit Einzelüberprüfung der einzelnen Phasen (Konzept, Planung, Installation und Inbetriebnahme, Test und Übergabe an den Betrieb mit den entsprechenden Testprozeduren) unumgänglich. Ein Auslassen von Phasen ist nur bei kleineren Änderungen mit überschaubaren Auswirkungen zulässig. Abschluss- und Inbetriebnahmetests sind bei Änderungen, beispielsweise im elektrischen Schutz, unbedingt erforderlich. Ein strukturiertes Vorgehen bei Änderungen von sicherheitstechnisch wichtigen elektrischen Komponenten ist in der Schweiz in den Richtlinien HSK-R-23 und HSK-R-31 vorgeschrieben (siehe Abschnitt 3.5). Die bisher vorliegenden Erfahrungen mit diesen Regelungen sind durchwegs positiv.
- c) Die Überprüfung der Funktion der installierten elektrischen Schutzeinrichtungen (Blockschutz, Differenzialschutz, etc.) muss regelmässig erfolgen (mindestens alle 3 Jahre), was in der Schweiz seit jeher praktiziert wird.
- d) Eine Grobprüfung des selektiven Verhaltens der elektrischen Schutzeinrichtungen ist in jedem Fall bei jeder Änderung, z. B. bei einem neuen Verbraucherabgang, durchzuführen. Bei grösseren Umbauten ist dies nachzuweisen. In der Schweiz wird der Anlageschutz im Rahmen der Auslegung von elektrischen Systemen überprüft.
- e) Bei Änderungen oder Unterhaltsarbeiten in Hochspannungsanlagen, auch wenn diese nicht in den Zuständigkeitsbereich der Kraftwerksbetreiber fallen, ist von den Betreibern sicherzustellen, dass sowohl Schalthandlungen als auch Änderungen zwischen Netz- und Kraftwerksbetreibern abgestimmt werden. Dies wird in der Schweiz seit jeher so praktiziert.

Aus der obigen Darstellung geht hervor, dass in den Bereichen, die in Forsmark als Schwachstellen identifiziert wurden und massgeblich zum komplexen Störfallablauf beitrugen, in den schweizerischen Kernkraftwerken keine Lücken in den technischen und organisatorischen Vorkehrungen vorhanden sind.



## **6.2 Auswirkung auf das Regelwerk**

Die Richtlinien der schweizerischen Aufsichtsbehörde HSK werden zurzeit neu verfasst, um den Anforderungen aus dem Kernenergiegesetz und der Kernenergieverordnung gerecht zu werden. Aus dem Vorfall in Forsmark ergeben sich keine Hinweise auf Lücken in den Richtlinien; es besteht daher hier kein spezifischer Handlungsbedarf.

## 7 Zusammenfassung und Empfehlungen für die Werke

Im vorliegenden Bericht wurde der Störfall im Block 1 des schwedischen Kernkraftwerks Forsmark vom 25. Juli 2006 analysiert. Es wurde überprüft, welche Vorkehrungen technischer und organisatorischer Art gegen die Folgen derartiger Störungen in den schweizerischen Kernkraftwerken vorhanden sind und welche Auswirkungen ein vergleichbarer Störfall auf die Schweizer Anlagen gehabt hätte. Zudem wurde überprüft, ob und welche Massnahmen aus dem Störfall in Forsmark für die schweizerischen Kernkraftwerke zu ziehen sind.

Als Ergebnis der Überprüfung kann Folgendes festgehalten werden:

- Die das Ereignis auslösende fehlerhafte Schalthandlung in der Hochspannungs-Schaltanlage und die mangelhaft durchgeführte Freischaltprozedur können mit hoher Wahrscheinlichkeit in der Schweiz ausgeschlossen werden.
- Es bestehen in den schweizerischen Kernkraftwerken keine Schwächen in der Auslegung der elektrischen Schutzeinrichtungen wie beispielsweise bei der in Forsmark verhinderten Generator-Unterfrequenzauslösung.
- Die etablierte Vorgehensweise bei Änderungen von elektrischen Ausrüstungen in den schweizerischen Kernkraftwerken hat sich bewährt und wird beibehalten.
- Alle schweizerischen Kernkraftwerke verfügen über einen wirkungsvollen Schutz gegen die Folgen einer Blitzeinwirkung. Dies wird im Rahmen der geplanten Sicherheitsüberprüfung (2007) für KKL erneut zu bestätigen sein.
- Die im Zusammenhang mit vergleichbaren Störungen in den externen Stromversorgungen aufgetretenen Vorkommnisse in den schweizerischen Kernkraftwerken haben das ordnungsgemässe Verhalten der Anlagen demonstriert und deren korrekte Auslegung bestätigt.
- Die Überprüfung der Simulatorenausbildung des Schichtpersonals in den schweizerischen Kernkraftwerken hat gezeigt, dass das Personal auf aussergewöhnliche Situationen und Szenarien vorbereitet ist. Aus den praktizierten Regelungen ergeben sich keine Sofortmassnahmen für das Simulatortraining. Die Schichtteams wurden angemessen über das Ereignis informiert.
- Die in den schweizerischen Kernkraftwerken vorhandenen ereignis- und symptomorientierten Störfall- und Notfallvorschriften sind geeignet, um den Anlagezustand zu diagnostizieren und die Anlage in einen sicheren Zustand zu überführen.
- Die deterministischen Störfallanalysen zeigen keine Schwachstellen auf.
- Die probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA) zeigt, dass für die schweizerischen Kernkraftwerke das Risiko eines Kernschadens beim totalen Verlust der externen Stromversorgung äusserst gering ist. Dies ist vor allem begründet in unabhängigen Notstandssystemen mit einer eigenen Stromversorgung. Solche Systeme sind in Forsmark nicht vorhanden.
- Die HSK beurteilt die von den Schweizer Kernkraftwerken vorgenommene Auswertung externer Betriebserfahrung und den Erfahrungsaustausch mit anderen Kraftwerksbetreibern überwiegend positiv, hat aber in einzelnen Anlagen auch Ressourcenengpässe festgestellt. Die HSK wird die nötigen Massnahmen einleiten.

## **7.1 Empfehlungen**

Aufgrund der Ergebnisse der umfangreichen Überprüfungen und Inspektionen, die oben sowie im Kapitel 6 dargelegt sind, erachtet die HSK Massnahmen oder Forderungen im technischen Bereich der Schweizer Kernkraftwerke als nicht erforderlich. Die HSK empfiehlt jedoch, bei der Simulatorenausbildung des Schichtpersonals noch vermehrt Ausfälle von Redundanzen der Sicherheitssysteme oder der Energieversorgung und den Ausfall von Informationssystemen und Anzeigen im Kommandoraum zu schulen.

Im Weiteren erwartet die HSK, dass für die Auswertung von Vorkommnissen und Betriebserfahrungen in ausländischen Anlagen alle Betreiber von schweizerischen Kernkraftwerken die dafür notwendigen Ressourcen bereitstellen.

## Anhang: Die INES-Skala

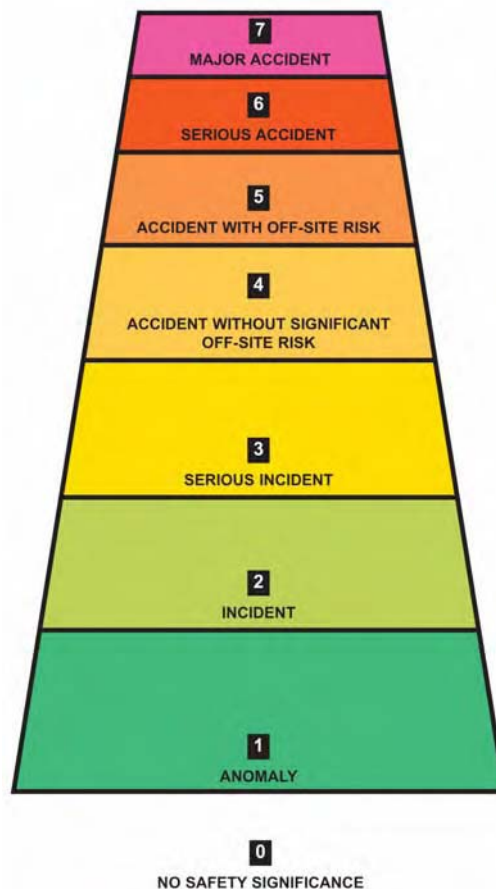


Abbildung 1-1: INES-Skala (International Nuclear Event Scale)

Die INES-Skala umfasst die sieben Stufen 1 bis 7, wobei auch Vorkommnisse nach INES bewertet werden, die unterhalb dieser Skala liegen und der Stufe 0 zugeordnet werden. Bei Vorkommnissen der Stufe INES 0 ist die Sicherheitsvorsorge nicht wesentlich geschwächt. Solche Vorkommnisse führen aber zu Erkenntnissen zum realen Verhalten von Anlage und Personal. Zudem können daraus auch vorbeugende sicherheitsgerichtete Massnahmen abgeleitet werden.

Die höchste Stufe INES 7 umfasst Kernkraftwerksunfälle, bei denen ein grosser Teil des Radioaktivitätsinventars des Kerns in die Umgebung freigesetzt wird. Dieser Stufe wurde der Unfall von Tschernobyl im Jahre 1986 zugeordnet. Der Stufe INES 5 entsprechen Unfälle, bei denen zwar der Kern beschädigt wird, bei denen jedoch nur ein geringer Teil des Kerninventars freigesetzt wird. Solche Ereignisse sind beispielsweise 1957 im englischen Windscale oder 1979 im amerikanischen Kernkraftwerk Three Mile Island eingetreten. Die Stufe INES 2 umfasst Zwischenfälle, bei denen signifikante Fehler in Sicherheitseinrichtungen aufgetreten sind, wobei aber noch ausreichende Sicherheitsmargen zur Gewährleistung des „defence-in-depth“-Konzepts vorhanden waren. Bei Zwischenfällen der Stufe INES 2 erfolgt keine Freisetzung von Radionukliden in die Anlage selbst oder in die Umgebung.

Die im Falle von Forsmark 1 vorgenommene Einstufung als INES 2, die nach klaren und nachvollziehbaren Kriterien des INES User's Manual erfolgt ist, besteht aus der Basiseinstufung INES 1 und einem Zuschlag von einem INES-Punkt, weil Ausfälle mit gemeinsamer Ursache (Common Cause Failure, CCF) zur eingeschränkten Verfügbarkeit der Notstromversorgung geführt haben.

## Abkürzungen und Begriffsbestimmungen

|       |   |
|-------|---|
| AM    | Accident Management (Unfallbehandlung)  |
| CCF   | Common Cause Failure (Gemeinsam verursachte Ausfälle)   |
| CDF   | Core Damage Frequency (Kernschadenshäufigkeit)  |
| ECCS  | Emergency Core Cooling System (Kernnotkühlsystem)   |
| HPCS  | High Pressure Core Spray (Hochdruck-Kernsprühsystem)  |
| HSK   | Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen   |
| IAEA  | International Atomic Energy Agency (Internationale Atomenergieorganisation)                             |
| INES  | International Nuclear Event Scale (Internationale Bewertungsskala für Störungen, Störfälle und Unfälle) |
| IRS   | Incident Reporting System (Störfall Report System)  |
| KEG   | Kernenergiegesetz   |
| KEV   | Kernenergieverordnung   |
| KKW   | Kernkraftwerk   |
| KKB   | Kernkraftwerk Beznau  |
| KKG   | Kernkraftwerk Gösgen  |
| KKL   | Kernkraftwerk Leibstadt   |
| KKM   | Kernkraftwerk Mühleberg   |
| KTA   | Kerntechnischer Ausschuss   |
| MSR   | Mess-, Steuer- und Regelungsaufgaben  |
| NEA   | Nuclear Energy Agency (Nukleare Atomenergieorganisation)  |
| SAMG  | Severe Accident Management Guidance (Richtlinien zur Schadensbegrenzung bei schweren Unfällen)          |
| Scram | Reaktorschnellabschaltung   |
| SEV   | Schweizerischer Elektroverband  |
| SKI   | Schwedische Aufsichtsbehörde für den Nuklearbereich   |
| SRI   | Selected Rod Insert (Einfahren einzelner vorgewählter Steuerstäbe)                                      |
| SRV   | Safety Relief Valve (Sicherheits-/Entlastungsventil)  |
| SOER  | Sequence of Event Report (Ereignisbericht der WANO)   |
| PSA   | Probabilistische Sicherheitsanalyse   |
| RCIC  | Reactor Core Isolating Cooling (Kernisolations-Kühlsystem)  |
| SUSAN | Notstandssystem im KKM  |
| TA11  | Turbinenanlage 1 vom Block 1 in Forsmark  |
| TA12  | Turbinenanlage 2 vom Block 1 in Forsmark  |

UREK-N Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates

USV Unterbrechungsfreie Spannungsversorgungseinheit

VGB Fachverband der Strom- und Wärmeerzeuger

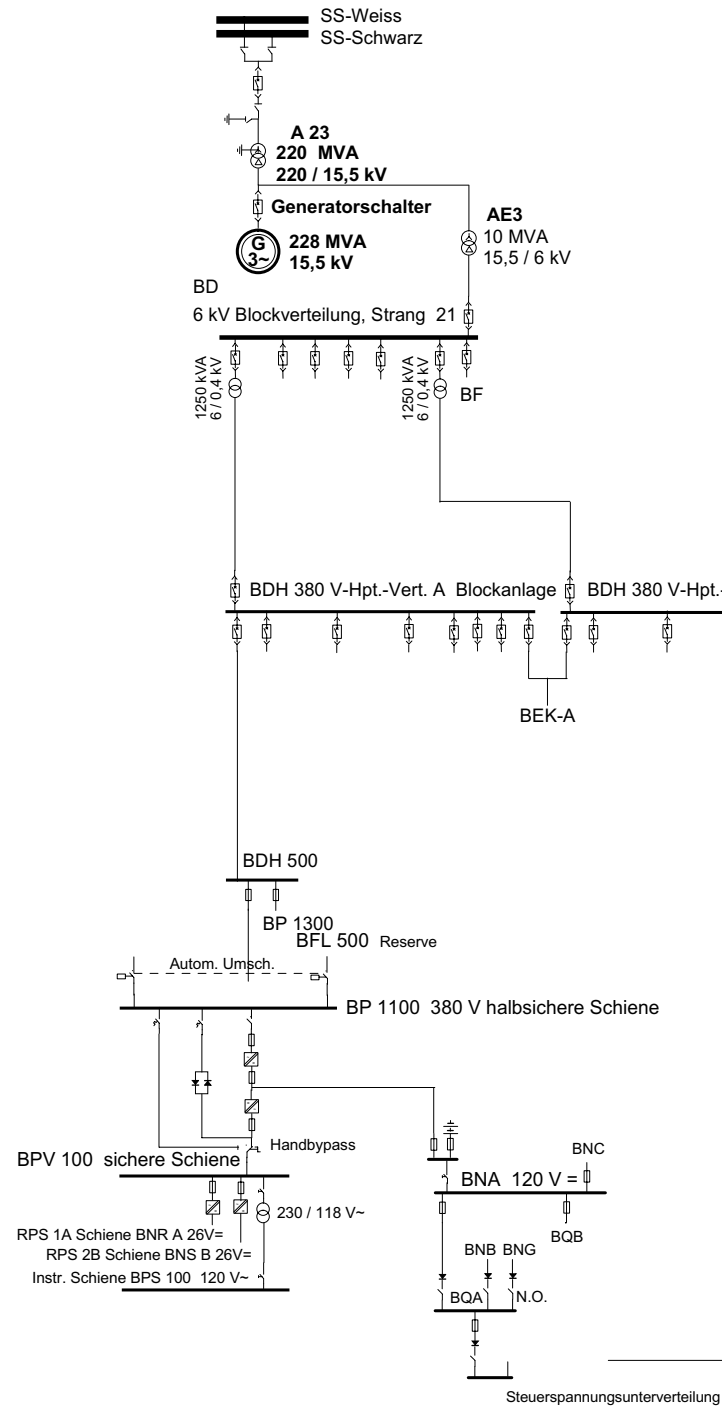
WANO World Association of Nuclear Operators (Weltorganisation der Kernkraftwerksbetreiber)

## Referenzen

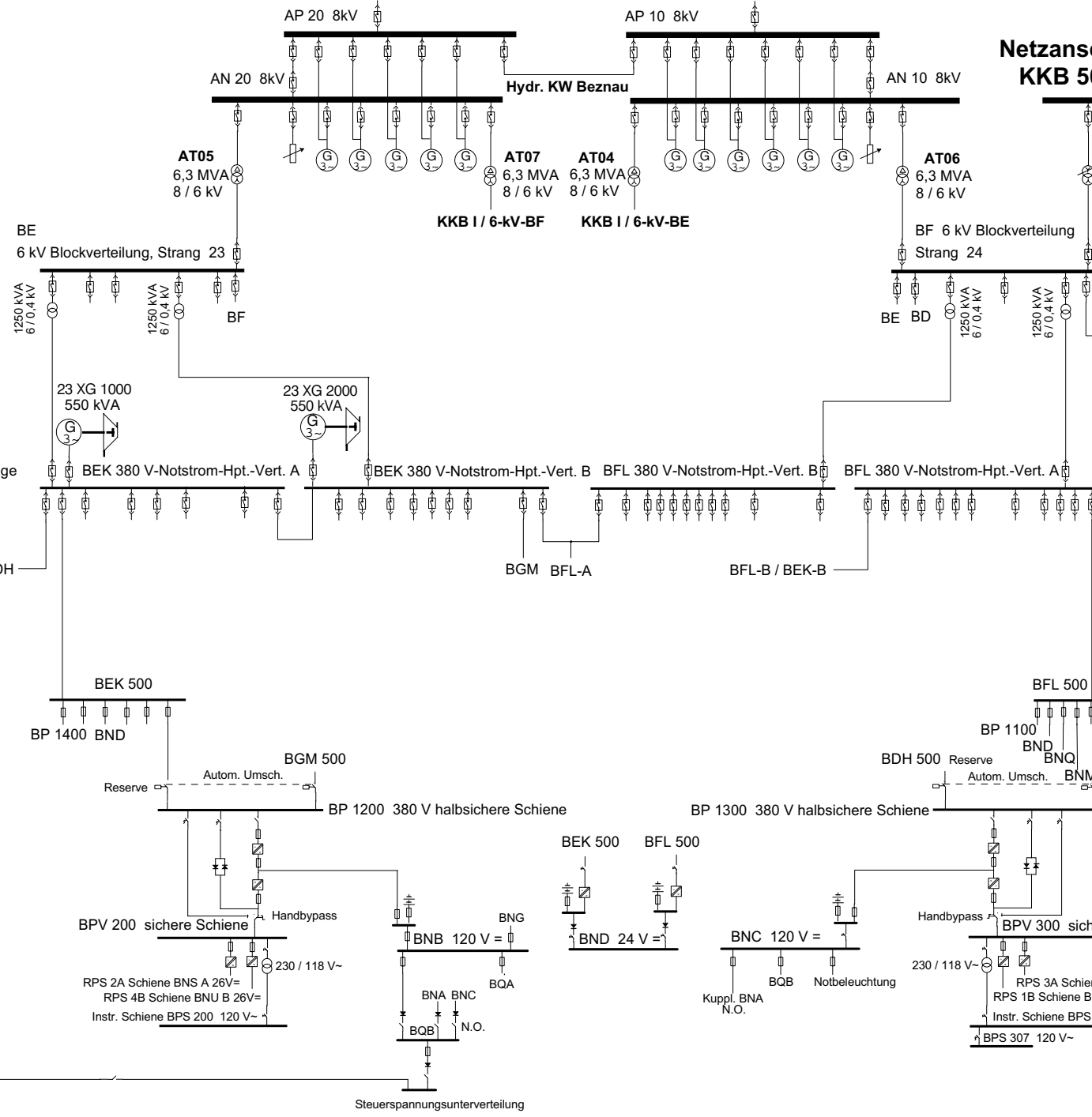
- /1/ Bericht F-2006-0699 rev. 6 der Forsmarks Kraftgrupp/Vattenfals
- /2/ International Incident Reporting (IRS Number 7788), datiert 4. September 2006
- /3/ Executive summary SKi review of F1 startup requirements (Anhang zur Pressemitteilung vom 14. September 2006)
- /4/ Periodische Sicherheitsüberprüfung für das Kernkraftwerk Gösgen-Däniken, Zusammenfassung, Ergebnisse und Bewertung, HSK 17/400, November 1999
- /5/ KKW Beznau II: Gutachten zum Gesuch der NOK um Aufhebung der Befristung der Betriebsbewilligung, HSK 14/730, März 2004
- /6/ Gutachten zum Gesuch des Kernkraftwerks Leibstadt um Leistungserhöhung auf 3600 MW<sub>th</sub>, HSK 12/420, März 1996
- /7/ Sicherheitstechnische Stellungnahme zur Periodischen Sicherheitsüberprüfung des Kernkraftwerks Mühleberg, HSK 11/800, Dezember 2002
- /8/ Medienmitteilung der Ski vom 30. Januar 2007 (in Schwedisch)

# Beilage 1 KKB

## Netzanschluss KKB 21 220 kV

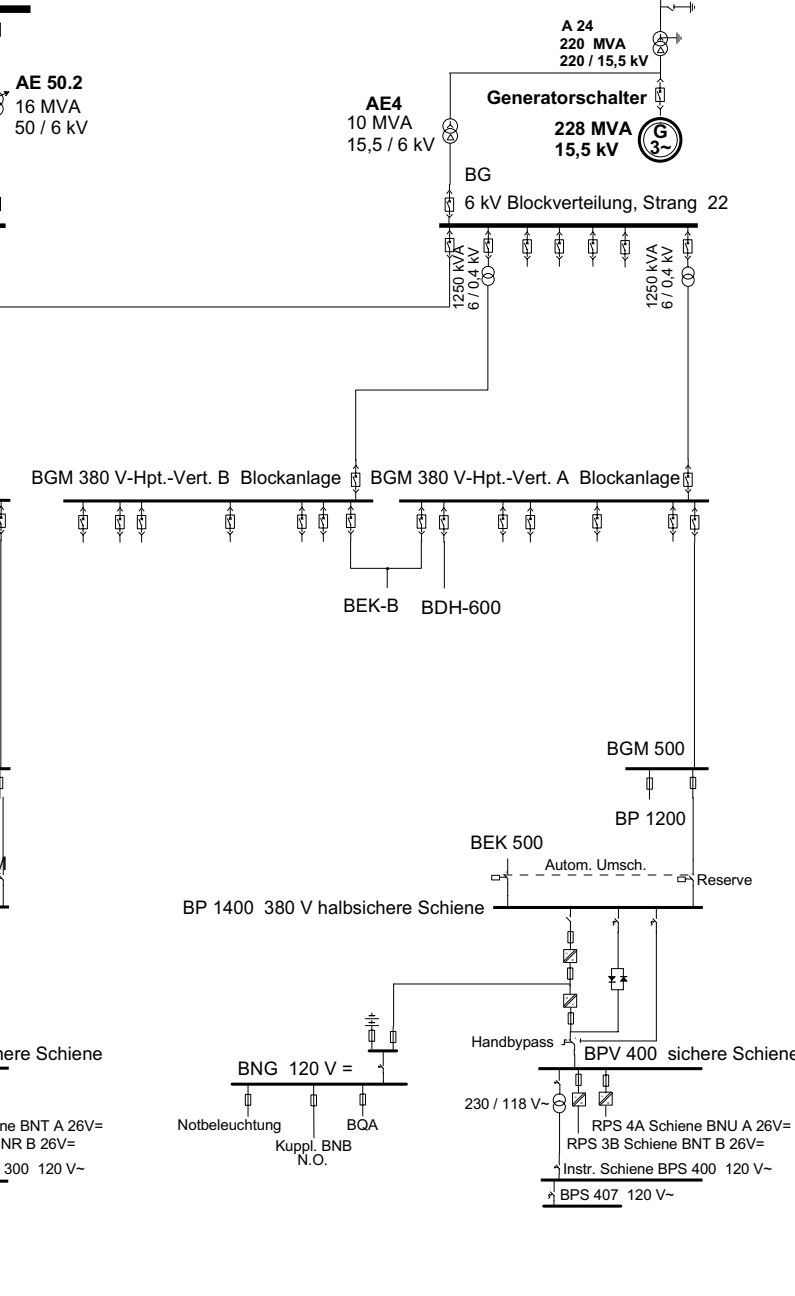


## Netzanschluss KKB 16 / 50 kV



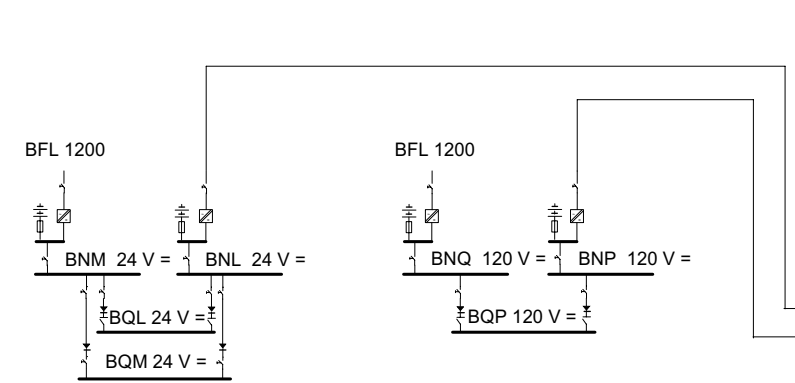
## Netzanschluss KKB 16 / 50 kV

## Netzanschluss KKB 50 kV

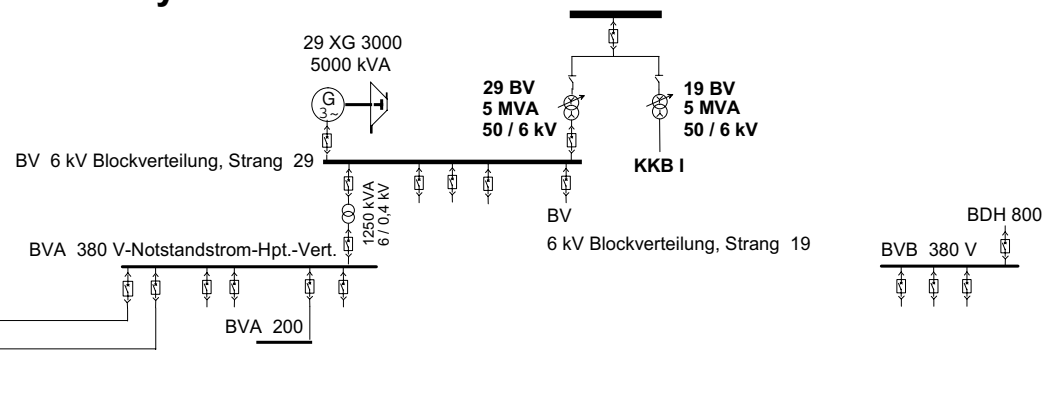


## Netzanschluss KKB 22 220 kV

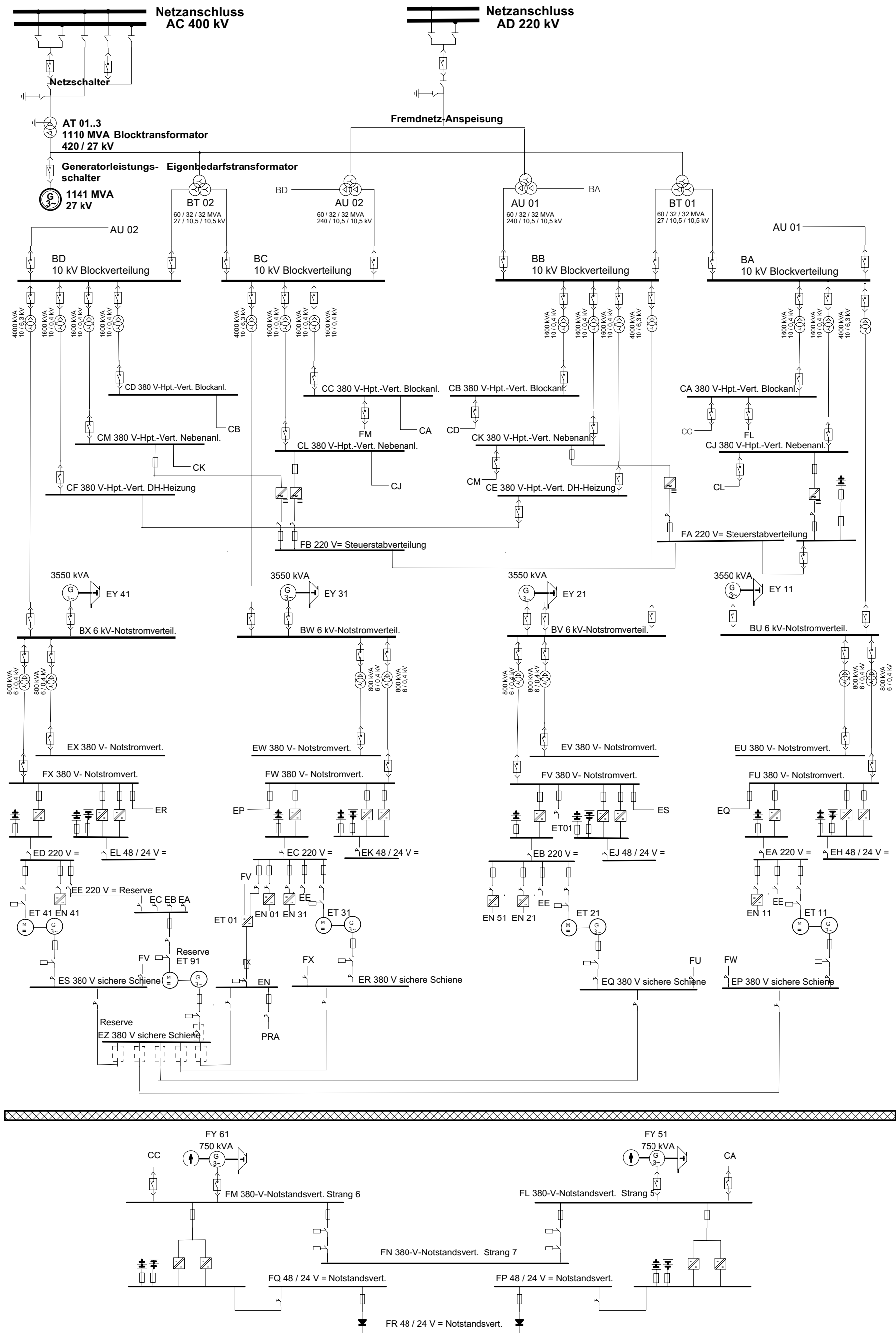
## Notstandssystem



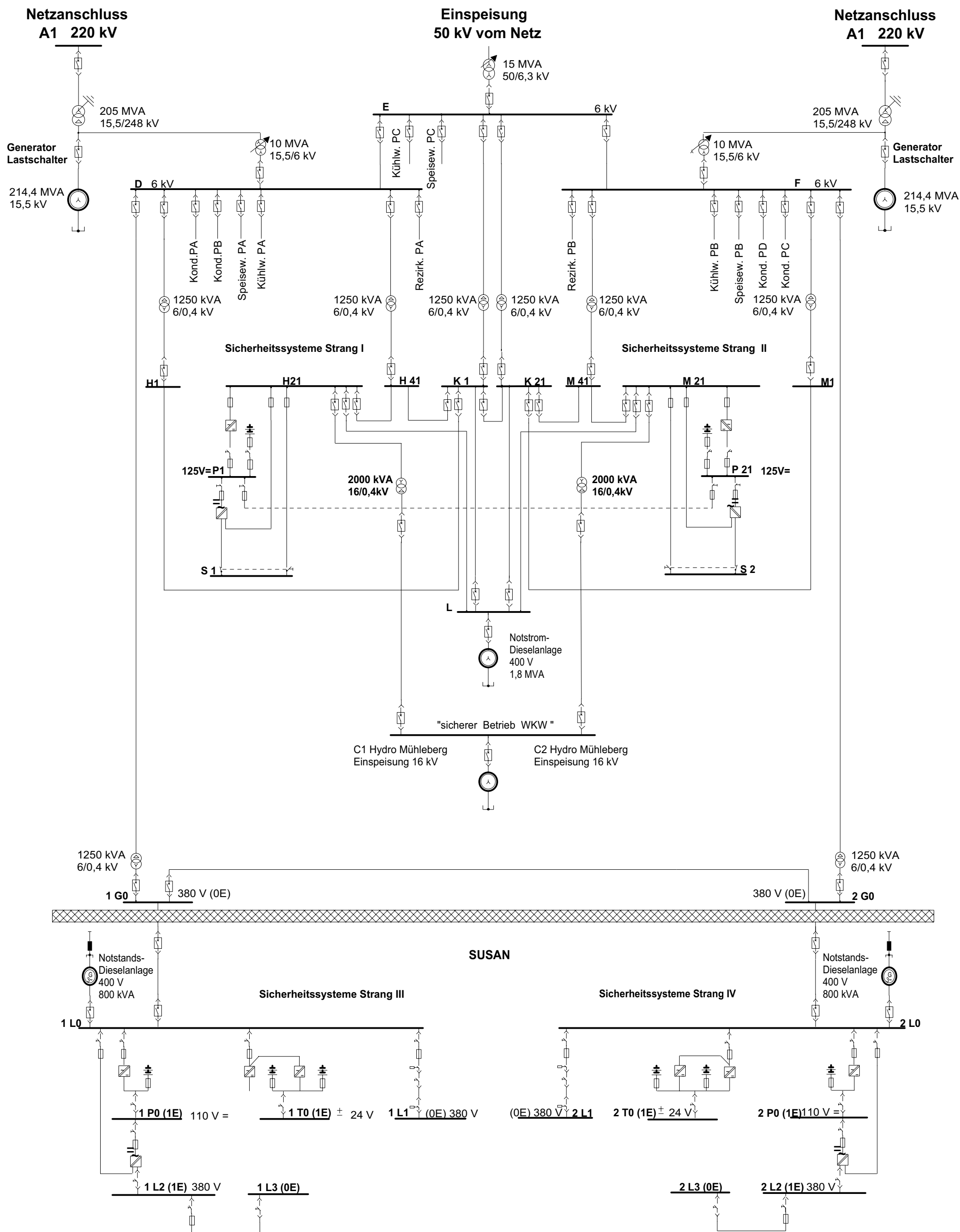
## Netzanschluss KKB 50 kV



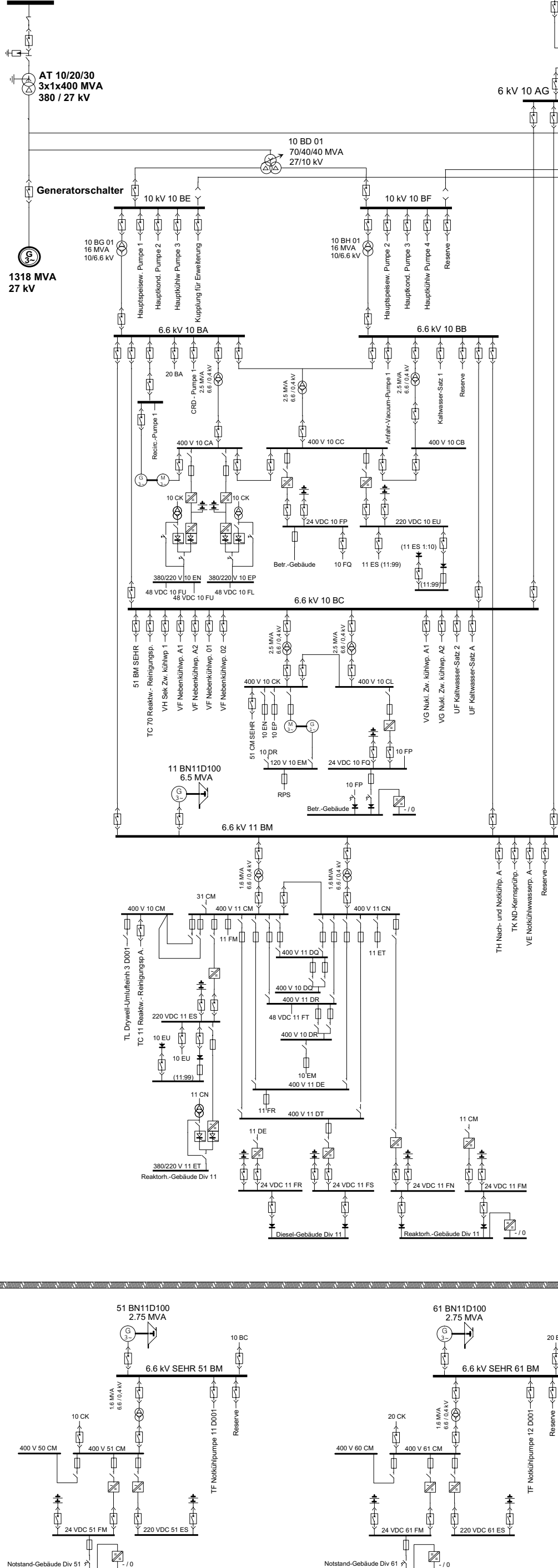




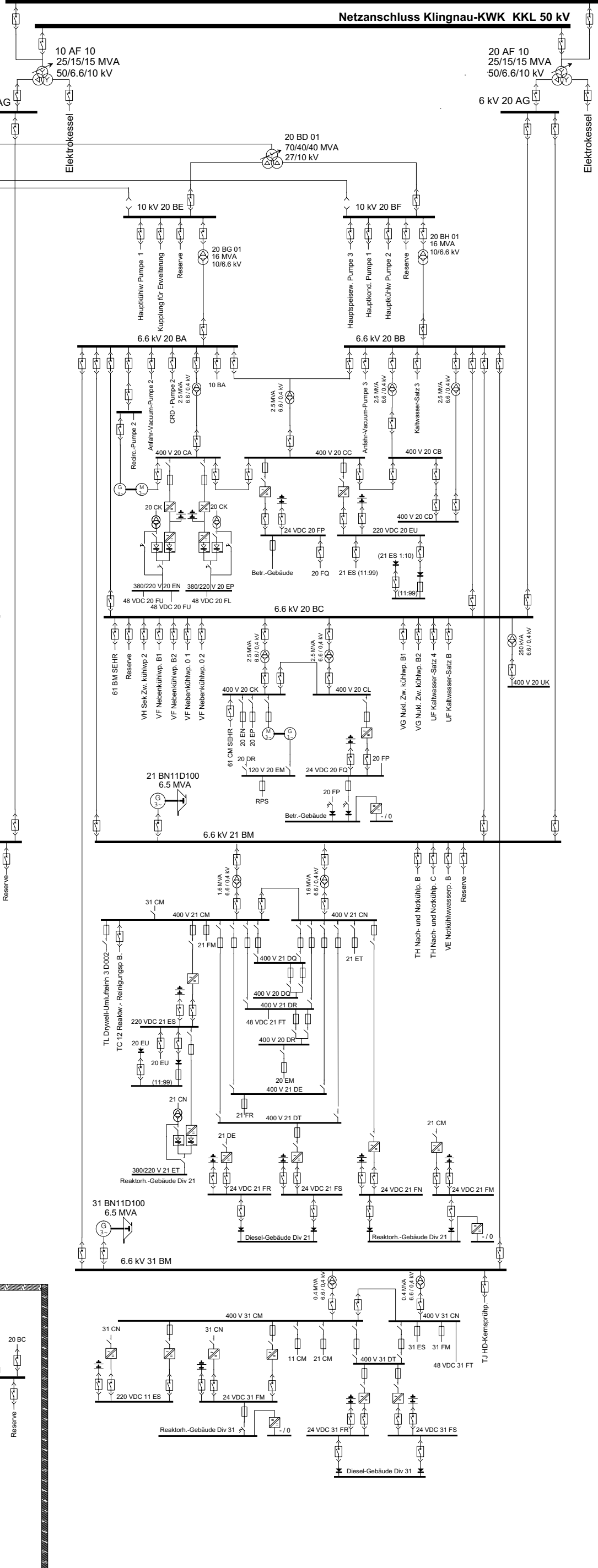
# Beilage 3 KKM



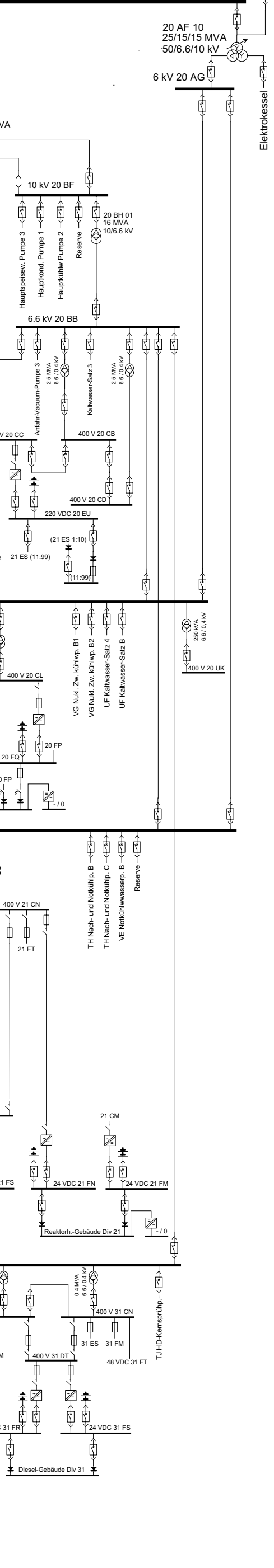
## Netzanschluss KKL 380 kV



## Netzanschluss Klingnau-Beznau KKL 50 kV



## Netzanschluss Klingnau-KWK KKL 50 kV



HSK-AN-6132

**Herausgeber** Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK) CH-5232 Villigen-HSK  
Telefon +41(0)56 310 38 11 Telefax +41(0)56 310 39 95 und +41(0)56 310 39 07

**Zu beziehen bei** Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK) Informationsdienst CH-5232 Villigen-HSK  
oder per E-Mail [Infodienst@hsk.ch](mailto:Infodienst@hsk.ch)  
Abrufbar unter [www.hsk.ch](http://www.hsk.ch)